

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA**



**“CÁLCULO DE INGRESOS POR VENTA DE  
ENERGÍA Y POR REMUNERACIÓN DE POTENCIA  
APLICADO A LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA  
CAÑÓN DEL PATO”**

**INFORME DE INGENIERÍA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:  
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

**ROBERTO CARLOS TAMAYO PEREYRA**

**PROMOCIÓN 1 992 - II**

**LIMA – PERÚ**

**2 002**

*Dedico este trabajo a:*  
*Mis padres, por su amistad y confianza plenas,*  
*Una Rosa que está en el cielo, quien me cuida en todo momento,*  
*Mi hermano, por el apoyo incondicional en mi carrera,*  
*Y demás seres que estimo y quiero.*

**Cálculo de ingresos por venta energía y por remuneración de potencia  
aplicado a la central hidroeléctrica Cañón del Pato**

<b>CAPITULO I .....</b>	<b>7</b>
<b>INTRODUCCION .....</b>	<b>7</b>
<b>1.1 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL .....</b>	<b>7</b>
<b>1.2 COMPROMISO DE INVERSIONES .....</b>	<b>14</b>
<b>1.3 CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL CAÑÓN DEL PATO .....</b>	<b>16</b>
<b>1.4 MERCADO ELECTRICO .....</b>	<b>21</b>
<b>CAPITULO II .....</b>	<b>25</b>
<b>ASPECTO GENERALES DEL SECTOR ELECTRICO PERUANO .....</b>	<b>25</b>
<b>2.1 MARCO LEGAL .....</b>	<b>25</b>
2.1.1 Ley de Concesiones Eléctricas .....	25
2.1.2 Formulación de la Ley .....	26
2.1.3 Objetivos de la Ley .....	27
2.1.4 Organismos técnicos definidos para el sector eléctrico.....	27
<b>2.2 COSTOS MARGINALES .....</b>	<b>33</b>
<b>2.3 SISTEMA TARIFARIO .....</b>	<b>46</b>
<b>2.4 COSTOS DE GENERACIÓN - COMPENSACIONES EN TRANSMISION</b>	<b>51</b>
2.4.1 Costos de potencia.....	52
2.4.2 Costos de energía.....	53
2.4.3 Costos en la transmisión .....	54
2.4.4 Criterios para la formulación del despacho económico .....	61
<b>2.5 CONTRATOS Y TRANSFERENCIAS .....</b>	<b>72</b>
<b>CAPITULO III .....</b>	<b>77</b>
<b>DETERMINACION DE LOS INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA Y POR REMUNERACION DE POTENCIA.....</b>	<b>77</b>
<b>3.1 DETERMINACION DE LA ENERGIA GENERABLE.....</b>	<b>83</b>
3.1.1 Determinación de las Matrices de Potencia Generable.....	86
<b>3.2 CALCULO DE PRECIOS DE ENERGIA Y POTENCIA (PRECIOS BASICOS DE LA POTENCIA Y DE LA ENERGIA) .....</b>	<b>89</b>

3.2.1	Precios básicos de la potencia y de la energía .....	90
3.2.2	Costo de Racionamiento .....	91
3.3	PRONOSTICO DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA.....	91
3.4	PARQUE GENERADOR EXISTENTE .....	93
	CENTRALES TERMICAS EXISTENTES .....	95
3.5	PROGRAMA DE OBRAS .....	96
3.6	BALANCE OFERTA DEMANDA DE POTENCIA .....	97
3.7	COSTOS VARIABLES COMBUSTIBLES Y NO COMBUSTIBLES.....	97
CAPITULO IV .....		101
SIMULACION DE LA OPERACIÓN ECONOMICA .....		101
4.1	INGRESOS POR FACTURACION DE POTENCIA .....	105
4.2	INGRESOS POR FACTURACION DE ENERGIA A PRECIO REGULADO.....	105
4.3	TRANSACCIONES EN EL COES-SINAC .....	106
4.3.1	Transferencias de energía .....	106
4.3.2	Transferencia de potencia de punta.....	106
CAPITULO V .....		137
EVALUACION ECONOMICA.....		137
5.1	INGRESOS OPERATIVOS .....	137
5.2	INGRESOS NETOS .....	138
5.2.1	Costo por uso del sistema de Transmisión.....	138
5.2.2	Costos de operación (personal) .....	138
5.2.3	Depreciación .....	139
5.2.4	Costos variables de generación - energía térmica (combustibles).....	139
5.2.5	Costos de generación hidráulica (canon de agua) .....	139
5.2.6	Aportes al COES .....	139
5.2.7	Aportes a organismos reguladores.....	140
5.2.8	Participación de trabajadores e impuesto a la renta .....	140
5.3	RENTABILIDAD .....	141
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....		154
ANEXOS .....		161
BIBLIOGRAFIA		



## PROLOGO

Este trabajo se ha desarrollado con la finalidad de analizar las circunstancias y consideraciones en que se desarrolló el proyecto de re-potenciación de la central hidroeléctrica Cañón del Pato, que incluyó no sólo el incremento de potencia por el mejoramiento de nuevas tecnologías en los materiales y perfiles de los rodets de las unidades de generación sino también la construcción de una nueva toma de captación y la presa de regulación San Diego.

Durante el análisis e implementación del proyecto de re-potenciación la estructura del mercado fue diferente al actual, existiendo dos Comités de Operación Económica del Sistema, el COES-SICN y el COES-SIS, considerándose para el análisis del proyecto la interconexión de ambos sistemas ya que se encontraba dentro del horizonte de análisis. El modelo usado para simular el despacho hidrotérmico sería cambiado, debido a la necesidad de simular los dos sistemas interconectados operando conjuntamente, porque los modelos a la fecha sólo simulaban cada sistema por separado, así como, ya se habían desarrollado modelos que no centralizaban el cálculo del costo a un solo nodo sino que pueden generarlos para todos los nodos y optimizan también todos los embalses.

Los riesgos a los que están expuestos estos tipos de inversiones son diversos e impredecibles, por ejemplo, para el análisis e implementación del proyecto se tenía previsto que el de Camisea estaría concluido el 2003, del cual las unidades térmicas de las empresas Edegel y Etevensa tendrían

mayores posibilidades para ser despachadas, lo cual no ha sucedido debido a demoras en el proceso de entrega en concesión del proyecto de Camisea, está demora supuestamente beneficia a las inversiones hidráulicas y a las unidades térmicas menos eficientes, debido a que se pensaba que luego de culminado el proyecto Camisea las unidades a gas desplazarían a las unidades más caras, lo cual bajaría los costos marginales que se derivan del mercado spot. En este sentido, los inversionistas experimentan a nivel global, en la actualidad en algunos casos en mercados des-regulados, situaciones no consideradas inicialmente en las evaluaciones de sus proyectos, tal es el caso de la volatilidad de los precios en los combustibles y el gas debido al nivel de competencia que se ha alcanzado en estos mercados, generalmente por deficiencias del marco regulatorio, además por la elasticidad de la demanda y por el comportamiento de las empresas competidoras.

En este sentido, este trabajo presenta una metodología práctica para determinar valorizaciones de los ingresos comerciales por venta de energía y remuneración de potencia, la aplicaremos al caso de la central hidroeléctrica Cañón del Pato.

Estos ingresos serán determinados considerando el entorno del mercado spot y de los contratos de suministro, para la producción de la central Cañón del Pato, así como, lo referido a los mecanismos del mercado regulado necesario para la determinación de los costos marginales esperados.

Dicha determinación se ha realizado para el período 2001-2010, para dos escenarios principales, con regulación y sin regulación de la presa San Diego. Para ambos casos, se han considerando dos posibilidades: con contrato a

precio regulado hasta el límite de su potencia firme correspondiente, y sin contrato a precio regulado.

En el primer capítulo se describe el sistema eléctrico interconectado nacional, haciendo referencia a sus variables más relevantes; se hace una reseña para el caso específico de la central Cañón del Pato de los compromisos de inversión que asumió luego de su privatización, así como, de los proyectos futuros asociados a la central; se consideró importante brindar alcances acerca de las características técnicas de la referida central y por último se trata de precisar el entorno que rige nuestro mercado eléctrico presentando a los agentes de negocio eléctrico peruano.

El segundo capítulo trata de manera general de aspectos relevantes del sector eléctrico peruano, principalmente se aborda el marco legal, establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, que definen requisitos necesarios para la inversión y la explotación en alguna actividad del sector eléctrico (generación, transmisión o distribución) y brinda señales para las inversiones de capital, como es el 12% aplicada a la tasa de actualización (retorno), resaltando el espíritu de la misma traducidos en objetivos concretos, así como, se describe de manera general la estructura del sector eléctrico. El concepto marginalista de la Ley, nos obliga a detallar el principio económico para las decisiones de inversión que nuestra Ley considera, es decir, se da un repaso al concepto de Costos Marginales. Como el objeto del informe es determinar los ingresos por venta de energía y remuneración por potencia de una central en particular, es fundamental referirnos al sistema tarifario y principalmente a su fundamento, es decir, que la suma de los ingresos por venta de energía y remuneración por potencia, es igual al costo de capital y de

operación de un sistema eléctrico. Luego, resaltamos los costos incurridos en la generación, por energía y por potencia, y los de transmisión que generalmente es trasladado al usuario final; estos conllevan a la formulación de tarifas en generación y transmisión, a partir de modelamientos del despacho económico de largo plazo. Por último se menciona la importancia de los contratos, porque garantizan la rentabilidad de los proyectos, en un mercado de riesgos.

En el tercer capítulo se aborda la determinación de los ingresos por venta de energía y por remuneración de potencia, a partir de una metodología que considera, entre otros, la determinación de la energía generable, el cálculo de los precios básicos de potencia y energía, la determinación del pronóstico de la demanda, la determinación de los costos variables del parque térmico.

Con lo anterior, se consigue procesar cálculos previos que será utilizados en la simulación de la operación económica, como se verá en el capítulo cuarto, con los cuales se determinan los ingresos operativos (brutos) por facturación de potencia, por facturación de energía a precio regulado, y por transacciones en el COES-SINAC por energía y por potencia de punta.

El quinto capítulo trata de una evaluación económica, donde se determinan los ingresos netos, que son el resultado de la diferencia de los ingresos operativos y los costos que deben ser cubiertos por la empresa generadora propietaria de la central en cuestión. Finalmente se proyecta la rentabilidad, generando sensibilidades con la tasa de actualización.

## **CAPITULO I**

### **INTRODUCCION**

#### **1.1 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL**

Los sistemas eléctricos son medios físicos constituidos por instalaciones y equipos electromecánicos que permiten el suministro de energía eléctrica desde los puntos de generación hasta los del usuario final.

El sector eléctrico peruano está conformado por el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y los sistemas aislados. Anteriormente estaba constituido por los sistemas interconectados Centro – Norte (SICN) y Sur (SIS)<sup>1</sup>.

Las actividades que comprende el sector eléctrico son: producción (desarrollada por los concesionarios de generación), transporte (desarrollada por los concesionarios de transmisión), distribución de la energía eléctrica (desarrollada por los concesionarios de distribución).

La actividad de producción corresponde a la generación de energía eléctrica a través de centrales hidroeléctricas y termoeléctricas; la actividad de transporte corresponde a las instalaciones de transmisión y transformación en niveles de tensión de alta tensión; la actividad de distribución corresponde a los sistemas finales destinados al suministro de energía eléctrica generalmente en los niveles de media y baja tensión. En el capítulo referido a la operación de los

<sup>1</sup> El 14 de setiembre de 2000 se puso en servicio la línea de interconexión Mantaro – Tacabaya en etapa de pruebas, y a partir del 08 de octubre en operación comercial, uniendo el SICN con el SIS constituyéndose el SEI

sistemas interconectados se incidirá en las actividades de generación y transmisión.

Los generadores venden su producción a las empresas distribuidoras a un precio regulado (precio fijo establecido por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERG – GART, ex Comisión de Tarifas de Energía - CTE), a clientes denominados libres (cuando la potencia concentrada de estos es superior a 1000 kW y no sujeta a regulación de precios) y a un mercado spot (en este caso al COES existente a un costo marginal de corto plazo). Asimismo, las transacciones entre generadores se realizan a precio regulado hasta el límite de su capacidad garantizada y sólo a aquellas que se destinan al servicio público de electricidad<sup>2</sup>.

La conformación de centros de consumo de cierta magnitud en las regiones Centro, Norte y Sur del país, junto con la existencia de recursos hídricos de importancia, ha significado el desarrollo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) constituido inicialmente como Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) a partir de 1980, con la puesta en servicio del primer circuito de la línea de transmisión Paramonga – Chimbote (220 kV), que enlazó los siguientes sistemas eléctricos:

- Sistema Centro, constituido por los Sistemas Mantaro, Lima y Marcona.
- Sistema Cahua – Paramonga, constituido por los Sistemas de Cahua y el Complejo Industrial Paramonga.

---

<sup>2</sup> Constituye Servicio Público de Electricidad, el suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo, hasta los límites de potencia que son fijados de acuerdo a lo que establezca el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. El Servicio Público de Electricidad es de utilidad pública (Artículo 2º de la Ley de Concesiones Eléctricas). Actualmente se deja de ser un cliente de servicio público cuando éste supera un Megavatio de demanda.

- Sistema Norte Medio, constituidos por los Sistemas del Santa, Chimbote, Trujillo y Chiclayo.
- Ya estaban vinculados al Sistema Centro las cargas de Centrominperú, Huancavelica y Ayacucho.
- El Sistema Talara se interconecta al SICN a partir de febrero de 1998, por la necesidad de evacuar la energía generada con gas natural desde la central térmica de Malacas.
- En 1999 se interconectaron las cargas de las ciudades de Tumbes y Zorritos, como parte del proyecto de interconexión con el Ecuador.
- El 14 de setiembre de 2000 se interconecta el SICN con el Sistema Interconectado Sur (SIS), este último enlazaba los sistemas siguientes: Sistema Sur Oeste, Sistema Sur Este y Sistema Sur.

El SIS se encuentra ubicado en la región sur del Perú, comprendiendo los departamentos de Arequipa, Apurímac, Cuzco, Moquegua, Puno y Tacna.

La operación del Sistema Interconectado Sur (SIS) se inició el 6 de enero de 1997, con la interconexión de los sistemas eléctricos del Sur Este y del Sur Oeste, mediante la puesta en servicio de la línea de transmisión en 138 kV Tintaya – Santuario de 179,6 Km. de longitud.

El sistema Sur Este se extiende desde la S.E. Abancay en el departamento de Apurímac, hasta la S.E. Juliaca en el departamento de Puno, pasando por las ciudades de Cuzco, Sicuani, el centro minero BHP Tintaya y las localidades de Ayaviri y Azángaro; mientras que el subsistema Sur Oeste se extiende desde la S.E. Tintaya, hasta la C.H. Aricota 2 en el departamento de Tacna,

pasando por la ciudad de Arequipa interconectando las centrales de Charcani, Mollendo, Ilo y el sistema de Southern Peru Cooper Corporation.

Con la interconexión de los sistemas eléctricos del sur, la confiabilidad del servicio se ha visto fortalecida, sin embargo al producirse el colapso de la C.H. Machupicchu el 27.02.98, el SIS fue declarado en emergencia, por las restricciones técnicas para reemplazar 107 MW de origen hidráulico por generación térmica y por las restricciones operativas para el suministro de energía al subsistema Sur Este.

La máxima generación del SIS antes de la interconexión, se registró en el año 2000 y alcanzó los 473.62 MW, registrado a las 19:00 horas del 05 de setiembre, mientras que la generación de energía de ese mismo año hasta la interconexión fue de 2 315.7 GWh, correspondiendo 1 162.7 GWh (50.2 %) a la generación hidráulica y 1 153.0 GWh (49.78 %) a la generación térmica.

Los principales centros de carga del SICN son Lima, Callao, Piura, Talara, Chiclayo, Trujillo, Chimbote, Paramonga, Pisco, Ica, Marcona, Ancash, Huánuco, Huancavelica y Huancayo.

Los principales centros de carga del SIS son Arequipa, Mollendo, Cuzco, Juliaca, Puno, Tacna, Moquegua e Ilo.

La máxima demanda en el SEIN durante el año 2001 fue de 2 792.8 MW y se registró el 20.12.2001 a las 19:45 horas. Se tuvo una producción de energía eléctrica de 18 462.82 GWh, correspondiendo a la generación hidráulica el 91% y a la térmica el 9%. Al 31 de diciembre de 2000, la potencia instalada correspondiente a las centrales generadoras de SEIN ascendió a 4 804.3 MW, de los cuales 55.5% corresponden a centrales hidroeléctricas y 45.5% a



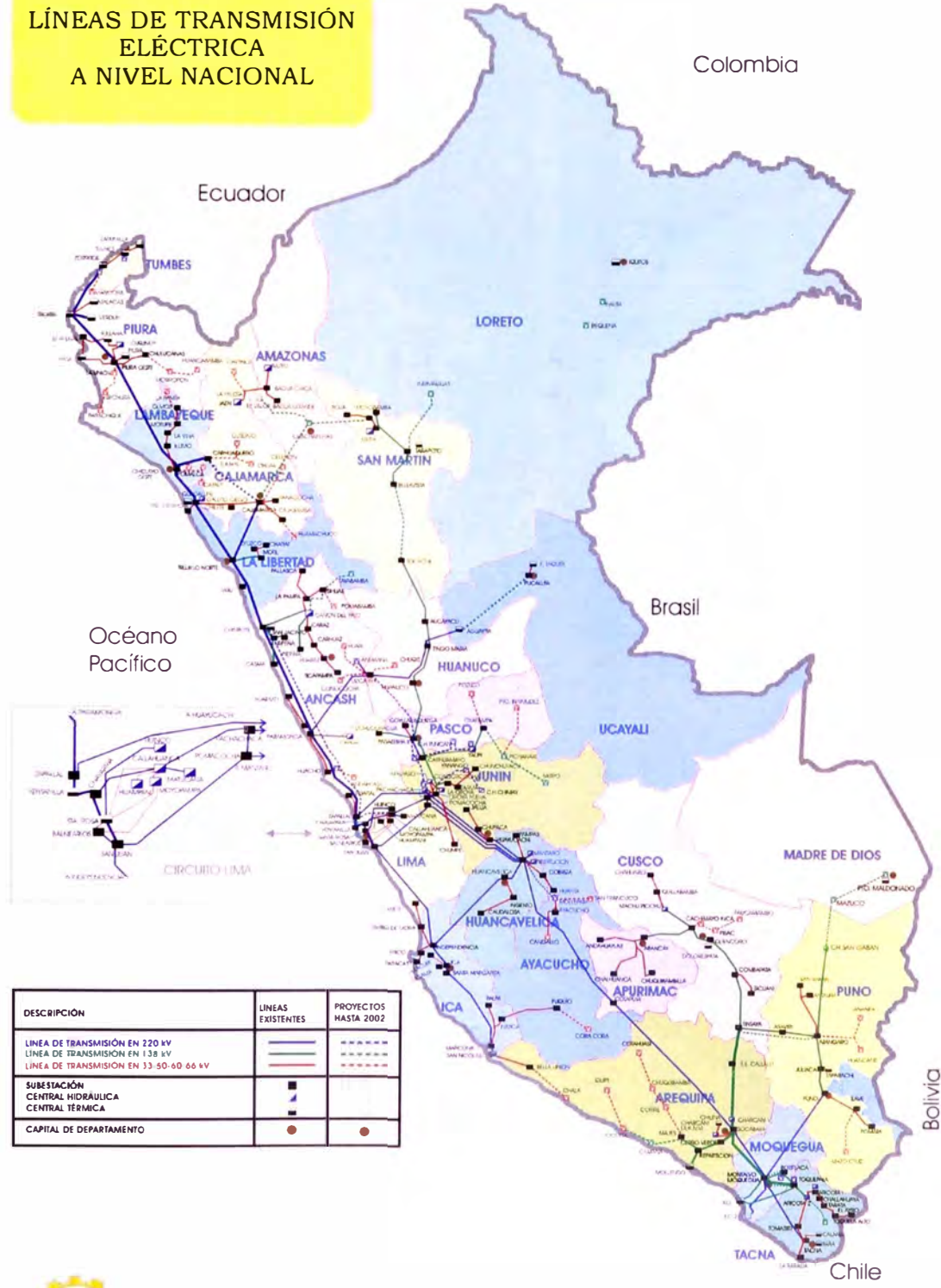
centrales termoeléctricas, de estas últimas un 69.51% corresponden a unidades turbogases, un 18.11% a unidades turbovapores y un 12.38% a unidades diesel.

Presentamos en el Anexo 1, estadísticas del SEIN correspondiente al ejercicio 2001, de las cuales se destacan los cuadros de producción de energía desagregados por central y máximas demandas registradas, comportamientos hidrológicos, factores de carga, entre otros.

Asimismo, en el SEIN también se cuenta con líneas de transmisión, subestaciones de transformación y equipos de compensación reactiva, en el mismo Anexo 1 se presentan cuadros que resumen la descripción de las principales instalaciones y equipos. Mostramos a continuación el mapa de potencia instalada y producción de energía eléctrica por departamento, así como, el mapa de principales líneas de transmisión del ámbito nacional correspondiente a 2001<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> Fuente Ministerio de Energía y Minas.

**LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA A NIVEL NACIONAL**



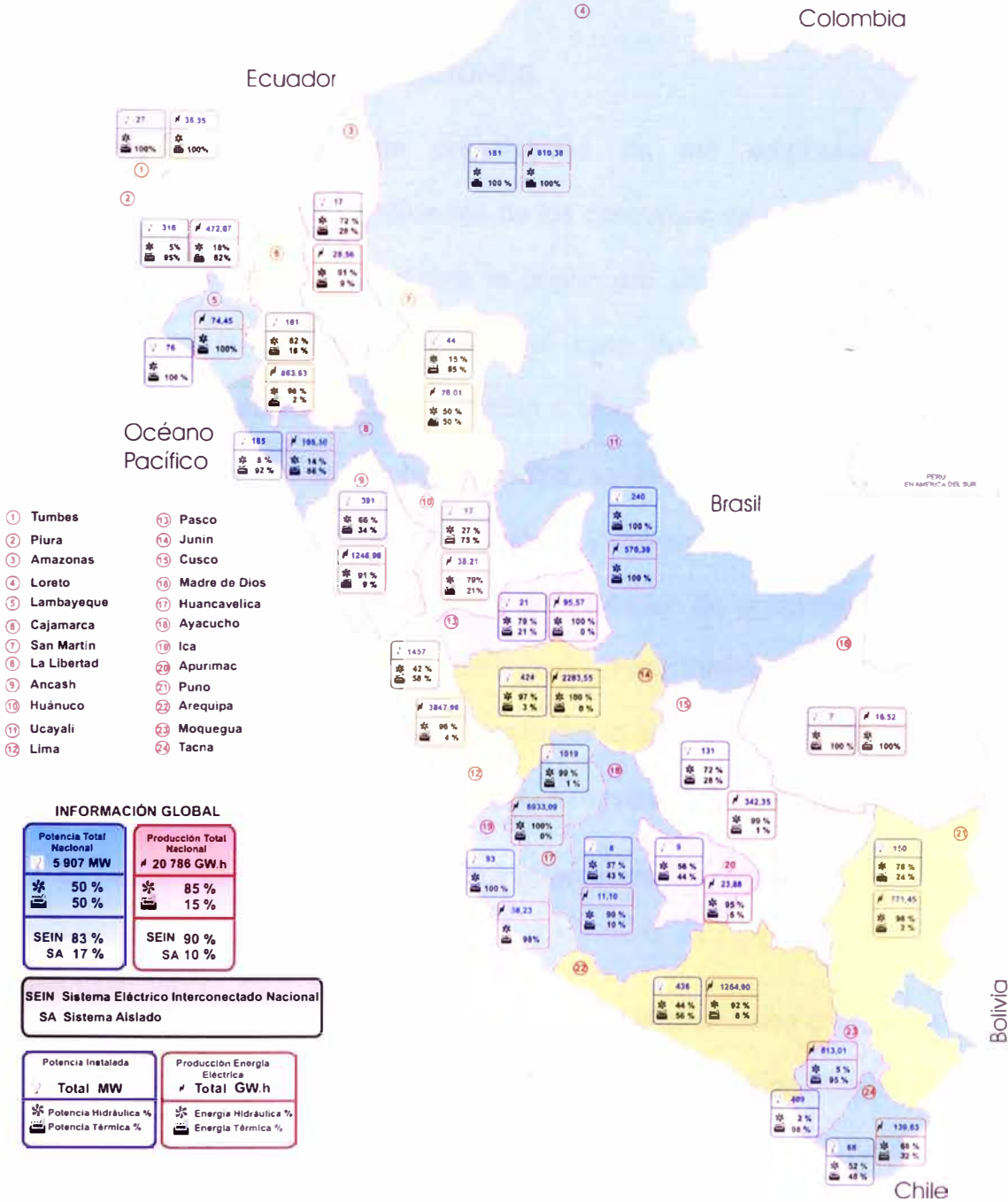
DESCRIPCIÓN	LÍNEAS EXISTENTES	PROYECTOS HASTA 2002
LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 220 kV		
LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 138 kV		
LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 33-50-60-66 kV		
SUBESTACIÓN CENTRAL HIDRÁULICA		
SUBESTACIÓN CENTRAL TÉRMICA		
CAPITAL DE DEPARTAMENTO		



**MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS**  
**DIRECCION GENERAL DE ELECTRICIDAD**  
 2001

**POTENCIA INSTALADA  
2001**

**PRODUCCIÓN DE  
ENERGÍA ELÉCTRICA 2001**



**MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS**  
**DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD**  
DIRECCIÓN DE PROMOCIÓN Y ESTADÍSTICA

## 1.2 COMPROMISO DE INVERSIONES

Dentro del proceso de privatización de las empresas estatales, generalmente una de las condiciones de los concursos de licitación apuntaba a que la empresa que se adjudicara la buena pro debía realizar en un plazo señalado una nueva inversión, para el caso de centrales eléctricas, las empresas generadoras se comprometían a ampliar la potencia instalada de la central o la instalación de una nueva central, éstas inversiones de ampliación o de instalación eran aprobadas por el estado y dependía de la dimensión de la central. Muchas empresas optaron por la instalación de unidades térmicas del tipo turbo gas. La empresa dueña en su momento (Dominum Company)<sup>4</sup> de la central hidroeléctrica Cañón del Pato optó por la ampliación de 100 MW desde sus centrales hidroeléctricas existentes, la mencionada y Carhuaquero.

El planteamiento de inversión para el proyecto de ampliación consistió de cinco partes básicas:

- La ampliación de la capacidad de la central hidroeléctrica Cañón del Pato en 90 MW (de 150 MW a 240 MW), para lo cual se reemplazaron las seis turbinas y generadores de 25 MW nominales, licitadas en su momento, por otras nuevas de 40 MW. Actualmente los trabajos se encuentran terminados.
- La ampliación de la capacidad de la central hidroeléctrica Carhuaquero en 12 MW (de 75 MW a 87 MW), esta parte se llevó a cabo reemplazando tres turbinas y generadores de 25 MW nominales, licitadas en su momento, por

otras nuevas de 29 MW. Actualmente los trabajos se encuentran terminados.

- Una toma de captación de agua complementaria, en el río Santa, para proporcionar mayor flujo de agua y de mejor calidad al túnel de la central Cañón del Pato. Esta segunda toma fue construida para aliviar la alta demanda en la toma existente. Durante la estación húmeda, permitirá que una toma salga fuera de servicio para labores de mantenimiento mientras la otra quede operativa, de esta manera el Factor de Presencia<sup>5</sup> de la central no se vería afectado. Actualmente los trabajos se encuentran terminados.
- Una presa de regulación diaria denominada San Diego, con una capacidad de aproximadamente 675 Miles de m<sup>3</sup>, para optimizar la generación en los periodos de estiaje en horas punta. Actualmente los trabajos se encuentran terminados.
- Un desvío del río Quitaracsa a los túneles de la central Cañón del Pato. Se construirá una bocatoma y un túnel. Se prevé que esto afiance un caudal que aumente la potencia en 16 MW en promedio durante la estación seca. Como un beneficio secundario durante la estación húmeda, puede ser usada para contrarrestar parte de agua con alta concentración de sedimentos del río Santa con el agua más limpia proveniente del río Quitaracsa. Actualmente se tiene una derivación provisional para efectos de captar pequeños caudales para el sistema de refrigeración de la central. No se ha precisado fecha de inicio de los trabajos respectivos.

---

<sup>4</sup> Actualmente la propietaria de la mencionada central hidroeléctrica es la empresa americana Duke Energy Internacional.

<sup>5</sup> Conforme al Procedimiento Técnico N° 25 del COES SINAC, el Factor de Presencia para unidades de generación hidráulicas se refiere al indicador que establece la Indisponibilidad Total de una central en su

Por la envergadura del proyecto, la rentabilidad y el costo de oportunidad del capital invertido en la ampliación referida era necesario evaluarla, considerando además la operación del embalse San Diego, cuyo costo aproximado se estima en 12 Mio de US\$.

### **1.3 CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL CAÑÓN DEL PATO**

El sector denominado "Cañón del Pato", donde se ubica la central del mismo nombre, se localiza entre las desembocaduras de las quebradas de los ríos Cedros y Quitaracsa. Estos ríos son afluentes del río Santa, el cual es la fuente hídrica para la generación de la central! Cañón del Pato.

El río Santa tiene su origen en la laguna Aguash, la cual se encuentra ubicada en el extremo sur este del Callejón de Huaylas, a una altura aproximada de 3940 m.s.n.m.

A parte de los afluentes mencionados, en las cuencas Parón y Cedros – Cullicocha, existe capacidad potencial para afianzar la generación en la central con los aportes de la laguna Parón (50.7 Mio m<sup>3</sup>) y Cullicocha (10.6 Mio m<sup>3</sup>).

El análisis de la hidrología se detalla en el Capítulo III.

La puesta en servicio de la central Cañón del Pato tuvo tres etapas: la primera data de 1958, la segunda de 1967 y la tercera de 1981, en cada una de las etapas se instalaron dos grupos (cada tubería forzada ha sido diseñada para abastecer dos unidades).

Antes de mencionar ciertas características, es necesario comentar que desde el año 1978 con el documento "Evaluación del Potencial Hidroeléctrico

conjunto evaluada día a día. Si la central estuviera indisponible por un periodo superior o igual a quince días no remunerará potencia firme.

Nacional” bajo la cooperación Peruana – Alemana, se comenzó a desarrollar catálogos técnicos para fines de planeamiento eléctrico.

Es necesario mencionar que ya en el año 1983, la empresa matriz del sector de ese entonces, ELECTROPERU, encargó al consultor GANZ – MAVAC realizar estudios de factibilidad donde se incluían afianzamientos en tomas y reservorios.

En ese mismo año 1983 ELECTROPERU desarrolló el mismo documento del cual se presentan los datos siguientes, correspondientes a las características principales de las unidades de generación de la central Cañón del Pato:

- Potencia efectiva : 150 MW
- Altura neta : 414.90 m
- Tipo de turbinas : Pelton
- Número de grupos : 6
- Caudal turbinable : 48.00 m<sup>3</sup>/s
- Rendimiento : 3.125 MW/m<sup>3</sup>s

Asimismo, presentaron características propias de cada alternativa de operación para la central Cañón del Pato. Estas son las siguientes:

- a) Con mejoramiento de bocatoma y desarenador.
- b) Con mejoramiento de bocatoma y desarenador, más embalses Parón.
- c) Con mejoramiento de bocatoma y desarenador, más embalses Parón y Cullicocha.



- d) Con embalse y derivación Quitaracsa, más embalses Parón y Cullicocha.
- e) Con ampliación a 205 MW, sin embalse, ni derivación Quitaracsa, más embalses Parón y Cullicocha. El caudal turbinable es de 64.00 m<sup>3</sup>/s.
- f) Con ampliación a 205 MW, con embalse y derivación Quitaracsa, más embalses Parón y Cullicocha.

Las características de las alternativas anteriores se muestran en el cuadro siguiente:

	Volumen útil regulación anual Mio m <sup>3</sup>	Volumen útil reservorio diario Miles m <sup>3</sup>	Caudal promedio mensual turbinable m <sup>3</sup> /s	Factor de planta mensual	Situación
a)	0	0	39.97	0.83	Existente
b)	27	0	40.83	0.84	Existente
c)	37	0	41.17	0.85	Existente
d)	37	675000	46.12	0.95	No existe
e)	37	0	54.66	0.82	No existe
f)	37	675000	57.27	0.86	No existe

Antes del proyecto de ampliación del año 1999, como parte del compromiso por la privatización, la central Cañón del Pato tenía las siguientes características:



- Potencia nominal : 162 MW
- Potencia efectiva : 150 MW
- Altura neta : 414.90 m
- Tipo de turbinas : Pelton
- Número de grupos : 6
- Caudal turbinable : 48.00 m<sup>3</sup>/s
- Rendimiento : 3.125 MW/m<sup>3</sup>/s
- Tensión de generación : 13.8 kV
- Factor de potencia : 0.95
- Velocidad angular : 450 rpm

Actualmente, con las nuevas unidades en servicio las características son las siguientes:

- Potencia efectiva : 260.73 MW<sup>6</sup>
- Altura neta : 414.90 m
- Tipo de turbinas : Pelton
- Número de grupos : 6
- Caudal turbinable
  - Mínimo : 4.131 m<sup>3</sup>/s
  - Máximo : 81.6 m<sup>3</sup>/s
- Rendimiento : 3.236 MW/m<sup>3</sup>/s

<sup>6</sup> Dato vigente a partir del 27 de mayo de 2002 obtenido de ensayos aprobados por el COE -SI AC.

- Tensión de generación : 13.8 kV
  - Mínima : 13.5 kV
  - Máxima : 14.3 kV
- Factor de potencia : 0.95
- Velocidad angular : 450 rpm

En todos los casos la tubería de presión ha mantenido sus características originales, y estas son:

- Cantidad : 3 (una tubería por dos unidades)
- Capacidad (c/una) : 27.68 m<sup>3</sup>/s
- Diámetro : 1.95 m
- Longitud del pique : 399.76 m

Se muestra a continuación mapas de ubicación de la cuenca del río Santa.

En el anexo 4 se dará una descripción más detallada de la referida cuenca.



## 1.4 MERCADO ELECTRICO

El mercado eléctrico, como cualquier mercado puede definirse como un arreglo establecido para facilitar la compraventa de algún bien económico, donde se reúnen los productores y los consumidores, es decir, es el punto de encuentro entre la oferta y la demanda. En el caso del sector energético, el mercado tiene dos mercados principales: el de energía eléctrica y el de hidrocarburos, los cuales interactúan muy estrechamente. El mercado de energía eléctrica es tratado en detalle en el presente informe, el mercado de hidrocarburos también tiene una relación en las estrategias de costos empleadas por las empresas generadoras para competir por los clientes, lo cual influye en la determinación de un despacho óptimo. Por ejemplo, la fecha en que se termine el proyecto del gas de Camisea influye en los precios futuros que se utilizaron en la determinación del objetivo del presente informe.

El mercado de energía eléctrica está normado de acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento y Normas técnicas vigentes (Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, entre otras).

La Ley establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia, y en un sistema de precios regulados para los suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociéndose costos de eficiencia. Los precios regulados se basan en los costos marginales de suministro y se estructuraron de manera que promuevan la eficiencia del sector.

En condiciones de libre mercado, los usuarios pueden elegir libremente entre varios ofertantes de un bien, lo cual implica que el usuario tiene acceso a

información sobre la disponibilidad del bien, así como, al bien mismo. Del mismo modo el libre mercado implica la existencia de varios ofertantes en competencia y sin barreras para el ingreso al negocio, un ejemplo de ello, es el libre acceso a través de las redes de distribución y transmisión.

En un sistema de libre mercado se produce un equilibrio entre la oferta de un bien y su correspondiente demanda. Este equilibrio se obtiene a través del precio del bien, el mismo que se constituye en la señal que orienta dicho equilibrio.

Pero, se viene aplicando dentro de un contexto en el que los contratos de compra – venta entre los productores y distribuidores, situados estos últimos en una posición monoxónica (suministrase de varios) al comprar y monopólica al vender, impiden la libre competencia sin que se haya previsto en la Ley una necesaria etapa de transición, que lleve por ejemplo al distribuidor a interactuar en el mercado spot, dificultando extremadamente la negociación entre las empresas de generación y/o distribución y los clientes finales.

En la actualidad, la oferta existente es capaz de satisfacer la creciente demanda energética. Esto debido a que las empresas privatizadas, han cumplido con instalar en promedio 100 MW como compromiso de ampliación dentro de las cláusulas del proceso de privatización.

Hace cuatro años los indicadores económicos señalaban que habría riesgo para el crecimiento de la oferta al mismo ritmo que el de la economía, el mayor peligro en esos momentos se refería a conducir con una probable escasez de la oferta a una rápida y muy sensible elevación de precios de la electricidad a nivel de generación.

Se pensaba que esta elevación de precios, por el incremento de la oferta desde la intención de ampliar las capacidades de generación a partir de centrales térmicas, significaría consumo de combustibles caros que obviamente repercutirían en el sistema de costos marginales adoptado para la fijación de precios a nivel de generación, no considerando lo más importante que era la competencia en la que participaban los generadores. Pero los compromisos, a excepción de Edegel y Etevensa, significaron ampliaciones hidráulicas como es el caso de Duke Energy con las centrales Cañón del Pato y Carhuaquero. Las inversiones de ENDESA de España con 80 MW en Malacas y 190 MW en Yanango y Chimay, y del consorcio Aguaytía con 160 MW, a partir de aquí, produciéndose energía con gas natural, con lo cual la competencia entre empresas aumentó en beneficio de los usuarios por la disminución en los precios SPOT experimentados.

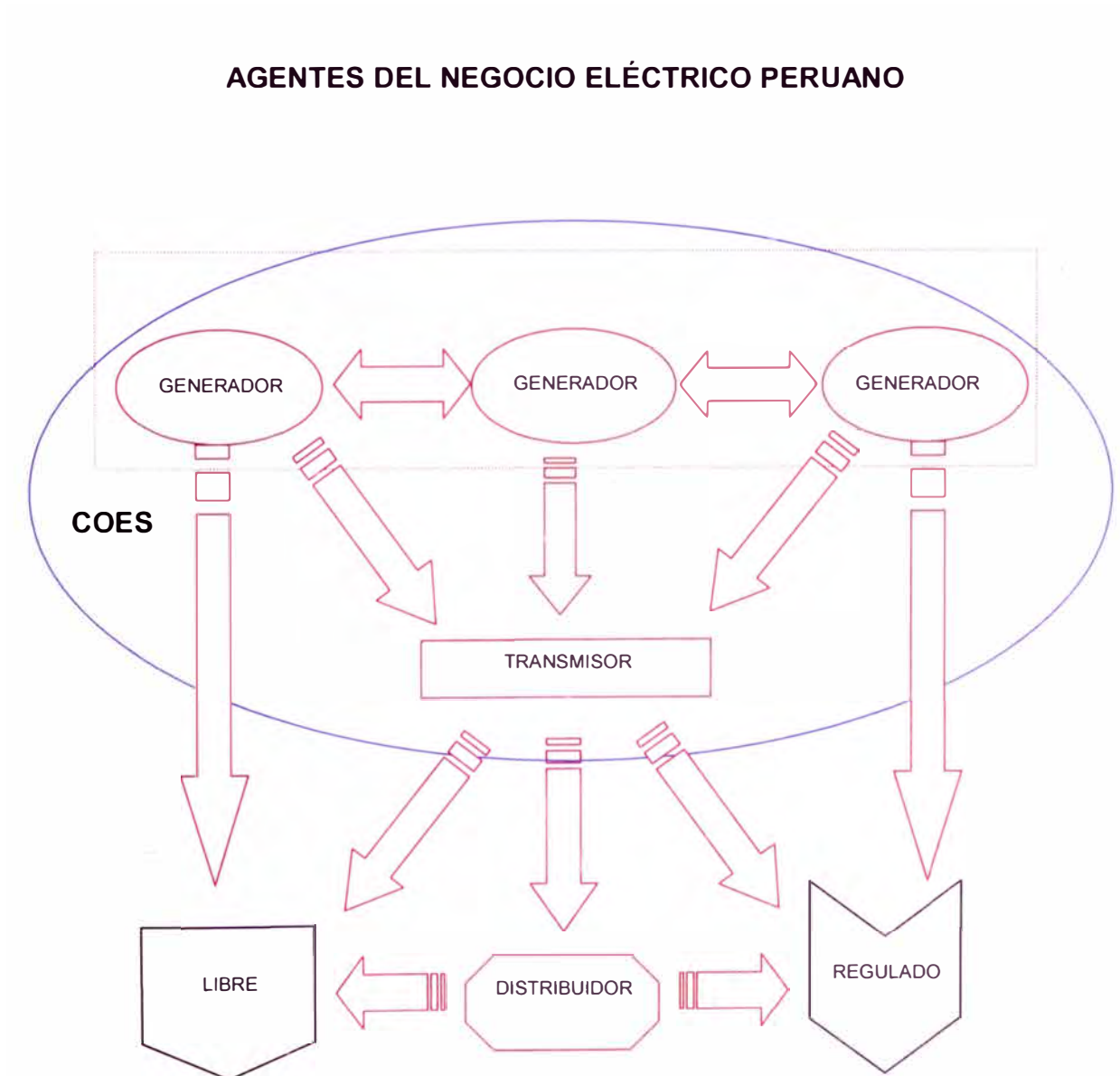
La Ley dispone la división de las actividades de generación, transmisión y distribución en negocios diferenciados.

Están sujetos a regulación de precios la transferencia de potencia y energía entre generadores, las compensaciones por el uso de los sistemas de transmisión, las ventas de generadores a concesionarios de distribución destinadas al servicio público de electricidad y las ventas a usuarios de este servicio. Se consideran usuarios libres a aquellos usuarios que tienen más de 1000 kW de demanda máxima.

Los concesionarios de transmisión y distribución están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por terceros, quienes deberán asumir los costos de ampliación a realizarse en caso necesario, y las compensaciones por el uso. En el caso de los concesionarios de distribución la utilización de sus sistemas

por parte de terceros es permitida para suministrar energía a usuarios que no tengan carácter de servicio público, ubicados dentro o fuera de su zona de concesión.

En el esquema siguiente se muestra la interrelación entre los agentes del negocio eléctrico.



## CAPITULO II

### ASPECTO GENERALES DEL SECTOR ELECTRICO PERUANO

#### 2.1 MARCO LEGAL

##### 2.1.1 Ley de Concesiones Eléctricas

Las actividades eléctricas en el país son regidas por el D.L. N° 25844 - Ley de Concesiones Eléctricas<sup>7</sup> - y su Reglamento<sup>8</sup> D.S. 009-93-EM, los mismos que disponen la libertad empresarial para invertir en el negocio eléctrico en un marco de competencia y libre mercado.

La formación de todo marco legal para propiciar la explotación e inversión de las actividades eléctricas asegurando el abastecimiento económico, eficiente y seguro para la población, parte principalmente de una voluntad política, los esquemas técnicos adecuan y orientan esta voluntad considerando los escenarios más probables de desarrollo. El marco legal propone además lineamientos para el sistema tarifario, y en nuestro caso, hasta la actualidad lineamientos para los procesos de privatización en nuestro sector.

Estos cambios, deben significar un compromiso con los incentivos para lograr una mayor competencia y eficiencia en las empresas eléctricas mediante una utilización intensa de reglas de libre mercado, que permiten a los usuarios contar con un adecuado servicio y a los propietarios el convencimiento que sus decisiones sean las más adecuadas.

<sup>7</sup>Dicta las disposiciones que norman lo referente a las actividades de los sistemas de Generación, Transmisión y Distribución – Comercialización de la energía eléctrica y encarga al MEM velar por el cumplimiento de las mismas.

<sup>8</sup>Establece las normas que regula la aplicación de la Ley.

Un aspecto gravitante en este contexto fue la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas y el diseño del nuevo esquema empresarial, que comprende: empresas de Generación, Transmisión y Distribución.

Se separa así las principales actividades del sector en función de criterios técnicos (mayoristas, minoristas), criterios económicos (creación de competencia y monopolios naturales), criterio de gestión (control y eficiencia empresarial), especialización y magnitud de inversiones.

### **2.1.2 Formulación de la Ley**

La Ley de Concesiones Eléctricas fue concebida bajo los criterios generales que se mencionan a continuación:

El criterio fundamental es establecer las condiciones de competencia en el sector, reservando la acción reguladora del Estado sólo para aquellas actividades que revisten características de monopolio natural. Esta acción reguladora debe efectuarse a través de mecanismos realistas y eficientes en cuanto a la asignación de recursos.

Un análisis de las características del sector eléctrico permite establecer que es posible crear condiciones de competencia al nivel de la generación de electricidad. En efecto, si se proveen los mecanismos adecuados para la operación coordinada de los generadores y para el uso compartido del sistema de transmisión, se origina un mercado para la comercialización de bloques de energía entre empresas generadoras, y entre estas y los grandes consumidores de los sistemas interconectados. Lo anterior, unido al hecho de que los grandes consumidores de energía eléctrica poseen sus propias alternativas de abastecimiento eléctrico, y están entonces en condiciones de



negociar con las empresas eléctricas, permite liberalizar el mercado de la electricidad al nivel de estos grandes clientes.

### **2.1.3 Objetivos de la Ley**

La Ley de Concesiones Eléctricas tiene como objetivo básico la estrategia adoptada para el desarrollo del sector energía, los principales objetivos sobre la base de los cuales se la estructuró han sido los siguientes:

- Establecer un conjunto de reglas de juego lo más claras y objetivas posible, que constituyan el marco adecuado para la instalación y funcionamiento de las empresas eléctricas. Ello con el propósito de lograr un desarrollo eficiente y estable del sector motivando la participación del capital privado.
- Otorgar a la autoridad los instrumentos de control necesarios y suficientes que permitan un funcionamiento racional del sector eléctrico.
- Minimizar los procesos administrativos en el sector eléctrico, eliminando controles y regulaciones excesivas que traben innecesariamente el funcionamiento y desarrollo del mismo.

### **2.1.4 Organismos técnicos definidos para el sector eléctrico**

El siguiente marco legal ha definido a los agentes que actúan en el sub sector electricidad.

La Ley de Concesiones Eléctricas - D.L. 25844 (06-11-92).

Ley orgánica del sector energía y minas - D.L. 25962 (18-12-92).

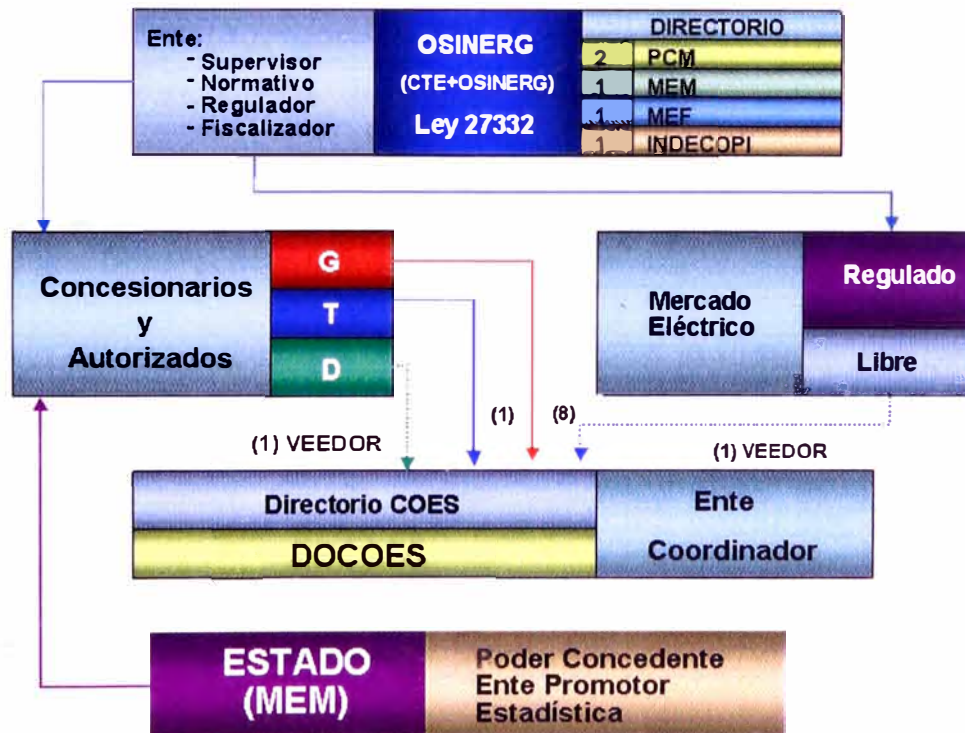
Ley de creación del OSINERG - Ley 26734 (31-12-96).

Todas ellas han sufrido modificaciones.

La estructura del Sector Eléctrico en el Perú, comprende a los organismos técnicos definidos en el marco de la Ley de Concesiones Eléctricas, los que vienen cumpliendo diversos requerimientos de acuerdo a las funciones definidas para las necesidades actuales.

Estos organismos son el Ministerio de Energía y Minas a través de la Dirección General de Electricidad (DGE), y las instituciones públicas centralizadas como, el Organismo Supervisor de las Inversiones en Energía (OSINERG) y el Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

## Agentes del Sector Eléctrico



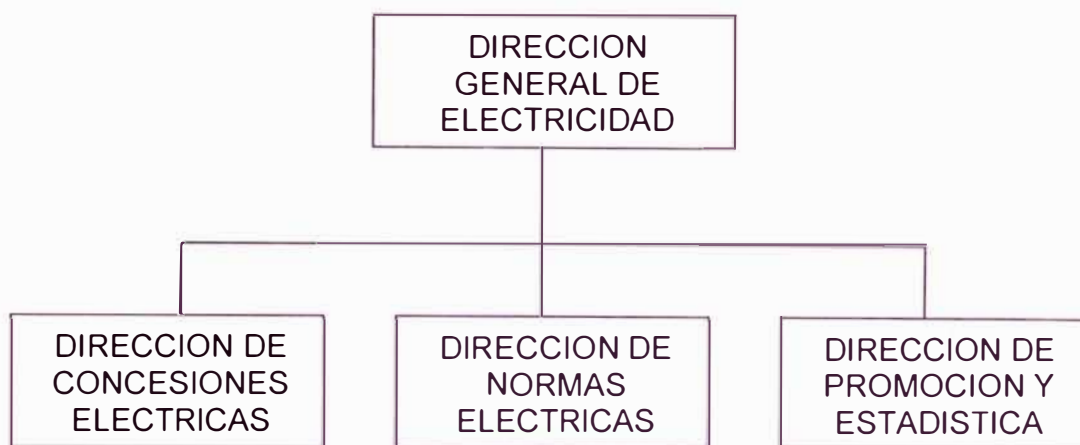
Una de las herramientas esenciales para llevar a cabo la política eléctrica del país ha sido el dotar a este sector de una organización institucional transparente y jerarquizada. En ella cabe destacar el rol de la DGE y del OSINERG, los cuales tienen la responsabilidad básica de elaborar y coordinar los planes de las políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo

del sector eléctrico. Asimismo, los COES definen los procedimientos técnicos que rigen el desarrollo y operatividad del negocio de generación y transmisión.

El Ministerio de Energía y Minas es el organismo central del sector, cuya funciones principales son promover inversiones en el sector, ejercer autoridad administrativa, normar aspectos generales y específicos relacionados al sector con alcance nacional, formular y promover políticas de fomento y tecnificación en los sectores de electricidad, de hidrocarburos y de minería, ejecutar y evaluar el inventario de recursos energéticos del país, orientar y fomentar la investigación científica y tecnológica, coordinar y promover la asistencia técnica sectorial, otorgar en nombre del Estado concesiones, y celebrar contratos según la correspondiente legislación.

### **Dirección General de Electricidad (DGE)**

En relación con la dirección normativa del sector, la Dirección General de Electricidad (DGE) evalúa y propone el lineamiento político, normas técnicas y legales del sub sector, elabora el plan referencial anual de electricidad, coordina y supervisa funciones de órganos regionales en el ámbito del sector, promueve el uso racional de recursos energéticos con fines de producción de electricidad, dicta normas sobre bienestar y seguridad eléctrica, evalúa solicitudes de concesión y autorización de actividades eléctricas, mantiene actualizado el Código Nacional de Electricidad, recopila y evalúa información estadística del sub sector, propone proyectos y analiza solicitudes de cooperación técnica económica internacional, mantiene actualizados los padrones relativos a los asuntos de electricidad, vela por el cumplimiento de las normas de preservación del medio ambiente del sector. Se presenta su estructura en el gráfico siguiente:



A continuación se señala los aspectos más importantes de la institucionalidad pública descentralizada definida para el sector eléctrico:

### **Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG)<sup>9</sup>**

En materia de fijación de precios, el OSINERG a través de su Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART), publica las tarifas resultantes de los estudios que efectúa el COES y ella misma.

Es el organismo fiscalizador de las actividades que desarrollan las empresas en los sub sectores de electricidad e hidrocarburos.

Su misión es fiscalizar a nivel nacional las disposiciones legales y técnicas en cada sub sector, así como las correspondientes normas de conservación y protección del medio ambiente.

Las funciones más importantes del OSINERG son: velar por el cumplimiento de la normatividad que regula la calidad y eficiencia del servicio, fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas por los concesionarios, fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones técnicas y legales relativas a la

<sup>9</sup> Es necesario aclarar que la Comisión de Tarifas de Energía quedó fusionada al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía, cuando fue aprobado el Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía el 09.05.2001. Actualmente es la GART (Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria) la encargada de las Fijaciones Tarifarias.

protección del medio ambiente en electricidad e hidrocarburos, fiscalizar las actividades que se desarrollan de acuerdo con la normatividad vigente y fijar tarifas. Finalmente, imponer sanciones por infracciones a la legislación eléctrica.

### **Comité de Operación Económica del Sistema (COES)**

En materia de Coordinación de la Operación, es el que tienen como misión fundamental coordinar la operación al mínimo costo en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

A fin de asegurar la competencia y el libre acceso al mercado eléctrico por parte de las empresas de generación, la Ley de Concesiones Eléctricas dispone que los titulares de las centrales de generación y de transmisión cuyas instalaciones se encuentren interconectadas conformen un organismo centralizado que es el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), con la finalidad de coordinar la operación al mínimo costo, garantizando la seguridad de abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. Para tal efecto, la operación de las centrales de generación y de los sistemas de transmisión se sujetará a las disposiciones del COES. Actualmente, coordina la operación en tiempo real del SEIN.

Para integrar un COES las entidades generadoras deberá tener una potencia efectiva mayor del 1% de la potencia efectiva del sistema interconectado y comercializar más del 15% de su energía firme. Las entidades generadoras que no cumplieran individualmente con dichas condiciones pueden participar asociándose entre ellas para alcanzar los límites establecidos, pudiendo creditar a un representante al COES. El titular del sistema principal de transmisión también integrará el COES.

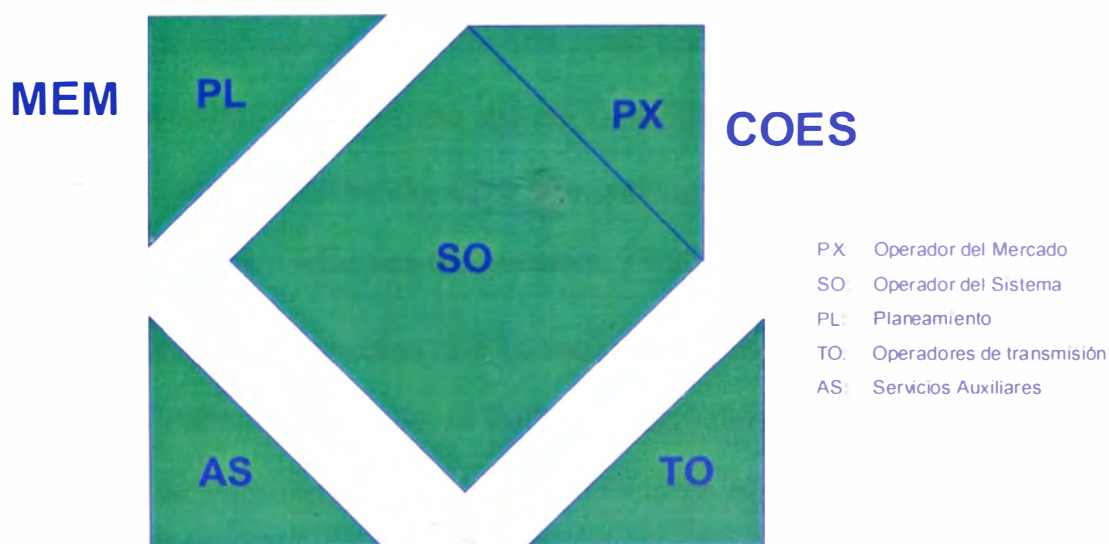
Asimismo, los propietarios de centrales de generación cuya producción comercializada anual se encuentre totalmente contratada con otras empresas generadoras del COES, pueden eximirse de participar en el COES, correspondiendo efectuar la coordinación de la operación de dichas centrales a la empresa integrante.

Los concesionarios de transmisión, cuando integren un COES, están obligados a operar sus instalaciones de acuerdo a las disposiciones del mismo.

La Ley también dispone que ningún integrante del COES pueda contratar con sus usuarios más potencia firme que la propia o la contratada a terceros, la misma que conjuntamente con la energía firme es calculada por el COES.

El concepto de potencia firme en los términos establecidos por la Ley tiene una connotación de tipo comercial para eventos contractuales y determina el derecho de los generadores conectados a los sistemas eléctricos a participar en el negocio.

### Estructura Institucional de la Operación - Modelo peruano



En resumen, los roles a cargo de las instituciones que conforman la estructura del sector están definidos de la manera siguiente:

Política sectorial	Ministerio de Energía y Minas
Regulación normativa	Dirección General de Electricidad
Fiscalización	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía
Regulación Económica	
Regulación Operativa	Comité de Operación Económica del Sistema
Prestación de servicios	Concesionarios y usuarios

## 2.2 COSTOS MARGINALES

El criterio económico o función objetivo tanto en las decisiones de inversión como de operación es muy importante antes de tomar una decisión de inversión e incluso durante la explotación; esta función objetivo dependerá en gran medida de las restricciones que queramos ponerle o que son exclusivas del tipo de inversión, para el caso del sector eléctrico la función objetivo es abastecer la demanda haciendo mínimo el valor presente de los costos de inversión, costos fijos y variables de operación y costo de falla.

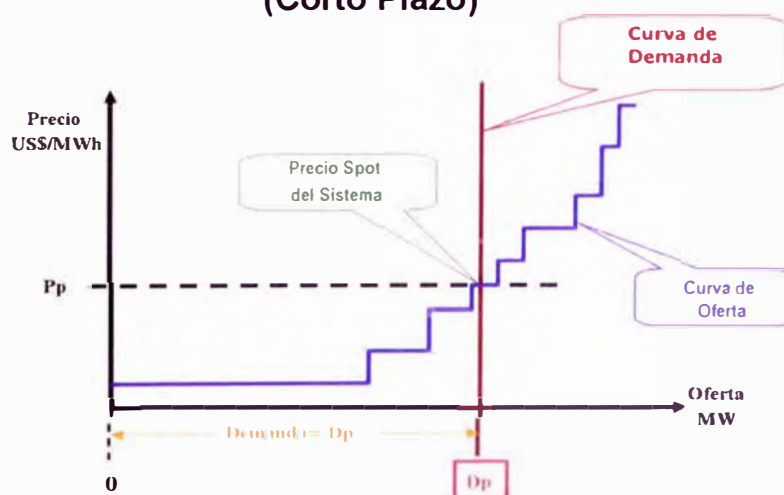
El costo marginal es el costo que se incurre para abastecer un incremento unitario de la demanda, cuando se habla de incremento de la demanda se entiende que se trata de una unidad de potencia de demanda que no es del tipo interrumpible, es decir, no se considera el caso que el usuario pueda



autorizar un corte de suministro que estuvo anticipado. Para nuestro interés cabe destacar dos tipos de costos marginales: los de corto y largo plazo<sup>10</sup>.

El costo marginal de corto plazo (CMCP) es el costo de abastecer un incremento de la demanda con las instalaciones existentes a la fecha. En aquellas horas en las cuales existe capacidad disponible es igual al costo variable de producción de la unidad marginal (es decir, de la unidad más cara despachada). En aquellas horas en las cuales la demanda no puede ser abastecida, este costo marginal es igual al costo de falla (es decir, un costo mayor a la unidad más cara del sistema), y se produce cuando hay alguna imposibilidad del productor para abastecer una demanda o cuando no existen las señales adecuadas que permitan la inversión en la oferta.

### Costos Marginales de Energía (Corto Plazo)



<sup>10</sup> El **corto plazo** es un período en el cual se fija la cantidad de por lo menos un factor de producción y se pueden variar las cantidades de los demás. El **largo plazo** es el período en el cual las cantidades de todos los factores de producción pueden variarse. Los factores de producción cuya cantidad puede variarse a corto plazo se llaman factores de la producción variables. Los factores de producción cuya cantidad no puede variarse a corto plazo se llaman factores de la producción fijos.

No es posible señalar en el calendario una fecha fija para separar el corto del largo plazo. La distinción entre corto y largo plazo varía de una industria a otra. Por ejemplo, si una empresa productora de energía eléctrica decide que necesita una planta de generación más grande, tardará varios años en llevar a la práctica esa decisión. Si Iberia dice que necesita 100 Boeing 767 adicionales, Boeing tardará varios años en producir los nuevos aviones necesarios para satisfacer la demanda de la línea aérea. El corto plazo para estas empresas es de varios años. En el otro extremo, una lavandería automática o un servicio de fotocopiado tiene un corto plazo de sólo uno o dos meses. Se pueden comprar nuevos locales e instalar nuevas máquinas y ponerlas a funcionar rápidamente.



Las situaciones de falla se presentan por una combinación de situaciones desfavorables, por lo tanto en su evaluación es fundamental una buena representación de los fenómenos aleatorios de indisponibilidad de equipos y condiciones hidrológicas.

Los CMCP se pueden calcular para la situación actual o para un año futuro. Obviamente en una etapa de planeamiento, sólo se puede calcular valores esperados del costo marginal, y esto por que el comportamiento del costo total luego de una operación es aleatorio.

En general, el cálculo del costo marginal total esperado, se resume a:

- El valor esperado del costo de marginal de combustible, que es igual a la unidad marginal cuando se abastece la demanda e igual al costo de la unidad más cara cuando hay falla.
- El valor esperado del costo de falla es igual al costo de falla menos el costo variable de la unidad más cara, cuando la demanda no puede ser abastecida. Es igual a cero cuando la demanda es abastecida sin déficit.

Se puede escribir para cada hora:

$$CMg = CMgC + CMgF$$

Para cada situación:

Si hay falla	Si no hay falla
$CMg = CF$	$CMg = C$
$CMgC = C_{max}$	$CMgC = C$
$CMgF = CF - C_{max}$	$CMgF = 0$

Donde:

CMg = costo marginal total esperado.

CMgC = costo marginal de combustible esperado.

CMgF = costo marginal de falla esperado.

CF = costo de falla (US\$/kWh).

Cmax = costo variable de la unidad mas cara (US\$/kWh).

C = costo variable de la unidad marginal (US\$/kWh).

Una variable que representa riesgo para no poder abastecer una demanda, es la indisponibilidad. Hay dos fenómenos originados en la misma unidad que reducen su posibilidad de generación: la necesidad de detener periódicamente la central para realizar actividades de mantenimiento del equipo y la salida del servicio o reducción de la potencia intempestiva<sup>11</sup>. La disponibilidad corresponde a un factor de planta anual máximo posible de la central en promedio.

Se llama mantenimiento programado al período que normalmente se decide desde principios de año para realizar esta tarea. Se refiere a un valor medio anual.

Se define como una tasa de salida forzada a aquella fracción de la energía que no podrá ser generada debido a limitaciones de potencia o salida de servicio de la unidad por indisponibilidad de la misma.

---

<sup>11</sup> En estos momentos es necesario aclarar que, el costo de falla ante una salida intempestiva es diferente de cero si en esos momentos no hay reserva fría que posibilite abastecer nuevamente la demanda. Entendiéndose que esta falla se debe a una contingencia y no es una falla producto de un racionamiento programado.

Se calcula:

$$\text{Disp} = \left(1 - \frac{\text{Mant}}{365}\right) * (1 - \text{TSF})$$

Donde:

Disp = tasa de disponibilidad.

Mant = días de mantenimiento programado (días/año).

TSF = tasa de salida forzada.

Esta definición también se puede referir al número de horas al año:

$$\text{Disp} = \left(1 - \frac{\text{HM}}{8760}\right) * \left(1 - \frac{\text{HF}}{8760} (8760 - \text{HM})\right)$$

Donde:

HM = horas de mantenimiento programado en el año.

HF = horas equivalentes a plena capacidad de la unidad fuera de servicio por razones de falla de la unidad.

Existe una razón adicional no originada en la unidad misma que puede afectar la generación máxima posible, se trata de las limitaciones de red que pueden obligar a reducir la generación de la central. Este factor, si existe, debe tomarse en cuenta en la medida que se tenga seguridad que este fenómeno se presentara en el año de análisis. En este caso:

$$\text{Dispr} = \text{Disp} * (1 - \text{TIR})$$

Donde:

Dispr = tasa de disponibilidad de una unidad tomando en cuenta restricciones de la red.

TIR = tasa de indisponibilidad en la central originada por limitaciones de la red.

El costo de anticipación de una unidad por kW instalado, es el costo de adelantar en un año la puesta en servicio (inversión) de 1 kW instalado de un cierto equipo.

Se calcula como:

$$A_{inst} = I * FRC(i, N) * (1+i)^{-0.5} + CFA$$

Donde:

$A_{inst}$  = costo de anticipación de 1 kW instalado (US\$/kW/año).

$I$  = costo de inversión por kW instalado actualizado a la fecha de puesta en servicio (US\$/kW).

$FRC(i, N)$  = factor de recuperación del capital  $i \left(1 - (1+i)^{-N}\right)$ .

$i$  = tasa de actualización.

$N$  = vida útil.

$CFA$  = costo fijo anual (US\$/kW/año).

El costo por kW garantizado toma en cuenta la disponibilidad del equipo.

Por lo tanto:

$$A_{gar} = A_{inst} / Disp$$

$A_{gar}$  = costo de anticipación por kW garantizado del equipo (US\$/kW/año).

$A_{inst}$  = costo de anticipación por kW instalado del equipo (US\$/kW/año).

Disp = tasa de disponibilidad.

El beneficio marginal de una unidad por kW instalado, corresponde a la economía de operación (combustible y falla) que produce 1 kW instalado de un equipo.

Se calcula como:

$$B_{inst} = \int_{t=0}^H (CMgt - CV) dt$$

Donde:

$B_{inst}$  = Beneficio marginal por kW instalado del equipo (US\$/kW/año).

$CMgt$  = CMCP en el instante t (US\$/kWh).

$CV$  = Costo variable del equipo (US\$/kWh).

$H$  = Horas de operación en el año considerando el kW adicional del equipo (horas/año).

Como se dijo, existen fenómenos aleatorios que afectan la operación y por lo tanto los costos, el beneficio marginal de operación es un valor esperado.

Desde luego el beneficio total de una unidad es menor o igual al beneficio marginal. Cuando la unidad adicional establezca el costo marginal de un instante t, su beneficio marginal será nulo porque su costo variable (CV) será su costo marginal ( $CMgt$ ).

El beneficio marginal de una unidad por kW garantizado, corresponde a la economía de operación (combustible y falla) por cada kW garantizado de un cierto equipo.

Se calcula como:

$$B_{gar} = B_{inst} \cdot Disp$$

Donde:

$B_{gar}$  = Beneficio marginal de 1 kW garantizado de un equipo (US\$/kW/año).

$B_{inst}$  = Beneficio marginal de 1 kW instalado de un equipo (US\$/kW/año).

$Disp$  = Disponibilidad del equipo.

Se define como beneficio marginal relativo de un equipo el cociente entre el beneficio marginal y el costo de anticipación.

$$BMr = B_{inst} / A_{inst}$$

Obviamente, los equipos que tengan el mayor beneficio marginal relativo son los que tendrían la mayor atracción de inversión para ser incorporados al parque.

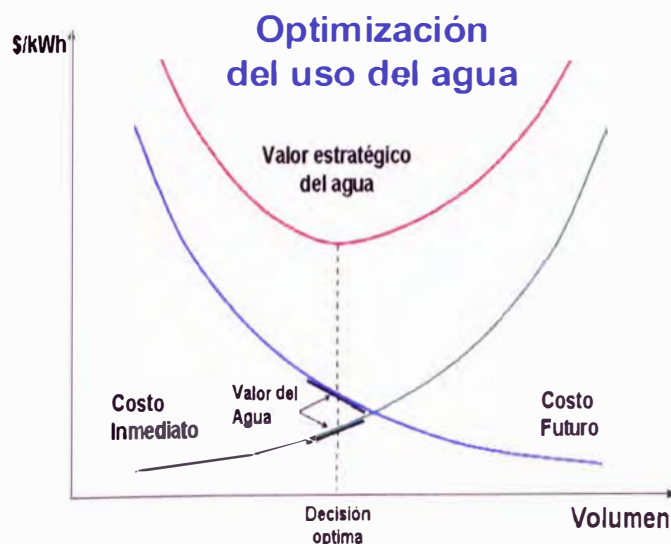
Los procedimientos actuales que definen las transacciones por beneficio marginal y para efectos de cálculos de precios básicos, considera los kW obtenidos en los bornes del generador (bruto), este último es obtenidos de los ensayos de potencia efectiva supervisados por el COES-SINAC<sup>12</sup>.

<sup>12</sup> Los Procedimientos Técnicos del COES SINAC para determinar la potencia efectiva en bornes de generación y el rendimiento de las centrales termoelectricas e hidroelectricas son el PR-Nº 17 y PR-Nº 18 respectivamente.

Respecto a las decisiones de operación de un embalse que relaciona criterios de optimización económica generan el concepto del Valor Marginal del Agua, y se traduce a través de una idea sencilla: utilizar el embalse hoy, significa un ahorro de combustible presente, y embalsar para utilizarlo después corresponde a un ahorro futuro.

En términos marginales la decisión de extracción de caudal del embalse es óptima, cuando el ahorro que produce la utilización de  $1 \text{ m}^3$  de agua embalsada hoy es igual al valor presente del ahorro que produciría utilizar ese  $\text{m}^3$  en el futuro.

Teniendo años hidrológicos históricos que siguen un comportamiento aleatorio, el valor de  $1 \text{ m}^3$  de agua utilizado en el futuro será un valor esperado. El beneficio futuro que produce  $1 \text{ m}^3$  embalsado (o su equivalente en energía) es calculado con técnicas de programación dinámica. El resultado es una tabla que indica el valor económico del kWh marginal embalsado para distintos niveles del embalse. Una vez calculada esta tabla, la decisión de operación de la central de embalse puede realizarse tratándola como una unidad térmica con un costo del kWh igual al valor correspondiente al nivel final del embalse.



Hay que definir que el parque ideal, es el parque de obras de generación en el cual se ha instalado cada tipo de unidad en la proporción óptima, es decir, aquella que satisface la demanda haciendo mínimo el costo de inversión, operación y falla. En los cálculos teóricos se suponen unidades divisibles con tamaño de un kW.

La determinación del parque ideal o proporción óptima de equipos en un universo que se complementa necesariamente con unidades térmicas, para un cierto nivel de consumo anual en un instante dado, queda determinada por la igualdad del costo de generación para las horas de equilibrio entre los distintos tipos de unidades. Por ejemplo, para dos tipos de unidades 1 y 2, el número de horas de equilibrio es:

$$A_1 + CV_1 * H = A_2 + CV_2 * H$$

$$H = \frac{A_1 - A_2}{CV_2 - CV_1}$$

Donde:

$A_1, A_2$  = Costo de anticipación por kW garantizado de equipos tipo 1 y 2 (US\$/kW/año)

$CV_1, CV_2$  = Costo variable de generación de los equipos 1 y 2 (US\$/kWh)

$H$  = Horas de equilibrio en la generación de los equipos 1 y 2 (horas/año)

Se puede definir un parque óptimo, como el parque de obras de generación determinado con criterios de mínimo costo a lo largo de un cierto periodo de



tiempo, en el cual se consideran las instalaciones existentes, pero se permite la libre instalación de unidades que económicamente deben desarrollarse.

Se llaman unidades en desarrollo libre aquellas que se instalan en el programa óptimo cuando no se imponen restricciones a la potencia a instalar en cada año.

Las relaciones económicas marginales en el óptimo se dan, por la dificultad de determinar el parque generador necesario para abastecer una demanda eléctrica; estas se plantean como un problema de optimizar la función objetivo de mínimo costo actualizado de inversión, operación y falla durante un cierto período de estudio. Como en todo problema de optimización, en este caso, es posible determinar las condiciones que se deben cumplir en el óptimo, estas quedarán expresadas como relaciones entre beneficios y costos marginales.

En este sentido, en el óptimo debe cumplirse que abastecer un incremento de demanda de 1 kW de generación neta con un adelanto en la instalación de 1 kW de cualquiera de las unidades que están en desarrollo tiene el mismo costo que abastecerlo generando 1 kW con las unidades existentes y fallando cuando esto no es posible. Si esta relación no se cumpliera, quiere decir que una de las alternativas es más económica que la otra. Por ejemplo, si abastecer con lo existente es mejor que anticipar, quiere decir que se puede postergar la instalación de potencia hasta que se igualen, teniendo un beneficio económico e inversamente, si el costo de operar con lo existente fuera mayor, debería anticiparse la instalación de equipos.

Esta condición de óptimo se expresa diciendo, que en el óptimo para un equipo en desarrollo libre, el costo de anticipación es igual al beneficio marginal de operación del mismo. Cuando existe una restricción en el desarrollo de los

equipos, entonces las condiciones de óptimo libre no se cumplen y el beneficio marginal no es igual al costo de anticipación.

Las unidades económicamente atractivas, pero cuyo desarrollo está limitado tienen un beneficio marginal mayor que su costo de anticipación.

Aquellos equipos existentes y que no es económico continuar desarrollando tienen un beneficio marginal inferior al costo de anticipación.

Las condiciones de óptimo expresadas en términos marginales son siempre válidas. Sin embargo hay decisiones de inversión que no son marginales, es decir involucran cambios significativamente mayores a una modificación marginal (indivisibilidad de las inversiones – las plantas son diseñadas para requerimientos estándares, no necesariamente para abastecer 1 MW). En estos casos el análisis marginal no permite concluir cual es la solución óptima y se requiere comparar los beneficios o costos de las situaciones con o sin proyecto.

El término que vincula a las unidades en desarrollo libre con los beneficios al sistema es el de “económicamente adaptado”, se dice que un parque está económicamente adaptado cuando, para cada una de estas unidades, se cumple la igualdad entre el beneficio marginal que su instalación produce en el sistema y el costo de anticipación de la misma.

Entonces podemos aclarar una característica propia de los sistemas de potencia que relacionan a los parques económicamente adaptados y óptimos. Cuando las unidades que se instalan en el sistema son pequeñas en relación a la demanda del mismo en cada año el parque óptimo cumple la condición de parque económicamente adaptado, luego teóricamente a estas unidades se las

puede tratar como una variable continua. En la práctica, se las trata como variables discretas.

Sin embargo, cuando el tamaño de las unidades en desarrollo es una fracción importante de la demanda (unidades indivisibles o crecimiento discontinuo de las instalaciones) ocurre que el parque es óptimo, pero no queda económicamente adaptado en ningún año del período de estudio. El sistema permanentemente se encuentra económicamente no adaptado, pasando por períodos de subequipamiento y sobreequipamiento sucesivos.

Como las decisiones de inversión se toman varios años antes de la puesta en servicio de ellas, es común observar que los sistemas no estén perfectamente económicamente adaptados en la práctica. Entre las razones por las cuales un sistema puede no estar adaptado, se encuentran la evolución de los precios relativos de las inversiones, de los combustibles, una evolución de la demanda diferente de la prevista en el momento de decidir la ejecución.

También puede ocurrir que el parque no está económicamente adaptado pues existen restricciones de tipo industrial para la instalación de unidades que sería técnica y económicamente aptas para desarrollar.

Luego se establece el cálculo del costo marginal de largo plazo (CMLP), que es el costo de abastecer un incremento de demanda aceptando la posibilidad de realizar instalaciones adicionales. Sólo tiene interés calcularlo cuando las nuevas instalaciones son las de mínimo costo para abastecer este incremento. En el caso de los sistemas eléctricos, en realidad se trata de anticipar en un año la instalación de capacidad de producción.

Se puede demostrar matemáticamente o razonando económicamente que cuando el parque generador está económicamente adaptado, el CMCP es igual al CMLP.

Entenderemos en lo que sigue, como CMLP sólo a aquel que corresponde a un parque económicamente adaptado. El CMLP se calculará como el CMCP de un parque económicamente adaptado.

La indivisibilidad o tamaño discreto de las inversiones, originado en razones económicas (economía de escala) o técnicas, hace que en algunos sistemas se instalen unidades que son de un tamaño importante en relación a la demanda y el parque, siendo óptimo, no está adaptado. En estos casos es conveniente recurrir a algún método de cálculo que permita asegurar que los costos marginales de corto plazo sean iguales a los que corresponde a un parque adaptado.

### 2.3 SISTEMA TARIFARIO

La tarifa se fundamenta en la relación siguiente: el ingreso por venta de energía al costo marginal instantáneo (en el capítulo anterior se hizo referencia a los costos de corto plazo) más los ingresos por venta de potencia al costo de desarrollo de la central de punta (se mencionó anteriormente que este costo está orientado a la anticipación de unidades) debe ser igual al costo anual de inversión más el costo anual de operación y mantenimiento.

$$CMgP * Pot + CmgE * Energía = aCInv + COYM$$

En otras palabras, la suma de los ingresos que se obtienen de vender la energía al costo marginal instantáneo y de los ingresos resultantes de facturar la demanda máxima al costo de instalación de la potencia de punta, es igual al

costo de capital y de operación de un sistema eléctrico. A continuación mencionamos brevemente los criterios fundamentales para hacer efectiva la tarifa garantizada.

La garantía tarifaria mantiene como principio básico el reconocimiento de costos eficientes, estableciendo como criterio de tarifación los costos marginales del suministro. La Ley ha conformado a los Comités de Operación Económica de los Sistemas interconectados (COES) para coordinar la operación con criterio de mínimo costo de generación<sup>13</sup>. Asimismo, se ha establecido, primero en la Ley y luego a través de normas y bases metodológicas (DGE - OSINERG), como parte de garantía al cliente la obligación de prestar los servicios con calidad y seguridad, reconociendo costos de falla y compensaciones por contingencias. La inversión económica es reconocida a los concesionarios y a los clientes a través de planeamientos concertados (en las fijaciones tarifarias resueltas por el OSINERG-GART).

Los costos eficientes que se traducen en mínimo costo, son el resultado de la optimización de minimizar el costo global actualizado de operación preservando la seguridad de servicio del sistema eléctrico, a través de una programación de generación de las unidades que se justifiquen económicamente en virtud de que su costo marginal es inferior o igual al costo marginal del sistema. Las transferencias originadas por dicha optimización, entre empresas generadoras, se valorizan al CMCP.

Los CMCP referidos anteriormente, para su aplicación entre empresas generadoras se determinan en el COES de acuerdo al Reglamento. Las

---

<sup>13</sup> La producción de las centrales de generación se decide independientemente de los compromisos de la empresa generadora

transacciones de potencia y de energía, introducen para el primero el concepto de Potencia Firme, ésta es la que puede suministrar cada unidad generadora en las horas de punta con alta seguridad, con una probabilidad superior o igual a la que se define en el Reglamento, y para el segundo el concepto de Energía Firme, esta es la máxima producción esperada de energía eléctrica en condiciones de hidrología seca para las unidades de generación hidroeléctrica y de disponibilidad esperadas para las unidades de generación térmica. Luego, esta potencia esta definida como la máxima vendible o negociable para cada unidad, el precio es el que corresponde al costo de desarrollo de la central de punta (generalmente es una turbina a gas); en el caso de la energía el objetivo es minimizar el costo global de operación, las compras que realiza un generador deficitario (que su energía firme es menor a sus contratos) de energía en el mercado spot hasta su energía firme (máxima producción esperada para hidrología seca e indisponibilidad esperada) las realiza al costo marginal instantáneo, las ventas y compras de energía en el mercado spot por encima de su energía firme a precio libre.

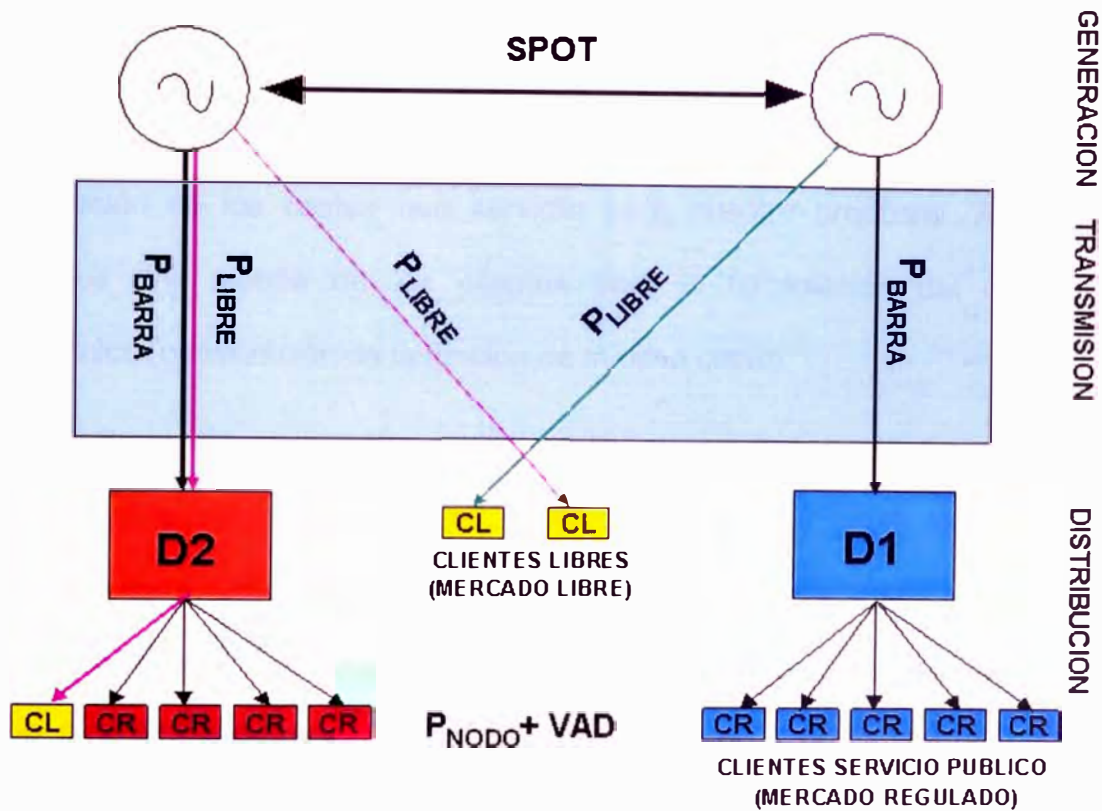
Cuando un generador suministra a empresas distribuidoras, las transacciones las realiza con tarifas de nodo o precios en barra (los precios en barra son el promedio de los costos marginales de generación esperados), que el OSINERG fija semestralmente con fórmulas de ajuste, su aplicación es obligatoria cuando el suministro corresponde al servicio público. Para cada uno de los nodos se calculan los factores de penalización de energía y potencia considerando las pérdidas marginales de transmisión. Los costos reconocidos de potencia corresponden a la anualidad equivalente de la opción más económica, para el desarrollo de una unidad de punta; en el caso de energía,

los costos que se reconocen son los marginales esperados de energía del sistema para los períodos de horas de punta y horas fuera de punta, incluido el componente de racionamiento para un período de 48 meses.

Respecto a la tarifa en los sistemas de transmisión, el propietario del sistema principal de transmisión (red troncal) percibe lo que corresponde a una anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones que conformarían un sistema económicamente adaptado.

Por último hacemos referencia a la tarifa de empresas distribuidoras a clientes finales; son el resultado de los precios de nodo más una componente denominada Valor Agregado de Distribución, esta componente en la tarifa es característica propia de la distribución e involucra costos fijos como, administración, facturación, atención al usuario, pérdidas medias de distribución de potencia y energía y costos estándares de inversión, mantenimiento, operación, entre otros. El Valor Agregado de Distribución (VAD), se calcula tomando como referencia empresas eficientes en alguna área de distribución, las que pueden estar clasificadas como de alta, media o baja densidad. La tarifa se verifica con rentabilidad real del conjunto de empresas (a un VNR predefinido). Para el caso de distribución la fijación tarifaria es resuelta cada cuatro años con fórmula de ajuste. Asimismo, existe libertad de los clientes para escoger aquella opción tarifaria que más se adecue a su particular forma de consumir.

Se muestra a continuación la aplicación del sistema tarifario entre los actores del negocio eléctrico.



NIVEL	COSTO MARGINAL	POTENCIA DE PUNTA	ENERGIA
<i>Generación + Transmisión</i>	$CMgAT$	$CMgPAT$	$CMgEAT$
<i>Distribución MT</i>	$CMgMT$	$\frac{CMgPAT}{(1-\alpha_p)} + VADMT$	$\frac{CMgEAT}{(1-\alpha_e)}$
<i>Distribución BT</i>	$CMgBT$	$\frac{CMgPMT}{(1-\beta_p)} + VADBT$	$\frac{CMgEMT}{(1-\beta_e)}$



## 2.4 COSTOS DE GENERACIÓN - COMPENSACIONES EN TRANSMISION

Los costos de generación, como se ha mencionado anteriormente, involucra dos aspectos: los referidos a la potencia y a la energía. En esta parte trataremos de ser más explícitos en algunos criterios necesarios en la concepción de los costos que servirán para nuestro propósito. Asimismo, haremos una reseña de los criterios para la formulación del despacho económico (optimización de la función de mínimo costo).

El cálculo del primero gira en torno a determinar la capacidad y los costos de referencia de una planta termoeléctrica destinada a cubrir las horas de punta de corta duración del sistema; esto significa anticipación de inversión en capacidad para abastecer la demanda esperada<sup>14</sup>. El costo de la referida planta servirá para la determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta, como está establecido en la Ley y el Reglamento.

El cálculo del segundo gira en torno al CMCP, y al promedio ponderado, calculado a partir del producto de la demanda por el costo marginal asociado entre la demanda total del período proyectado. El CMCP es calculado a partir de los costos variables de las unidades térmicas y el costo asociado al agua en el caso de las centrales hidráulicas<sup>15</sup>.

Las compensaciones por transmisión son parte de las transacciones, por uso de redes; las tarifas de transmisión son reguladas y están constituidas por las compensaciones por el uso de sus instalaciones las cuales teóricamente

---

<sup>14</sup> Los costos de potencia están ligados a la capacidad, que obviamente está relacionada a una reserva teórica establecida de acuerdo a las características de cada sistema.

<sup>15</sup> Actualmente, no se despacha a las centrales hidráulicas en función de sus costos operativos (el costo más importante es el que originan el desgaste de turbinas).

deben cubrir el costo total de transmisión el cual comprende la anualidad de la inversión y costos de operación y mantenimiento eficientes.

### **2.4.1 Costos de potencia**

Se entiende por costos de potencia a la retribución explícita, en el caso del sector eléctrico peruano, necesarios para permitir que la última unidad despachada (teóricamente) recupere sus costos fijos, es decir, su capital de inversión y sus costos de operación y mantenimiento.

Por ello, si en un momento determinado todas las plantas están siendo utilizadas a plena capacidad, existe riesgo de falla en el suministro. Un incremento en la demanda requerirá no sólo de energía extra sino también de capacidad extra.

Una política de expansión óptima consistirá entonces en calcular la combinación de todos los medios mejor adaptados para instalar una mayor capacidad de generación al mínimo costo.

En general para aplicar este principio, las alternativas posibles son las siguientes: adelantar el programa de inversiones, aumentar el tamaño de las plantas que aún no estén en construcción, acelerar la construcción de las centrales que estén en ejecución, instalar una turbina a gas, aceptar un margen de reserva menor y por consiguiente una probabilidad de falla mayor, entre otros.

En el presente trabajo, hemos optado por relacionar los costos adicionales de capacidad con los costos de turbinas a gas por las siguientes razones.

Hay un límite superior tanto en la amplitud de los recursos hídricos como en el ritmo, en que ellos pueden ser explotados. Si la demanda crece más

rápidamente que lo pronosticado, las demandas extras van a ser probablemente cubiertas por unidades de gas. Asimismo, si ocurrieran desfases en los proyectos previstos, la alternativa principal sería la turbina de gas.

No obstante los relativamente elevados precios de los combustibles, esta alternativa ofrece aún ventajas económicas sobre las otras alternativas de equipamiento para las cargas de punta o de corta duración, debido a los bajos costos de capital. Además, la identificación de las potencias de punta con turbinas a gas es sólo una aproximación que permite una buena referencia estándar para cálculos de los costos por potencia.

La asignación de los costos de desarrollo entre las diferentes horas del día o año se realiza proporcionalmente a sus respectivos riesgos de falla.

#### **2.4.2 Costos de energía**

Este costo como se ha expresado es un valor esperado de los costos de operación (combustible) y al igual que en el caso anterior es el resultado del modelo de operación que minimiza el costo esperado de operación del sistema y queda definido para cada período horario y estacional.

Los valores esperados en los diferentes períodos tarifarios quedan expresados por el costo marginal de cada medio de generación y por la probabilidad del mismo de ser marginal en ese momento.

### 2.4.3 Costos en la transmisión

A pesar que este costo es trasladado al usuario final, ya que el generador en todo contrato hace un cargo por uso de red, es razonable conocer detalles de este rubro para no originar discrepancias de interpretaciones.

La transmisión reduce los costos de operación del sistema cuando se opera con márgenes de reserva de generación utilizables en varios puntos del sistema, en vez de mantener reserva en cada nodo, permitiendo obtener menores costos de inversión al evitar capacidad instalada de reserva en los mismos.

El impacto de la transmisión en la estructura tarifaria está alrededor del 5%.

La ley y el Reglamento definen sistemas eléctricos de transmisión primarios y secundarios, los cuales son calificados por el MEM a propuesta del OSINERG.

El Sistema Principal de Transmisión (SPT), es la parte del sistema de transmisión de alta o muy alta tensión en que el flujo de energía es bidireccional y no es posible establecer responsabilidad específica por parte de algún generador, permite a los generadores comercializar potencia y energía en cualquier barra de dicho sistema.

Los Sistemas Secundarios de transmisión (SST), son la parte del sistema en que el flujo de energía tiene preponderancia en una dirección y se puede establecer responsabilidad específica por parte de uno o más generadores o de uno o más clientes. Los SST permiten a los generadores conectarse al SPT o comercializar potencia y energía en cualquier barra de este sistema.

La regulación y valoración de los servicios de transmisión consideran la eficiencia económica tanto, en la operación del sistema eléctrico, como en la planificación de inversiones en la transmisión, ya que tiene efecto directo y significativo sobre el futuro desarrollo de la industria eléctrica.

La tarifa de transmisión corresponde al Costo Total de Transmisión (CT), el cual esta constituido por la anualidad de la inversión (aVNR) y los costos de operación y mantenimiento (COyM).

$$CT = aVNR + COyM$$

La anualidad de la inversión es calculada considerando el VNR de las instalaciones, su vida útil y la tasa de actualización.

La transmisión tiene el desafío de prestar un servicio eficiente que permita la competencia de los generadores, con la calidad y confiabilidad que requieran los usuarios. Por ello, debe coordinar con los distribuidores y clientes industriales, y particularmente, con los generadores, el desarrollo de la transmisión de acuerdo a las nuevas inversiones en generación, la interconexión de sistemas, la incorporación de nuevas cargas, etc.

El contratante será, principalmente, el generador. Sin embargo el agente transmisor podría contratar con un distribuidor o con un cliente importante que compre potencia y energía en alta tensión, al cual se le brindará servicios de transmisión, lo que involucra uno o más de los siguientes servicios: transporte, transformación y uso de instalaciones.

Entre las principales características relacionadas a la actividad de transmisión de energía eléctrica y sus aspectos comerciales tenemos:

### **2.4.3.1 Acceso abierto**

El acceso abierto (open access), es la principal característica de la actividad de transmisión de energía eléctrica. Esto significa que las empresas de transmisión están obligadas a permitir el acceso a sus sistemas a terceros sin ningún tipo de discriminación, quienes asumirán las compensaciones que correspondan. Esta característica es la garantía básica, que permite entre las empresas que pueden comercializar energía, una libre y eficiente competencia.

Cualquier generador tiene acceso a todo el mercado eléctrico pagando por el uso del sistema de transmisión que lo conecte con los clientes.

### **2.4.3.2 Sistema económicamente adaptado**

Es aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y manteniendo la calidad del servicio.

Para considerar un sistema económicamente adaptado se determinará el diseño óptimo que se tendría, con la tecnología actual, para una carga determinada. Las instalaciones serán valorizadas como si fuesen nuevas a precios internacionales, y con la tecnología conforme al estado del arte, que presente una utilidad equivalente y proporcione similar calidad de servicio.

### **2.4.3.3 Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)**

El VNR representa el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes, considerando además:

- Los gastos financieros durante el período de construcción, con una tasa de interés no mayor a la tasa de actualización.

- Los gastos y compensaciones por servidumbres.
- Los gastos por concepto de estudios y supervisión.

#### **2.4.3.4 Costo total de transmisión**

Es la suma de la anualidad del VNR (esto es la anualidad de la inversión) y el costo anual de operación y mantenimiento de la red (se incluyen costos de seguridad).

#### **2.4.3.5 Ampliaciones y nuevas instalaciones en el sistema**

Como es natural, el sistema tiende a crecer al aumentar la demanda, al conectarse nuevos usuarios y al incremento del parque generador. En este sentido, la ampliación de la frontera eléctrica y la interconexión de sistemas son realidades a corto y mediano plazo.

El sistema está recibiendo nuevas inversiones, provenientes tanto del sector privado como estatal. Luego, el negocio de la expansión del sistema, y los riesgos que esto involucra es principalmente del generador y no del transmisor.

#### **2.4.3.6 Reembolso de inversiones de ampliación**

Este es un aspecto que, con el compromiso de inversión de la privatización, ha cobrado actualidad y en este sentido la transmisión está buscando los mecanismos más adecuados, en el marco de la Ley, para concordar con sus clientes el financiamiento necesario y el reembolso correspondiente, en particular con la inversión del sector privado.

De acuerdo al artículo 33° de la Ley, las ampliaciones a realizarse en caso necesario deberán ser asumidas por terceros, así como las compensaciones por el uso.

#### **2.4.3.7 Duración del contrato**

De acuerdo a la Ley, la vida útil de las instalaciones de transmisión es de 30 años; por lo que la vigencia del contrato deberá ser, por lo menos, de 30 años. En caso de instalaciones cuya puesta en servicio ya tienen varios años, se deberá tener en cuenta estos años. Sin embargo, en algunos casos es factible concordar con el cliente otra duración del contrato, el cual esté relacionado con la vida útil económica de su negocio.

La duración del contrato es uno de los aspectos claves del negocio de la transmisión, habida cuenta que al ser una actividad totalmente regulada y tener una rentabilidad fija su riesgo debería ser minimizado; esto se logrará con un contrato a plazo, lo que denominamos estabilidad en la remuneración del transmisor.

El contrato debe considerar un costo de retiro, que comprenda las anualidades pendientes de remunerar hasta cumplir la vida útil de la instalación.

#### **2.4.3.8 Tarifas de transmisión por instalaciones consideradas en fijaciones tarifarias**

El OSINERG-GART en sus fijaciones tarifarias considera un número determinado de instalaciones, éstas son las líneas de transmisión y las instalaciones directamente ligadas a éstas (celdas, equipos de compensación reactiva, etc.) y que forman parte del sistema económicamente adaptado.

En el SPT el costo total de transmisión abonado al transmisor, en lo que respecta a sus instalaciones, consideradas en las fijaciones tarifarias, es a través de dos conceptos (artículos 59° y 60° de la Ley y 137° del Reglamento): el peaje de conexión y el ingreso tarifario.



#### **2.4.3.9 Peaje de Conexión en el Sistema Principal de Transmisión**

Es definido en el artículo 137° del Reglamento como la diferencia entre el costo de transmisión correspondiente al SPT y el ingreso tarifario esperado total para dicho SPT. Dicho peaje será asumido por los generadores en proporción a su potencia firme. Se abonan en la misma oportunidad que el ingreso tarifario.

El OSINERG-GART calcula este peaje en la fijación tarifaria de mayo de cada año en función de un valor definido como Peaje de Conexión (PCSPT), el cual es expresado en S./kW-mes.

El peaje de conexión es facturado a los generadores quienes transfieren estos costos a sus clientes vía la tarifa de potencia.

#### **2.4.3.10 Ingreso Tarifario en el Sistema Principal de Transmisión**

El ingreso tarifario es la diferencia entre los retiros de energía y de potencia firme efectuados desde el SPT, y los ingresos de energía y de potencia firme a dicho sistema; ambos, retiros e ingresos, valorizados a las tarifas en barras correspondientes.

El ingreso tarifario se considera siempre y cuando sea positivo.

En el SST el costo total de transmisión abonado al transmisor, en lo que respecta a sus instalaciones, consideradas en las fijaciones tarifarias, es a través de dos conceptos: el peaje secundario y el ingreso tarifario.

De acuerdo a lo establecido en el artículo 62° de la Ley, la compensación de las instalaciones del SST es a través de contratos con quienes usen dichas instalaciones.

#### **2.4.3.11 Peaje secundario**

Es definido en el artículo 139° del Reglamento como la diferencia entre el costo de transmisión correspondiente al SST, y el ingreso tarifario respectivo. Dicho peaje será asumido sólo por los generadores usuarios en proporción a la potencia de punta anual retirada en cada barra.

El OSINERG-GART calcula, un peaje secundario en función de un valor definido como Cargo por Peaje Secundario Equivalente en Energía para las barras base del sistema secundario de transmisión (CPSEE), el cual es expresado en S/./kW-mes.

Asimismo, existe un peaje que corresponde al uso de los transformadores de potencia y que se cobran mediante cargos publicados en las resoluciones del OSINERG-GART sobre la fijación de Precios de Barras.

Respecto al ingreso tarifario, se calcula de forma similar que para el SPT.

#### **2.4.3.12 Tarifas de transmisión por instalaciones no consideradas en fijaciones tarifarias**

Las instalaciones no consideradas en la Fijación Tarifaria y que corresponden a peajes secundarios son: peajes en líneas de inyección y uso de instalaciones; y deben facturarse vía un contrato (artículo 62° de la Ley), el que tiene que especificar la compensación a que de lugar.

El peaje secundario de líneas de inyección o retiro, corresponde al uso de líneas de inyección o retiro que no se cobran vía peajes o ingreso tarifario y por lo tanto tiene que ser parte de un contrato, para el cual se toma como referencia el VNR que fija el OSINERG-GART para todas las instalaciones del transmisor.

Lo mencionado anteriormente corresponde a compensaciones por líneas del SST que no tienen directamente un cargo por peaje secundario (CPSEE) y que son consideradas líneas de inyección; esto es, líneas que sólo son utilizadas por los generadores para transmitir su potencia y energía al mercado y que por lo tanto éstos deben cubrir los costos totales de transmisión para dichas líneas. Asimismo, este costo total comprende a las instalaciones del sistema secundario del transmisor que no están considerados en la fijación tarifaria. Por ejemplo, se refieren a celdas, sistemas de barras, etc., que también son considerados como parte de un contrato.

Por último, si bien la transmisión es un monopolio natural y no es un negocio de riesgo, la tarifa de transmisión es regulada y el ente regulador brinda señales para un servicio de transmisión eficiente.

#### **2.4.4 Criterios para la formulación del despacho económico**

Vamos a dar un repaso de lo que viene a constituir el cálculo de valores esperados de los costos de operación y de falla, parte fundamental del presente trabajo.

Debido a que el procedimiento de cálculo del costo marginal requiere determinar para cada período de tiempo la operación óptima del sistema, y por que una representación fiel del sistema significaría complicaciones inmanejables en la construcción y cálculo del modelo, antes de incidir en aspectos teóricos, es necesario aclarar algunos supuestos involucrados:

- Tanto la oferta como la demanda se consideran concentrados en un solo punto espacial<sup>16</sup>. No se consideran variaciones de pérdidas de transmisión para diferentes niveles de operación del sistema.
- El plan de equipamiento corresponde al proyectado en el Plan Referencial elaborado por el MEM, y los correspondientes proyectos comunicados por las empresas integrantes del COES-SINAC.
- La simulación de la operación se realiza mediante el despacho mensual de las centrales.
- La energía generada por las centrales hidroeléctricas se calcula en base a los caudales promedios mensuales, que pueden ser los turbinados para una hidrología promedio ponderada de años considerados secos y normales.
- Se ha supuesto que el costo de generar 1 kWh en una planta térmica es independiente del nivel de generación en que está operando. Es decir, para cada central térmica el costo por unidad de energía es constante para cualquier nivel de generación.
- Suponemos que el costo del combustible de la planta térmica representa el costo marginal de cada planta.
- El período de estudio está comprendido entre los años 2001 y 2010.

Los pasos seguidos para la estimación de los costos se los explica en el capítulo siguiente.

La formulación del despacho económico parte de la modelación del embalse natural, lago Junín, cuyas aguas son aprovechadas en las centrales

---

<sup>16</sup> Actualmente existen modelos de optimización con métodos de solución de sistemas multiembalse y multinodales, que permiten modelar las demandas por barras, y obtener costos marginales en las mismas.

hidroeléctricas Malpaso, Mantaro y Restitución. Se vierten los criterios sobre este lago, ya que su magnitud permite realizar una regulación de tipo mensual en el SEIN.

La operación de un embalse en un sistema eléctrico plantea el problema de decisión del uso del agua en generación presente versus su empleo en el futuro. La utilización inmediata del agua en generación tiene como efecto una reducción de la generación térmica y por lo tanto, del costo presente, pero por otro lado, el almacenamiento de la misma y su uso futuro reduce el costo de generación térmica y los riesgos de falla en una fecha posterior.

Una alternativa de operación consiste en utilizar al máximo el agua disponible, situación que conduce a que el embalse quede bastante deprimido y que en el futuro sea seguramente necesario utilizar instalaciones termoeléctricas caras o eventualmente aceptar fallas en el abastecimiento. Por otra parte, está claro que si se decide almacenar toda el agua que es posible con el fin de disponer de ella en el futuro, se producirán costos muy elevados (y posiblemente fallas) en la operación actual. Existe por lo tanto una operación óptima que consiste en generar una parte del agua disponible y almacenar el resto para sustituir generación termoeléctrica cara y/o fallas de abastecimiento en el futuro.

#### **2.4.4.1 Valor del agua**

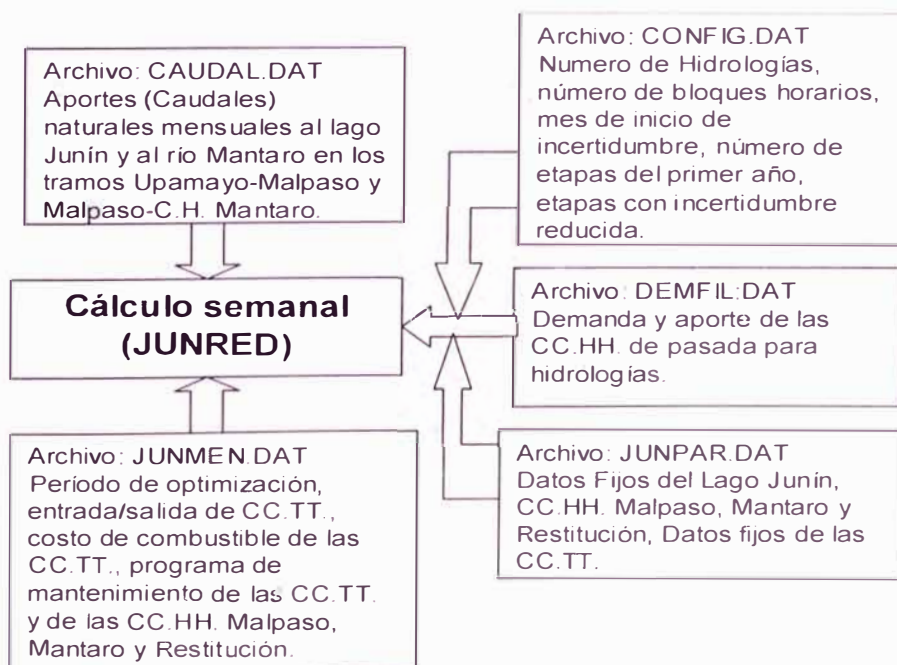
De lo anterior se desprende, que aún cuando la generación de una central con embalse no implique un gasto monetario evidente, el agua si tiene un valor económico.

El valor del agua utilizada en un instante cualquiera corresponde al costo de operación y de falla que sustituye en ese momento.

Análogamente, se puede asociar a cada volumen de agua embalsada en un instante determinado la suma actualizada de costos de operación y fallas futuros del sistema, cuando éste opera en forma óptima a partir de ese nivel y de ese instante.

El costo total actualizado de operación del sistema disminuye al aumentar el volumen inicial disponible en el embalse. Podemos interpretar como beneficio del agua acumulada a la diferencia entre el costo actualizado correspondiente al volumen inicial nulo (nivel mínimo de operación del embalse) y el correspondiente a cada nivel, es decir, habrá una variación marginal en el volumen del costo actualizado de operación y falla del sistema por disponer o no de esa cantidad de agua en el futuro. Esta variación de costo es el valor marginal del agua o de la energía embalsada.

Para calcular el valor del agua se utilizará el modelo JUNRED.



#### **2.4.4.2 Condición de óptimo**

La operación del embalse es aquella para la cual el costo total actualizado de generación y falla del sistema a lo largo de un horizonte de análisis es el menor de todos los costos asociados a las distintas operaciones factibles del embalse.

En cada instante debe decidirse entre la utilización de un volumen de agua en el período actual o su uso en el futuro. La explotación resulta óptima cuando el beneficio marginal instantáneo es igual al beneficio marginal futuro asociado al embalse. En otras palabras, en el óptimo, al incrementar en una pequeña cantidad la extracción del embalse, se produce una disminución del costo instantáneo que es igual al mayor costo futuro de operación.

#### **2.4.4.3 Aleatoriedad de la hidrología**

En la hipótesis de futuro conocido, el objetivo de explotación del embalse es obtener el máximo beneficio, o como se ha planteado para el sector eléctrico, realizar la gestión a mínimo costo. En la hipótesis de futuro aleatorio se trata de hacer mínimo el valor esperado del costo total. Este valor esperado o esperanza matemática es, por definición, la suma de los costos (o beneficios) correspondientes a todas las eventualidades o combinaciones de ellas.

Una consecuencia fundamental de esta situación es que en la hipótesis de futuro aleatorio, una regla de explotación es óptima solamente en probabilidad. Ella no garantiza el óptimo para todas las situaciones. Por el contrario, siempre es posible determinar, a posteriori, un comportamiento particular que habría dado mejores resultados que la regla óptima.

Desde el punto de vista de las condiciones del óptimo, el valor estratégico y valor marginal del agua son ahora variables calculadas en esperanza. Por lo tanto, la operación óptima es aquella para la cual el valor marginal esperado de la energía embalsada es igual al valor esperado del costo marginal de producción en el instante de análisis.

La operación de un sistema de generación de electricidad, y por lo tanto su costo, está sometido principalmente a tres fenómenos aleatorios: demanda, aportes hidrológicos y disponibilidad de unidades térmicas. En el caso particular del modelo utilizado para la gestión óptima del lago Junín sólo se toma en cuenta la aleatoriedad de la hidrología, probablemente por ser la más significativa. La eventual indisponibilidad de las centrales térmicas se la considera a través de una reducción de su capacidad de generación.

Generalmente la minimización del valor esperado es el objetivo principal del proceso de optimización. En este sentido, se podrían además considerar, por ejemplo, restricciones para imponer una limitación de riesgo o fallas.

#### **2.4.4.4 Metodología de solución**

Explicaremos brevemente esta metodología refiriéndonos brevemente a la aplicación de la programación dinámica, a la optimización de etapas y a la aleatoriedad hidrológica.

##### **2.4.4.4.1 Aplicación de la programación dinámica**

El problema propuesto puede ser solucionado utilizando programación dinámica. La aplicación del principio de Bellman, base de la programación dinámica, requiere que se cumplan dos condiciones: en primer lugar, que el sistema sea no-hereditario, es decir, el estado del sistema resume toda la



historia del mismo, y en segundo lugar, que la función objetivo debe ser de naturaleza aditiva. Esto permite separar el problema global en etapas (en nuestro caso cada etapa es un mes) que pueden ser analizadas en forma independiente, ligando cada una de las etapas con el resto del problema a través de los estados inicial y final de la etapa.

En nuestro caso, podemos asociar a cada nivel del embalse el correspondiente costo a la operación futura del sistema (valor estratégico). En cada período, para un cierto nivel de embalse, la mejor decisión será aquella que minimiza el costo de operación en la etapa más el costo futuro representado por el valor estratégico asociado al nivel final del período.

Conociendo una función de valores estratégicos al final del último período de análisis, se puede determinar la decisión correspondiente a cada nivel inicial de este último período y el valor estratégico asociado a cada nivel inicial.

Avanzando en sentido inverso del tiempo se determina para cada instante y nivel de embalse la decisión óptima y el valor estratégico asociado. Se forma así una malla de decisiones óptimas hasta llegar al primer período en que el nivel inicial es conocido. Recorriendo la malla de decisiones óptimas desde el punto inicial conocido, ahora en el sentido del tiempo, se encuentra la secuencia de decisiones óptimas y la trayectoria del embalse.

Además, en el caso aleatorio no se determina una secuencia única sino una estrategia que es función de la ocurrencia de la variable aleatoria.

El modelo no considera la indisponibilidad de las centrales hidroeléctricas por ser en consideración con las térmicas mucho menor.

#### 2.4.4.4.2 Optimización de una etapa

En una etapa cualquiera  $t$  y para cada nivel inicial del embalse  $S_t$  se busca determinar el caudal a extraer que haga mínimo el costo total actualizado de operación de ese instante futuro.

Este costo total actualizado es igual al costo de operación durante esa etapa  $C_t$ , más el costo futuro después de esa etapa (ambos actualizados al instante inicial de la etapa). Este costo futuro es el valor estratégico  $V_{t+1}$  asociado al nivel final del embalse  $S_{t+1}$ .

El costo de operación  $C_t$  es sólo función del caudal extraído  $q_t$  y del período  $t$ , y para un caudal afluente dado  $A_t$ . Se puede escribir:

$$V_t(S_t) = \text{Min}\{C_t(q_t, t) + \alpha * V_{t+1} * S_{t+1}\}$$

Donde:

$$S_{t+1} = S_t + A_t - q_t - P_t.$$

$$C_t(q_t, t) = \text{costo de operación de la etapa } t.$$

$$V_{t+1}(S_{t+1}) = \text{valor estratégico asociado al nivel } S_{t+1}.$$

$$A_t = \text{caudal afluente al embalse.}$$

$$P_t = \text{pérdidas por evaporación, filtraciones y vertimientos.}$$

$$\alpha = \text{coeficiente de actualización.}$$

El valor mínimo de ésta función se determina en el modelo mediante un algoritmo para funciones uninodales, que se describe en el anexo 2.

#### **2.4.4.4.3 Aleatoriedad hidrológica**

Como se ha explicado anteriormente, el caudal afluente a centrales hidroeléctricas y por lo tanto, la energía generable en ellas, es una variable aleatoria. Este aspecto se trata en el modelo en la forma siguiente:

- Se acepta que exista independencia entre los aportes de cada año. Es decir, la ocurrencia de una hidrología durante un año no determina ni condiciona la hidrología del siguiente. Al no ser posible prever lo que ocurrirá en los años posteriores, el valor estratégico asociado a una cota a fines de cada año corresponde al valor esperado respecto a la hidrología futura.
- Para un año, la decisión de extracción del embalse se ajusta perfectamente a la hidrología (esquema azar – decisión). Para cada hidrología anual, supuesta conocida, el sistema se opera en forma óptima y el valor estratégico a comienzos del año, para cada cota, es calculado promediando los valores estratégicos de todas las hidrologías.
- El año se ha dividido en etapas mensuales. Los aportes hidráulicos en cada mes se suponen perfectamente dependientes entre sí. En otras palabras, la operación óptima a través de los doce meses se realiza como una programación dinámica determinística para cada hidrología.

#### **2.4.4.5 Organización del modelo**

Desde el punto de vista funcional, es posible distinguir dos fases en el modelo.

La primera, fase de optimización, se desarrolla mediante el procedimiento de programación dinámica descrito anteriormente. El resultado de esta fase es

una estrategia de operación, es decir, indica para cada año, cada nivel a comienzos del año y cada condición hidrológica, la decisión óptima de operación del embalse.

Esta información es muy útil para la toma de decisiones inmediata (pues se conoce el nivel actual del embalse). Sin embargo, la operación futura del lago Junín, dependerá de las secuencias de hidrologías que se presente y ésta es, desde luego, desconocida.

Por lo tanto, el comportamiento de las distintas variables relacionadas con la operación del lago Junín sólo se puede conocer a través de sus respectivas distribuciones (valor esperado, desviación estándar, entre otros).

La segunda, fase de simulación, tiene por objeto estudiar el comportamiento futuro de estas variables. Esto se realiza a través del procedimiento: Montecarlo que se muestra en el anexo 2.

#### **2.4.4.5.1 Fase de optimización**

El resultado de esta fase es una estrategia de operación del embalse. Esto significa que para cada año en estudio, cada nivel del embalse a comienzos del año y cada evento hidrológico, se determina la decisión óptima de operación y el valor que en este caso adoptan las distintas variables que caracterizan al sistema: costos de operación, costos de falla, costos marginales, mantenimientos programados, etc.

Durante esta fase se obtienen tres tipos de resultados:

- Para cada mes estudiado se determinan matrices que contienen los valores de las distintas variables estudiadas que correspondan a la operación óptima para distintas cotas iniciales y condiciones hidrológicas en el año.

Las variables estudiadas son: cota final en el lago Junín, consumo de combustible, costos anuales de generación, costos anuales de falla, costos marginales mensuales, generación anual de cada central térmica, generación anual total, energías anuales vertidas, etc.

- Para cada año del período de estudio se determinan los valores esperados mensuales correspondientes a distintas condiciones de embalse a comienzo de cada mes.

Las variables presentadas de esta manera son: costos marginales, valores estratégicos, generación en la C.H. Malpaso, generación en el Complejo Hidroeléctrico Mantaro, generación térmica y cotas finales en el lago Junín.

- Para el instante inicial, se determina el valor estratégico del agua asociado al nivel conocido del lago Junín para esa fecha.

#### **2.4.4.5.2 Fase de simulación**

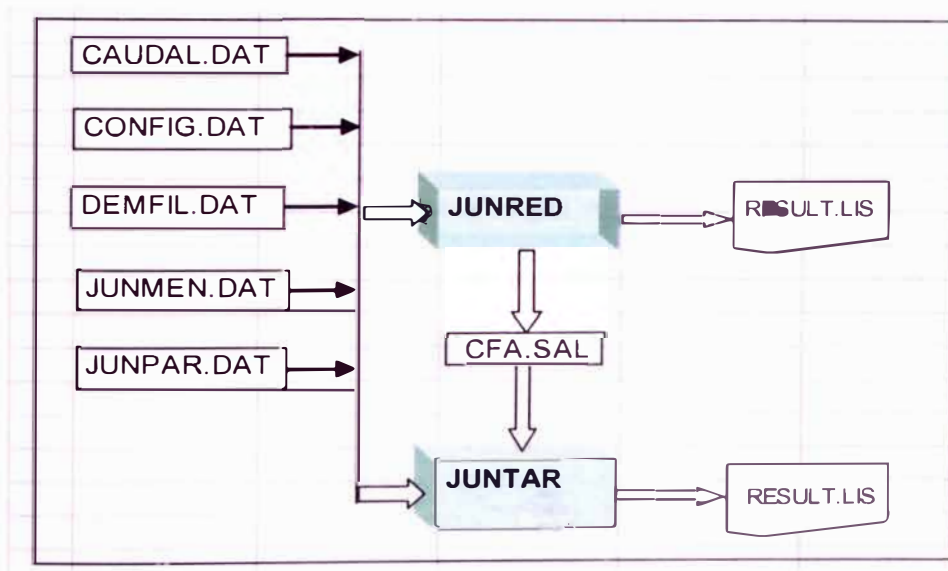
Como mencionamos, esta fase realiza el estudio de la operación futura del sistema. Consideramos como herramienta para ella el método Montecarlo.

Este método consiste en generar series aleatorias de eventos, en este caso condiciones hidrológicas con las cuales se simula la operación del SEIN durante un período llamado horizonte de corrida. Cada serie cubre un período igual al de los estudios tarifarios y está compuesta por un conjunto de años hidrológicos elegidos al azar de la estadística disponible. Para cada una de ellas se conoce el comportamiento óptimo del SEIN en función del nivel inicial del embalse, pues éste fue determinado (y almacenado en matrices) durante la fase de optimización. Partiendo de una cota conocida a principios del año, es posible determinar el valor que toman las siguientes variables en cada año de

estudio: cota final del lago Junín, costo de generación, costo de falla, costos marginales mensuales, consumo de combustible, generación de cada central térmica, generación de la C.H. Malpaso, generación del Complejo Hidroeléctrico Mantaro, etc.

Con un número de simulaciones relativamente elevado (entre 1000 a 2000), se obtiene la distribución de probabilidades de cada una de estas variables en cada año. El programa entrega el valor esperado y la desviación estándar de todas estas variables para cada año y la distribución de probabilidad de cotas finales y de una cualquiera de las otras seleccionadas previamente.

Los resultados de las fases de optimización y simulación se obtienen con la aplicación de los modelos JUNRED y JUNTAR respectivamente.



## 2.5 CONTRATOS Y TRANSFERENCIAS

Los derechos de contratación de cada generador se expresan en el artículo 101° del Reglamento, y establece lo siguiente: "Ningún integrante del COES podrá contratar con sus usuarios, más potencia firme que las propias y, las que tenga contratada con terceros pertenezcan o no al COES".

Es necesario mencionar cómo los contratos, cobran importancia cuando garantizan la rentabilidad, o concluyen en pérdidas, en un mercado de riesgos. En otras palabras los contratos permiten a los generadores decidir sobre la ganancia o pérdida que calculan obtener, es decir, sus decisiones asumen el riesgo del negocio de la empresa.

Si el sistema se encuentra en una condición cercana a su adaptación económica, el ingreso total del sistema en su conjunto (utilidad) no depende de las condiciones de contratación, es decir permanece constante.

Para el análisis de los resultados de un contrato, se calcula el ingreso total de cada generador para esta situación. Los ingresos por venta de energía y potencia del generador son de carácter contractual; el ingreso por potencia será igual al producto de la potencia firme contratada por el precio de la potencia de barra, el ingreso por energía es igual al producto de la energía contratada por el precio de la energía en barras (costo marginal esperado).

Se puede producir una transferencia de un generador con el sistema, cuando éste vende más o menos potencia o energía que la generada en un instante cualquiera.

Cuando los generadores contratan el 100% de su potencia firme, no existe transferencia de potencia en el mercado Spot, por lo tanto la valorización de la transferencia de potencia es igual a cero. En el caso de que existiera transferencia de potencia esta se valorizará al precio de potencia en barras.

En el caso de la energía, primero se determina la transferencia real de energía entre un generador y el sistema, esta transferencia es igual a la diferencia entre la inyección de energía (generación) menos el retiro de energía

(contractual). La valorización de las transferencias se realiza multiplicando en cada instante la transferencia de energía por el costo marginal de ese instante.

Como el costo marginal depende de la hidrología, entonces las transferencias serán función también de la hidrología. El valor esperado de la transferencia será igual al promedio de la transferencia en hidrología húmeda y seca multiplicados por su respectiva probabilidad de ocurrencia.

La inyección de energía efectuada por un generador es igual a la generación real, es decir aquella resultante del despacho económico. El retiro de energía se calcula en cada instante como una fracción constante de la demanda total del sistema, la fracción se calcula como la relación entre la energía contratada por un generador entre toda la energía del cliente, dicha fracción es menor de la unidad.

El resultado operativo es igual al ingreso total (por venta contractual más transferencias) menos el costo total (costo de generación más transferencias). Este cálculo se realiza para cada condición hidrológica (época húmeda y época seca).

Se calcula la utilidad de cada generador luego de pagar la inversión anual, considerando cada año hidrológico y el promedio.

Para realizar un sencillo análisis de la aplicación de los conceptos de potencia y energía firmes para determinar la potencia y energías a generar o a comprar, podemos partir de que el SEIN tiene un factor de carga del orden de 0.7, pudiendo variar algo alrededor de este valor. Esto quiere decir que dada una determinada potencia firme total ( $PF_T$ ) del conjunto, la cantidad de energía total ( $E_T$ ) para cubrir su curva de demanda se puede estimar en:



$$E_T = PF_T \times 8,76 * 0,7$$

Asumiendo que la potencia firme es aportada por un generador hidroeléctrico ( $PF_H$ ) y por otro termoeléctrico ( $PF_T$ ), la suma de las potencias firmes de ambos sería igual a la potencia firme total ( $PF_T$ ).

El total de la energía posible de contratar por ambos generadores sería igual a un rectángulo cuya altura sería  $PF_T$  y cuyo ancho sería  $8,76 * 0,7$ .

El **generador hidroeléctrico** tiene derecho a contratar por el rectángulo dado por la altura  $PF_H$  y el ancho que resulte de su producción posible con hidrología seca. Sin embargo, asumiendo que sus clientes copan su potencia, la energía máxima que podrá vender tendrá el ancho dado por  $8,76 * 0,7$ . Este generador podría disponer de más energía que la dada por su rectángulo indicado, sin embargo no podría comercializarla dado que no tiene derecho a contratar más potencia. Por ello requerirá contratar potencia del generador termoeléctrico para así poder comercializar su energía hidroeléctrica disponible.

Toda la energía que el generador hidroeléctrico pueda contratar más allá de su rectángulo, disminuirá el mercado a contratar por el generador termoeléctrico.

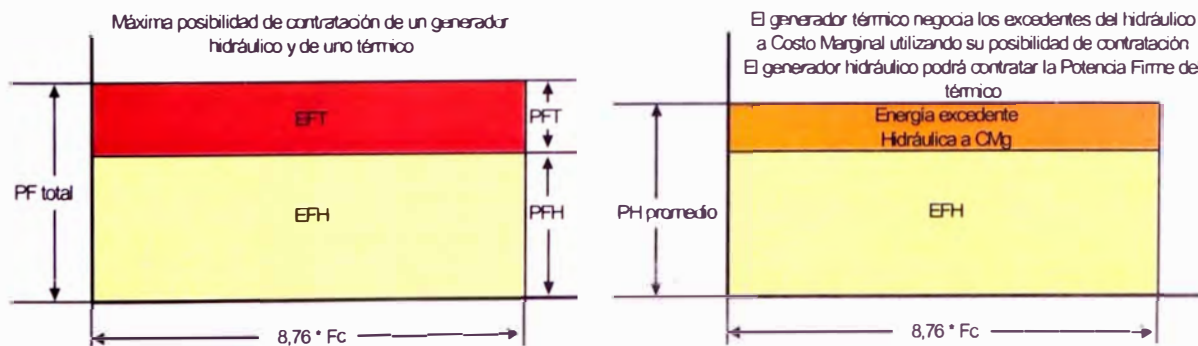
El negocio marginal del generador hidroeléctrico es poder vender sus excedentes de energía a clientes, para lo cual requiere comprar potencia del generador termoeléctrico.

El **generador termoeléctrico** tiene derecho a contratar por el rectángulo dado por la altura  $PF_T$  y el ancho  $8,76 * 0,7$ .

Si este generador produce toda la energía para abastecer su contrato perdería mucho dinero, ya que probablemente su costo de producción sea mayor que el precio de barra (peor aún si una central marginal de punta); por ello deberá, ya sea comprar energía de los excedentes del generador hidroeléctrico a precio marginal para venderla al precio de barra a sus clientes o contentarse con vender potencia al generador hidroeléctrico para que éste pueda vender su energía excedente.

El negocio del generador termoeléctrico es poder comprar energía de los excedentes del generador hidroeléctrico a precio marginal instantáneo y venderla a precio de barra aprovechando del derecho que le da su potencia firme.

La Ley y su Reglamento indican los límites de contratación; la contratación real depende de la gestión comercial de cada generador. Lo expuesto se ilustra a continuación con los gráficos siguientes.



### **CAPITULO III**

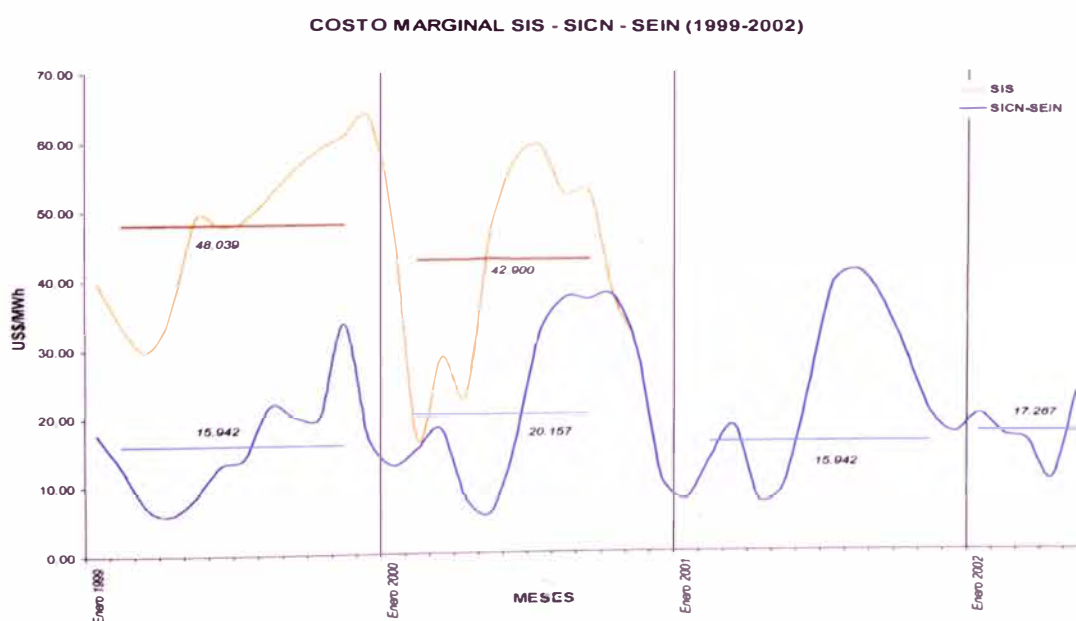
#### **DETERMINACION DE LOS INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA Y POR REMUNERACION DE POTENCIA**

Luego de haber presentado la teoría de precios y haber precisado alcances de la metodología de optimización, podemos resumir en que la Ley de Concesiones Eléctricas se fundamenta en el principio económico en que el óptimo social es alcanzado cuando en una economía los beneficios y los servicios poseen precios basados en costos marginales y los sistemas son económicamente adaptados (un sistema económicamente adaptado es aquel en el que existe correspondencia entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y manteniendo la calidad del servicio). La ortodoxia sugiere la utilización de costos marginales de la electricidad como señales óptimas tanto para generadores como para consumidores. Se argumenta que el ingreso por la venta a costos marginales instantáneos (Mercado Spot), adicionado con el ingreso de la venta de toda la potencia al costo de desarrollo de una apropiada unidad de generación de potencia de punta (turbinas a gas de 100 MW en el SEIN) son equivalentes al costo de inversión más los costos de operación de las plantas de generación. Esto es cierto cuando no existen economías de escala.

El esquema de los negocios está definido en vendedores de combustible (gas, petróleo, carbón), empresas de generación, empresas de transmisión y empresas de distribución. La competencia se da en la generación, la transmisión se encuentra regulada en el Sistema Principal de Transmisión y en los Sistemas Secundarios de Transmisión.

Respecto a los ingresos por venta de energía al mercado spot, las transferencias se realizan en base al costo marginal del sistema, resultante éste de la operación a mínimo costo del sistema, estableciéndose precios en algunos nodos o barras de la red llamadas Barras de Transferencia, a través de factores de pérdidas.

Los costos variables de las unidades son sustentados por las empresas generadoras que integran un COES. Un problema coyuntural es establecer los precios del gas natural para las unidades térmicas que utilizan este combustible, pues se encuentra asociado al tipo de empresa, por ejemplo existen empresas de generación que compran el gas natural y otras a parte de ser empresas de generación son empresas dedicadas a la extracción de gas. Las transferencias se efectúan cada 15 minutos y la liquidación se efectúa mensualmente. Para estos fines se establece una barra de referencia (la S.E. Santa Rosa 220 kV), que constituye el centro de carga más importante del sistema.



Respecto a los ingresos por potencia, las modificaciones en nuestra legislación han establecido mecanismos de reparto de la bolsa de dinero que se forma al recaudar de los clientes el monto correspondiente al pago por capacidad o potencia, así como, como se efectúan las Transferencias de Potencia.

La formación de dicha bolsa es la siguiente:

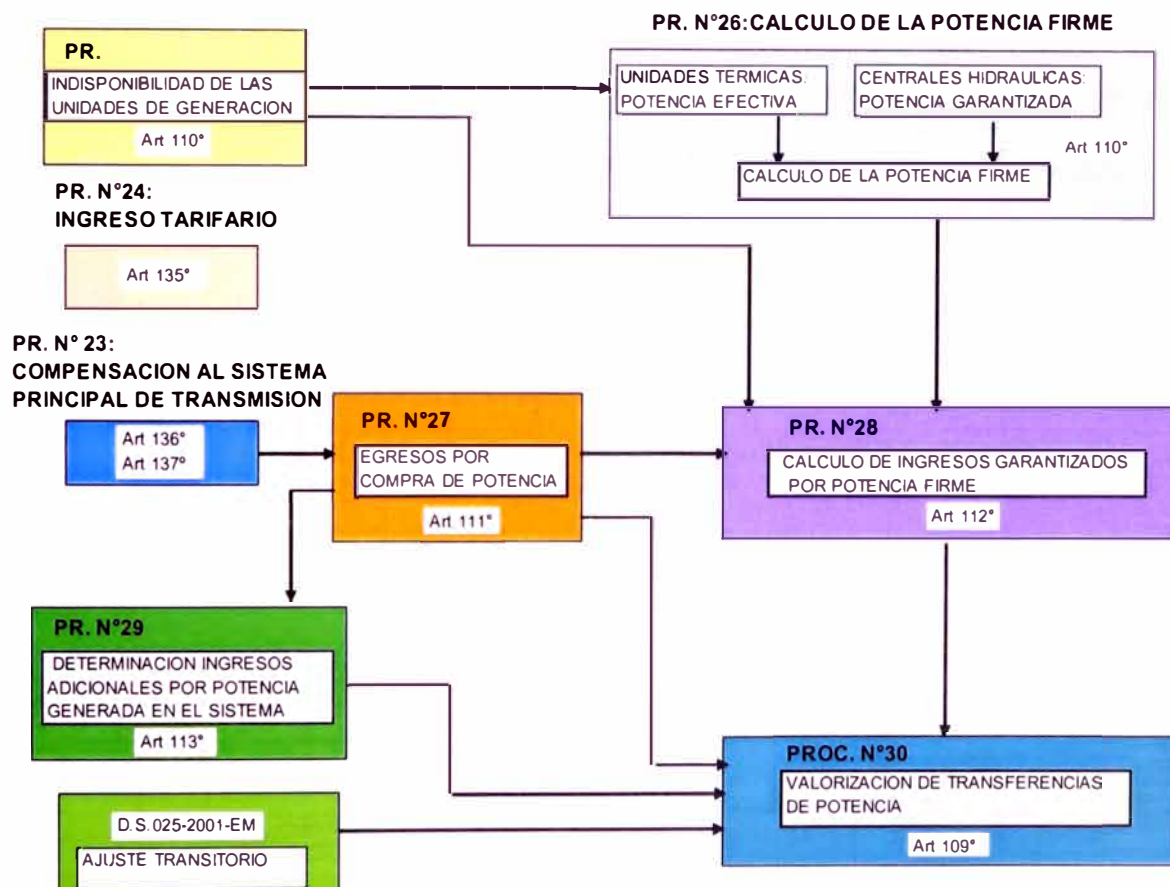
En cada Fijación Tarifaria el regulador fija el precio básico de potencia, que es el costo que demanda desarrollar una unidad de punta (para ser instalada en algún punto del SEIN) y en cada barra publicable el precio de potencia obtenido como resultado de multiplicar el factor de pérdidas por dicho precio básico, estos factores de pérdidas considerados pertenecen al escenario de máxima demanda anual (este es un cálculo ex – ante). Las empresas de generación realizan contratos de potencia y energía con los clientes libres o regulados, tomando como referencia el precio de potencia. Al final de cada mes se considera la máxima demanda mensual y al precio de la potencia negociado o definido con cada cliente (carga del sistema) se determina el monto total a compartirse. Esta partición se realiza bajo dos conceptos, los ingresos garantizados por potencia firme e ingresos variables, el tamaño de este último, es un porcentaje definido por el regulador (MEM), el COES realiza las transferencias en función de sus Procedimientos Técnicos 25 y 26.

Se determina la potencia firme de las unidades térmicas e hidráulicas a partir de la indisponibilidad fortuita, para las unidades térmicas y la disponibilidad del recurso hidráulico y las características de las cuencas y embalses para las centrales hidráulicas. Son incluidos también los

mantenimientos programados en ambos casos. Se muestra a continuación un flujograma con los procedimientos a seguir para determinar la potencia firme:

### VALORIZACION DE TRANSFERENCIAS DE POTENCIA

(Art. 109°, 110°, 111°, 112°, 113°, 135°, 136°, 137°. del Reglamento de la ley)



Se reducen las potencias firmes para considerar los márgenes de reserva definidos por el Regulador (MEM).

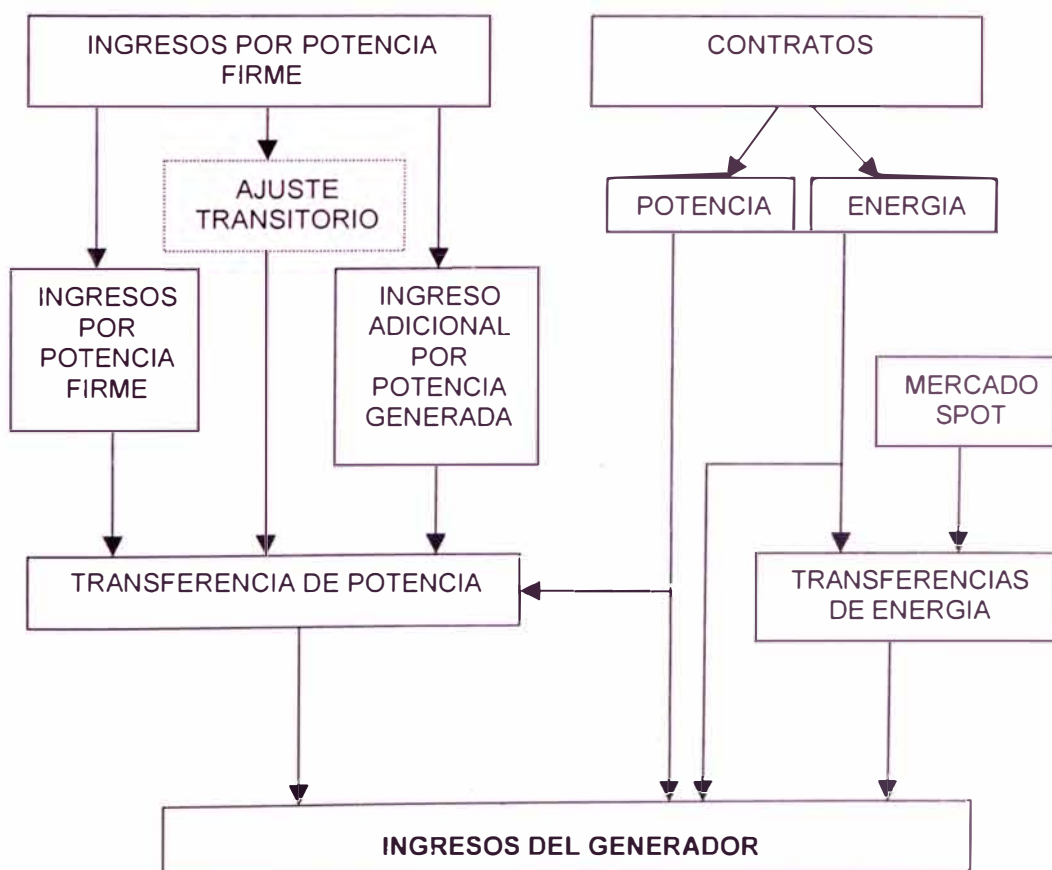
Por último, se simula el despacho económico mediante un flujo óptimo de potencia. Este al final determina la potencia firme remunerable luego de reconsiderar el margen de reserva.

En proporción a estas potencias firmes se reparte el componente de la bolsa correspondiente a los ingresos garantizados por potencia firme.

El ingreso variable se reparte en función a la producción de energía de las unidades de generación. Es decir, se premia al generador que opera y se encuentre óptimamente ubicado.

Esta nueva metodología a diferencia de la anterior busca la eficiencia en la generación, pues anteriormente todas las unidades remuneraban por potencia y el cálculo se realizaba una vez al año, además considera la red de transporte. La señal para la inversión la define el margen de reserva para el sistema, el cual es definido por el Estado (45% para el año 2002).

Se muestra en el esquema siguiente los ingresos que percibe un generador.



En el desarrollo del capítulo siguiente se trata de establecer una metodología que permita determinar los ingresos por venta de energía. Es decir, trataremos de explicar como intervienen los siguientes conceptos en el objetivo de este trabajo.

La valorización de los ingresos por venta de energía eléctrica, tanto por contratos como por transacciones de corto plazo que se realicen entre generadores en el mercado spot, implica la utilización de modelos computacionales en particular para el despacho económico del sistema en su conjunto, así como del cálculo de los costos marginales con los cuales se determina las tarifas para los diferentes mercados.

Asimismo, un estudio de la operación del SEIN requiere información de la demanda, características de generación de las centrales generadoras, costos de operación, fecha de puesta en servicio de las unidades de centrales futuras, entre otros.

Parte de esta información es constante para una serie de estudios como la potencia de las centrales, serie de energía generables y caudales afluentes mensuales, niveles del lago para los cuales se calcula la función de valores estratégicos, consumo específico de centrales térmicas, entre otros. Otros datos en cambio se modifican para diferentes estudios como la demanda, precio de los combustibles, fecha de puesta en servicio de algunas instalaciones, indicaciones del tipo de informe de resultado deseado, entre otros.

En resumen los siguientes conceptos constituyen el cuerpo del procedimiento para aplicar la metodología requerida:



- Determinación de la energía generable. Determinación de las matrices de potencia generable.
- Cálculo de los Precios básicos de la potencia y de la energía.
- Determinación del pronóstico de la demanda de energía eléctrica.
- Consideración del parque generador existente.
- Estimación del programa de obras.
- Determinación de los costos variables combustibles y no combustibles.

### **3.1 DETERMINACION DE LA ENERGIA GENERABLE**

Este es el punto de partida para la determinación de las matrices de potencias generables.

Su determinación parte de una simulación de la operación de los recursos hídricos anexos en la cuenca.

Asimismo, en base a un análisis de las hidrologías históricas que se han registrado en la cuenca del río Santa, se ha determinado la serie hidrológica de caudales naturales medios mensuales en las estaciones Los Cedros y Las Balsas en el período 1954 - 1996.

A partir de esta información se determina las matrices de energía generable considerando un factor de indisponibilidad por mantenimiento según el período estacional:

Período	Factor
Avenida	8%
Estiaje	3%

En este caso la simulación particular se realiza a las lagunas de Parón y Cullicocha, para lo cual se han considerado los siguientes supuestos:

Las demandas de riego aguas debajo de Parón han existido desde muchos años atrás y ya se encuentran reflejados en una menor disponibilidad hídrica a nivel de la central.

Los caudales históricos medidos en la estación hidrométrica Parón contienen todas las pérdidas por evaporación de la laguna para su nivel máximo original por lo que no es necesario tomarlos en cuenta nuevamente en la simulación. La cuenca del río Parón tiene un área de 48 km<sup>2</sup> y un caudal promedio anual de 1.57 m<sup>3</sup>/s lo que da un rendimiento de 32.7 lt/s/km<sup>2</sup>.

No se tienen mediciones en Cullicocha, el caudal promedio se ha calculado asumiendo un rendimiento en la cuenca de 29 lt/s/km<sup>2</sup> para un área de cuenca de 7.8 km<sup>2</sup>. Los caudales afluentes a la laguna se han determinado tomando como base los caudales medios mensuales de Parón.

Se ha simplificado el balance a un solo reservorio sumando los volúmenes útiles de Parón y Cullicocha.

La laguna Parón nunca presenta rebose por las características propias del reservorio.

No se consideran las demandas de riego pues están ya reducidas en los datos históricos medidos en Balsas y Cedros, se ha considerado el siguiente patrón de descargas considerando que en el mes de octubre se alcance un nivel mínimo útil de 3 Mio m<sup>3</sup>.

Mes	Caudal descargado (m <sup>3</sup> /s)
Junio	1.5

Julio	6.0
Agosto	6.0
Setiembre	5.08
Octubre	2.11
Noviembre	0.5

Los resultados hidrológicos se obtienen a partir de un análisis de consistencia de la información de caudales naturales, utilizando para ello los diagramas de doble masa, que son curvas acumuladas de masas totales anuales concurrentes en el tiempo. Se considera que si el régimen de lluvias ha sido similar para ambas estaciones, los pares ordenados de estas curvas acumuladas de masas totales anuales deben alinearse en una recta, un quiebre en la recta indicaría que los datos son inconsistentes.

Para obtener los caudales naturales, se efectúa un proceso de naturalización de las series de caudales medios mensuales históricos de las estaciones Balsas y Cedros con la finalidad de restituir a sus condiciones naturales el efecto de la regulación de la laguna Parón y Cullicocha.

Las series de caudales medios mensuales históricos se han obtenido de los registros de caudales medios diarios medidos en las estaciones La Balsa, Los Cedros, Parón y Quitaracsa. Estas series se muestran en el anexo 4.

En el caso de las estaciones La Balsa y Los Cedros, se comprueban que estas estaciones tienen datos consistentes tal como se puede apreciar en las figuras 4.5 y 4.6 del anexo 4. Si en la gráfica de la serie de caudales medios anuales la tendencia decreciente de los caudales no a sido detectada por este

análisis, entonces ambas estaciones han sido afectadas por el mismo fenómeno.

La curva de doble masa de la estación Parón presenta un cambio en su pendiente a partir de 1976 lo que indica que a partir de este año se ha presentado un error sistemático. En el anexo 4, la figura F4.6 muestra la curva de doble masa de la serie histórica y la figura F4.7 la curva de doble masa de la serie corregida.

Respecto al análisis de la serie anual de caudales medios afluentes a la central Cañón del Pato se ha detectado una tendencia decreciente de los caudales tal como se puede apreciar en la figura F4.8 del referido anexo. También se ha determinado que si se separan los períodos 1954 – 1973 y 1973 – 1975, los promedios anuales de ambos períodos carecen de tendencia.

Se ha corregido el primer período descontando la media y desviación estándar mensual manteniendo la variable aleatoria para reemplazarlos por la media y desviación estándar mensual del segundo período.

En el mismo anexo se incluye una descripción de la cuenca del río Santa.

### **3.1.1 Determinación de las Matrices de Potencia Generable**

Como se mencionó, a partir de las matrices de energía generable y habiendo restituido las series de caudales medios a condiciones naturales, las matrices de potencia generable son determinadas para escenarios determinados por las características de uso o afianzamiento hídrico de la cuenca respectiva.

Luego, como el proyecto de la central presenta la posibilidad de un embalse de regulación horario con una capacidad aproximada de 675 Miles de m<sup>3</sup>, en el

caso de considerar la hidrología disponible por la central Cañón del Pato, aquella que ya considera la restricción por riego, se han preparado 2 matrices de potencia generable:

- La primera, no considera ninguna capacidad de regulación. Por lo tanto la matriz de potencia generable es igual para los 3 bloques horarios.
- La segunda, considera la capacidad de regulación del embalse (San Diego). La matriz se ha construido considerando 2 bloques horarios, punta y fuera de punta (que representa los bloques de media y base utilizados en el cálculo del precio básico de energía).

Por lo tanto se tiene dos casos de matrices de potencia generable, que vienen a ser los **dos escenarios** de cálculo, para los cuales se ha efectuado la simulación de la operación a fin de determinar los ingresos esperados por venta de energía de la central Cañón del Pato.

Los escenarios o casos analizados corresponden a las siguientes situaciones:

- Con hidrología que ya considera un caudal de riego aguas abajo de las estaciones La Balsa y Cedros y no se dispone de capacidad de regulación en horas de punta.
- Con hidrología que ya considera un caudal de riego aguas abajo de las estaciones La Balsa y Cedros y se dispone regulación en horas de punta - embalse San Diego (embalse de regulación de 675 Miles de m<sup>3</sup>).

En los dos casos se realizan cálculos para 2 posibilidades:

- Con contrato a precio regulado; hasta el límite de la potencia firme.

- Sin contrato a precio regulado; toda la potencia y energía se vende en el COES.

En los cálculos de la potencia firme (o potencia garantizable), se reconocen las capacidades de regulación en punta. Luego, se considera que los embalses de Parón y Cullicocha pueden aportar potencia en dicho bloque.

Las características más importantes de estos embalses son los siguientes:

<b>Embalse</b>	<b>Volumen útil</b> <b>Mio m<sup>3</sup></b>	<b>Máxima descarga<sup>17</sup></b> <b>(m<sup>3</sup>/s)</b>
Parón	26.4	8.0
Cullicocha	9.6	4.0

Para la laguna Parón las descargas demoran en llegar hasta la casa de máquinas 8 horas y 30 minutos para un caudal de 5 m<sup>3</sup>/s. En el caso de la laguna Cullicocha este tiempo es de 3 horas para un caudal de 2.5 m<sup>3</sup>/s.

Respecto al cálculo de la capacidad de regulación, según lo establecido en el procedimiento N° 26 del COES, "Cálculo de la Potencia Firme", el que se adjunta en el anexo 5, la capacidad de regulación diaria se debe determinar para un período de 5 horas diarias.

Para la laguna de Parón con la descarga máxima de 8.0 m<sup>3</sup>/s, el volumen utilizable en el período crítico, que comprende los meses de junio a noviembre, es de 26.35 Mio m<sup>3</sup> (8.0\*183\*5\*3600), por lo tanto el caudal de regulación de esta laguna es de 8 m<sup>3</sup>/s.

<sup>17</sup> Máxima descarga por limitaciones en el sistema hidráulico o por seguridad.

Para la laguna Cullicocha la máxima descarga, considerando que se utiliza el volumen útil en el período crítico durante 5 horas por día, resultaría  $2.91 \text{ m}^3/\text{s}$  ( $9600000/(183*5*3600)$ ).

El caudal máximo descargado durante 5 horas diarias en el período crítico de ambos embalses resulta ser  $10.91 \text{ m}^3/\text{s}$ .

La capacidad de regulación resulta ser  $0.171 \text{ GWh/día}$  ( $10.91*3.125*5$ ), que corresponde a un volumen aprovechable de  $35.95 \text{ Mio m}^3$  para 5 horas diarias en el período crítico.

### **3.2 CALCULO DE PRECIOS DE ENERGIA Y POTENCIA (PRECIOS BASICOS DE LA POTENCIA Y DE LA ENERGIA).**

El cálculo de los precios de potencia y energía se desarrolla conforme a lo estipulado en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, ampliatorias y modificatorias. En estos dispositivos se establecen como se deben efectuar los estudios para la fijación de las tarifas en barra para el SEIN, particularmente los 47° de la Ley y 119° del Reglamento.

Para el presente trabajo se ha simulado sucesivas fijaciones tarifarias, extendiendo su cálculo hasta el año 2010. De esta forma se obtienen las posibles tarifas a ser fijadas por el OSINERG-GART desde noviembre de 2001 hasta noviembre del año 2010.

Este estudio se basa en pronosticar los despachos de generación a futuro, para lo cual se deberá de pronosticar la demanda futura, la oferta y sus principales características tales como potencia efectiva, consumos específicos, entre otras; así como utilizar la información más reciente de los costos de los combustibles. Con estos datos mediante un modelo de optimización se

determina los costos marginales en el período considerado y a partir de ellos los precios de Barra de la Energía. El precio de la potencia se determina a partir del análisis de la planta de punta más económica.

### 3.2.1 Precios básicos de la potencia y de la energía

El precio de la potencia se determina en función de la unidad más económica para suministrar la potencia de punta para el Sistema Interconectado, de acuerdo a lo establecido en el artículo 47° inciso e) de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Los montos considerados por el OSINERG-GART en la fijación tarifaria de mayo de 1998 y que se han asumido constantes para el presente estudio son:

US\$/kW-año

Costo Total	56.32
Conexión	4.30
Personal	5.90
Otros	12.94
Acumulado	<b>79.46</b>

Conforme a lo establecido en el artículo 125° del Reglamento, el precio básico de energía debe calcularse mediante el siguiente procedimiento:

- Se calculará el valor presente del producto de la demanda por su respectivo costo marginal de cada período proyectado.
- Se calculará el valor presente de demanda de cada período proyectado.
- Se obtendrá el cociente de los valores calculados en a) y b).



### **3.2.2 Costo de Racionamiento**

Representa el costo promedio incurrido por los usuarios al no disponer de energía eléctrica y abastecerse de fuentes alternativas. En la Ley de Concesiones Eléctricas se precisa que debe ser fijado por EL OSINERG-GART, para el presente estudio este es de 250 US\$/MWh.

La Tasa de Actualización utilizada en los cálculos es de 12% real anual, de acuerdo con el artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas

### **3.3 PRONOSTICO DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA**

La Ley y el Reglamento establecen las siguientes premisas para la proyección de la demanda en los estudios tarifarios:

- Se proyectará la demanda considerando la correlación de la demanda de electricidad con factores económicos y demográficos relevantes.
- La tasa de crecimiento anual de la proyección de la demanda deberá guardar relación con la correspondiente a los 48 meses previos al período pronosticado y considerando los factores coyunturales que la hubieren afectado.
- Comprenderá la demanda agregada de todos los servicios interconectados, a ser atendidos por los integrantes del COES en el período del estudio, agregando las pérdidas de transmisión correspondientes.

En el cuadro N° 1 se presenta el pronóstico de las ventas en el SEIN, así como las variables que se emplean en el pronóstico.

CUADRO N° 1

## PRONOSTICO DE LAS VENTAS DE ENERGIA EN EL SEIN

	POBLACION		PBI		TARIFA	VENTAS
	Miles	Inc	N.SOLES DE 1979	Inc.	U.S CENT. DE 1996	GWh
1997	17957.0		3577.9		8.45	9,248
1998	18244.3	1.6%	3721.0	4.0%	8.45	<b>9,739</b>
1999	18536.2	1.6%	3907.0	5.0%	8.45	<b>10,243</b>
2000	18832.8	1.6%	4102.4	5.0%	8.45	<b>10,766</b>
2001	19134.1	1.6%	4307.5	5.0%	8.45	<b>11,309</b>
2002	19440.2	1.6%	4522.9	5.0%	8.45	<b>11,872</b>
2003	19,751	1.6%	4,749	5.0%	8.45	<b>12,457</b>
2004	20,067	1.6%	4,987	5.0%	8.45	<b>13,064</b>
2005	20,388	1.6%	5,236	5.0%	8.45	<b>13,694</b>
2006	20,715	1.6%	5,498	5.0%	8.45	<b>14,349</b>
2007	21,046	1.6%	5,773	5.0%	8.45	<b>15,030</b>
2008	21,383	1.6%	6,061	5.0%	8.45	<b>15,737</b>
2009	21,725	1.6%	6,364	5.0%	8.45	<b>16,473</b>
2010	22,072	1.6%	6,682	5.0%	8.45	<b>17,238</b>
2011	22,426	1.6%	7,017	5.0%	8.45	<b>18,033</b>
2012	22,784	1.6%	7,367	5.0%	8.45	<b>18,860</b>
2013	23,149	1.6%	7,736	5.0%	8.45	<b>19,721</b>
2014	23,519	1.6%	8,123	5.0%	8.45	<b>20,617</b>
2015	23,896	1.6%	8,529	5.0%	8.45	<b>21,550</b>

LAS VENTAS EN NEGRITA SON OBTENIDOS MEDIANTE UN MODELO ECONOMETRICO QUE CORRELACIONA ESTAS CON LA POBLACION, PRODUCTO BRUTO INTERNO (PBI) Y LAS TARIFAS

En el cuadro N° 2 se presenta el pronóstico de la demanda de energía del SICN y del SIS a nivel de generación en el periodo 1998-2015.

**CUADRO N° 2****PRONOSTICO DE LA DEMANDA DE ENERGIA DEL SEIN**

	SINC		SIS		SINC+SIS	
1998	13,521				13,521	
1999	14,304	5.8%			14,304	5.8%
2000	14,995	4.8%	1,161		16,156	12.9%
2001	15,991	6.6%	4,157		20,148	24.7%
2002	16,654	4.1%	4,504	8.3%	21,158	5.0%
2003	17,499	5.1%	4,639	3.0%	22,138	4.6%
2004	18,346	4.8%	4,778	3.0%	23,124	4.5%
2005	19,225	4.8%	4,922	3.0%	24,146	4.4%
2006	20,131	4.7%	5,069	3.0%	25,200	4.4%
2007	21,069	4.7%	5,221	3.0%	26,290	4.3%
2008	22,040	4.6%	5,378	3.0%	27,417	4.3%
2009	23,043	4.6%	5,539	3.0%	28,582	4.2%
2010	24,083	4.5%	5,705	3.0%	29,788	4.2%

**3.4 PARQUE GENERADOR EXISTENTE**

En el cuadro N° 3 se muestra las centrales hidráulicas existentes, análogamente en el cuadro N° 4 se muestran las unidades térmicas incluyendo sus principales características.

## CUADRO N° 3

## CENTRALES HIDRAULICAS EXISTENTES

		Potencia Efectiva MW	Caudal Turbinable m3/seg
SICN	CC.HH. MANTARO	580.0	89.3
	CC.HH. RESTITUCION	200.0	89.3
	CC.HH. HUINCO	240.0	23.3
	CC.HH. MATUCANA	120.0	14.3
	CC.HH. CALLAHUANCA	71.0	18.2
	CC.HH. MOYOPAMPA	60.0	16.9
	CC.HH. HUAMPANI	29.0	16.8
	CC.HH. CHIMAY	150.0	
	CC.HH. YANANGO	42.0	
	CC.HH. CAÑON DEL PATO	150.0	48
	CC.HH. CARHUAQUJERO	75.0	19.5
	CC.HH. CAHUA	41.5	21.1
	CC.HH. PARIAC	5.2	
	CC.HH. YAUPI	100.0	24.6
	CC.HH. MALPASO	44.0	66
	CC.HH. OROYA	9.0	6.3
	CC.HH.PACHACHACA	12.0	8.4
CC.HH. GALLITO CIEGO	34.0	40	
SIS	C.H CHARCANI I	1.3	7.6
	C.H CHARCANI II	0.6	6.0
	C.H CHARCANI III	4.1	10.0
	C.H CHARCANI IV	14.8	13.8
	C.H CHARCANI V	135.0	24.0
	C.H CHARCANI VI	8.8	15.0
	C.H ARICOTA I	23.0	4.5
	C.H ARICOTA II	11.9	4.5
	C.H MACHUPICCHU (*)	107.0	37.5

(\*) ACTUALMENTE FUERA DE SERVICION ENTRADA PREVISTA PARA  
FINES DEL AÑO 2001

**CUADRO N° 4  
CENTRALES TERMICAS EXISTENTES**

		POTENCIA MW	TSFO	CONSUMO ESPECIF. KG/KWH	CVNC US\$/MWH	PRECIO COMB \$/TON	US
SINC	TG TRUJILLO	19.9	0.05	0.343	2.70	167.571	
	TG CHIMBOTE	58.7	0.05	0.346	2.70	168.676	
	TG PIURA	20.4	0.10	0.319	2.70	164.654	
	TG STA. ROSA UTI	103.2	0.05	0.287	7.07	170.305	
	TG STA. ROSA BBC	36.6	0.10	0.472	6.30	170.451	
	CT PIURA D2	3.8	0.03	0.234	7.11	164.654	
	CT PIURA R6	18.5	0.03	0.245	7.04	136.566	
	CT CHICLAYO OESTE	6.0	0.03	0.239	7.04	166.344	
	CT CHICLAYO NORTE	18.0	0.03	0.263	7.04	134.676	
	CT SULLANA	7.6	0.03	0.241	7.30	167.763	
	CT PAITA	7.9	0.03	0.238	7.54	169.654	
	TG VENTANILLA I (*)	110.0	0.04	0.279	3.32	170.297	
	TG VENTANILLA II (*)	113.0	0.04	0.274	3.32	170.297	
	TG VENTANILLA III	170.0	0.04	0.231	4.00	170.297	
	TG VENTANILLA IV	170.0	0.04	0.230	4.00	170.297	
	TG SANTA ROSA WESTING	120.0	0.03	0.266	4.10	170.305	
	TG AGUAYTIA 1	78.1	0.03	11.221	2.89	1.123	
	TG AGUAYTIA 2	78.4	0.03	11.093	2.89	1.123	
	TG MALACAS	47.0	0.04	0.329	4.00	291.965	
	TGN TALARA	96.6	0.03	11.945	0.00	0.001	
	TV TRUPAL	11.0	0.05	0.549	8.00	103.451	
	TV SHOUGESA	54.7	0.05	0.346	2.00	109.852	
	CT SULZER 2 CNP	7.4	0.03	0.247	7.04	100.885	
	CT MAN CNP	1.5	0.03	0.228	7.04	127.300	
	CT VERDUM D2	2.5	0.03	0.238	7.37	291.965	
	CT TUMBES NUEVA	18.1	0.03	0.201	3.97	114.659	
	CT LAS MERCEDES 1	3.1	0.03	0.299	2.10	170.915	
	CT LAS MERCEDES 2	5.0	0.03	0.267	2.23	170.915	
	CT ZARUMILLA GD	1.2	0.03	0.334	1.88	170.915	
	CT ZARUMILLA GD	0.9	0.03	0.310	1.85	170.915	
SIS	DOLORES PATA	12.2	0.05	0.273	6.00	256.180	
	TAPARACHI 1-2	1.1	0.05	0.271	6.00	229.880	
	TAPARACHI 3-5-6	4.4	0.05	0.263	6.00	229.880	
	BELLAVISTA 1-2	3.6	0.05	0.263	6.00	233.610	
	BELLAVISTA 3-4	2.3	0.05	0.271	6.00	233.610	
	TINTAYA 1-8 GD	18.0	0.05	0.224	6.00	187.750	
	CHILINA TV2	8.0	0.10	0.448	6.34	99.530	
	CHILINA TV3	10.0	0.10	0.438	6.34	99.530	
	CHILINA CC	20.0	0.10	0.294	3.00	174.100	
	CHILINA MD	10.4	0.04	0.227	10.30	129.680	
	TACNA MD	2.5	0.05	0.248	6.00	176.310	
	CALANA MD R6	25.6	0.04	0.217	8.02	106.690	
	MOLLENDO 1 MD	30.0	0.04	0.217	8.02	94.770	
	MOLLENDO 2 MD	16.0	0.04	0.170	2.80	169.159	
	ILO TV2	21.0	0.10	4.536	3.79	1.100	
	ILO TV3	55.0	0.10	0.298	3.79	86.670	
	ILO TV4	56.0	0.10	0.339	3.79	95.220	
	ILO GD	3.3	0.05	0.205	8.02	166.960	
	ILO TG 1	37.0	0.05	0.285	6.99	166.960	
	ILO TG 2	40.0	0.05	0.225	6.00	166.960	
	ILO TV CARBON 1	125.0	0.10	0.437	3.80	48.750	
	ILO TV CARBON 2	125.0	0.10	0.437	3.80	48.750	
	MOQUEGUA FD	0.5	0.05	0.230	6.00	176.310	

(\*) ACTUALMENTE EN PROCESO DE TRASLADO, YA NO REMUNERAN POR POTENCIA FIRME

### 3.5 PROGRAMA DE OBRAS

Los criterios adoptados para la determinación del programa de obras en el período 1998-2002, son los siguientes:

Para el SICN:

- Se ha considerado los proyectos de centrales hidroeléctricas factibles de ser construidos o en construcción, estos son: Yuncán, Yanango, Chimay, Yuncán, Cochas, Cerro Mulato.
- En cuanto a las unidades térmicas se ha considerado los unidades que se sabe se operarán en el sistema interconectado, están son las unidades térmicas de Tumbes.

Para el SIS:

- Se ha tomado en cuenta el estudio de fijación tarifaria de la Ex - Comisión de Tarifas Eléctricas (OSINERG-GART) de mayo-98.

Para el resto del período se ha considerado la expansión del SEIN en base al Proyecto del Gas de Camisea a partir del año 2003.

Las unidades de la C.T. Ventanilla a partir del 2005 usarán gas natural, al igual que las unidades UTI y Westinghouse.

En el cuadro N° 5 se detalla las fechas de entrada de los diferentes proyectos.

## CUADRO N° 5

## FECHA DE ENTRADA DE LOS PROYECTOS

CENTRALES HIDRAULICAS	POTENCIA MW	ENTRADA EN SERVICIO
CC.HH. YANANGO	40.5	JULIO 2000
CC.HH. CHIMAY	142.0	SETIEMBRE 2000
CC.HH. YUNCAN	130.0	AGOSTO 2002
CC.HH. COCHAS	50.0	ENERO 2002
CC.HH. MAYUSH	100.0	ENERO 2005
CC.HH. CERRO MULATO	8.6	ENERO 2001
CC.HH. MACHU PICCCHU	107.0	ENERO 2002

CENTRALES TERMICAS		
TUMBES NUEVA	18.1	ENERO 1999
LAS MERCEDES 1	3.1	ENERO 1999 / SALE DICIEMBRE 1999
LAS MERCEDES 2	5.0	ENERO 1999
CT ZARUMILLA D2	1.3	ENERO 1999 / SALE DICIEMBRE 1999
CT ZORRITOS D2	0.9	ENERO 1999 / SALE DICIEMBRE 1999

TGN ENERPERU	300.0	ENERO 2003
CC ENERPERU 1	300.0	ENERO 2007
CC ENERPERU 2	300.0	ENERO 2009
CC ENERPERU 3	300.0	ENERO 2010
CC ENERPERU 4	300.0	ENERO 2011
CC ENERPERU 5	300.0	ENERO 2012
CC ENERPERU 6	300.0	ENERO 2013
CC ENERPERU 7	300.0	ENERO 2015

### 3.6 BALANCE OFERTA DEMANDA DE POTENCIA

En el cuadro N° 6 se muestra el balance oferta / demanda de potencia del SEIN considerando la potencia efectiva de las unidades en servicio y la proyección de la máxima demanda anual.

### 3.7 COSTOS VARIABLES COMBUSTIBLES Y NO COMBUSTIBLES

Los costos de los combustibles líquidos para el SEIN están conformados de la siguiente forma:

- Precio ex - planta.
- Transporte hasta la central.

- Insumos para el tratamiento.
- Gastos financieros durante 15 días al 12% anual por mantenimiento de stock.

Para el gas natural en el caso de las centrales térmicas existentes se ha tomado en cuenta los precios declarados en el COES-SINAC por las empresas que utilizan este combustible.

El precio para el gas de Camisea se ha considerado en 2.5 US\$/MPC a nivel nacional.

Los precios para las unidades térmicas del SIS se consideran los mismos que los utilizados en la fijación tarifaria de mayo-98.

Los costos variables no combustibles (CVNC) comprenden los siguientes conceptos:

- Costos de lubricantes.
- Mantenimientos menores
- Mantenimiento de combustores y gases calientes.
- Mantenimientos mayores (Overhaul).

En el cuadro N° 4 se muestran los precios utilizados y los CVNC de las unidades Térmicas.





## CAPITULO IV

### SIMULACION DE LA OPERACIÓN ECONOMICA

Se ha simulado dos escenarios principales, con regulación y sin regulación de la presa San Diego. Para ambos casos, como se mencionó en el capítulo anterior se obtendrán los resultados considerando las dos posibilidades siguientes: con contrato a precio regulado hasta el límite de su potencia firme correspondiente, y sin contrato a precio regulado (toda la potencia y energía se vende en el COES). La Potencia Firme, con y sin regulación de la presa San Diego, ha sido tomada de los valores calculados por el COES SINAC, los resultados de su cálculo se muestran en los cuadros 5.1 y 5.2 del Anexo 5.

Los modelos de despacho utilizan información principalmente de los aspectos siguientes:

- a. Proyección de la demanda a nivel de generación para el período 1998 – 2010, en forma de diagrama de duración de tres bloques horarios: punta, media y base.
- b. Equipamiento de la generación existente y el plan de obras propuesto.
- c. Aporte mensual de las centrales hidroeléctricas que no están ubicadas en la cuenca del lago Junín y río Mantaro. El lago Junín es considerado como el único embalse del Sistema.
- d. Costos de combustible incluyendo flete, tratamiento y gastos financieros de las plantas consideradas, con el cual se determina el costo variable combustible; al cual se añade el costo variable no combustible obteniéndose el costo variable de las plantas térmicas.

- e. Programa de mantenimiento de las unidades generadoras (unidades térmicas y centrales hidráulicas asociadas al lago Junín).
- f. Volúmenes máximos y mínimos embalsables en el lago Junín, así como el volumen almacenado al inicio del período de estudio.

Como resultado de los modelos de simulación del despacho, se obtiene la siguiente información:

- Producción esperada de la planta en estudio (central Cañón del Pato) para los períodos de punta y fuera de punta.
- Costos marginales esperados del Sistema por bloque horario (punta, media y base). Esta información es mostrada a continuación en el cuadro N° 7.

En los Cuadros  $A_I$  y  $A_{II}$ <sup>18</sup> se muestran las producciones esperadas de la central Cañón del Pato en los dos escenarios de hidrología y equipamiento previstos, es decir, con regulación y sin regulación de la presa San Diego. Las matrices de potencia generables, siguiendo el procedimiento descrito en el Anexo 4, se presentan en el mismo en los cuadros C4.3 y C4.4.

<sup>18</sup> El número del sub índice se refiere al número de caso.





C N° 7 CALCULO DEL PRECIO BASICO DE LA ENERGIA

	Potencia Mw			Periodo Hrs			Energía Gwh			Energía Gwh	Costos Ma	inales Mills US \$	Facturación a CMg					
	Media	Base	Punta	Media	Base	Punta	Media	Base	Punta				Media	base	Ei*CMgi Miles US \$			CMG FP
															Punta	Media	Base	
3895.3	3210.1	2604.1	124	326	270	483.02	1046.49	703.11	2232.62	29.23	28.61	20.23	14,118	29,936	14,222	25.2		
3836.7	3163	2528.9	123	342	279	471.91	1081.75	705.56	2259.22	29.75	28.74	19.89	14,037	31,085	14,036	25.2		
3855.3	3165.2	2532.8	128	337	279	493.48	1066.67	706.65	2266.80	29.21	27.46	19.53	14,414	29,288	13,800	24.3		
3901.6	3239.4	2653.4	120	300	252	468.19	971.82	668.66	2108.67	29.23	27.68	19.69	13,686	26,896	13,167	24.4		
3872.3	3175.8	2583	129	336	279	499.53	1067.07	720.66	2287.25	29.13	26.40	19.59	14,549	28,175	14,118	23.7		
3853.5	3132.5	2529.2	122	328	270	470.13	1027.46	682.88	2180.47	29.13	27.11	19.72	13,692	27,855	13,469	24.2		
3979.7	3237.5	2608.2	128	337	279	509.40	1091.04	727.69	2328.13	31.45	29.12	20.54	16,021	31,766	14,947	25.7		
6 4026.1	3305.7	2642.9	125	325	270	503.26	1074.35	713.58	2291.20	35.56	29.28	24.78	17,897	31,457	17,683	27.5		
7 3979.3	3307.8	2616.8	124	341	279	493.43	1127.96	730.09	2351.48	35.83	29.94	27.59	17,680	33,767	20,140	29.0		
8 3934.6	3270.6	2608	128	337	279	503.63	1102.19	727.63	2333.45	34.92	29.74	28.19	17,584	32,777	20,508	29.1		
9 3965.4	3286.4	2666.3	129	321	270	511.54	1054.93	719.90	2286.37	34.41	29.29	27.15	17,600	30,900	19,543	28.4		
10 3952.4	3283.5	2619.5	129	336	279	509.86	1103.26	730.84	2343.96	32.45	28.95	21.53	16,545	31,938	15,734	26.0		
11 4055.6	3342.1	2711.2	124	326	270	502.89	1089.53	732.02	2324.44	32.18	29.13	20.99	16,182	31,732	15,363	25.9		
12 3993.9	3292.6	2632.5	123	342	279	491.25	1126.07	734.47	2351.79	31.90	29.14	20.37	15,672	32,808	14,960	25.7		
1 4012	3293.9	2635.8	128	337	279	513.54	1110.04	735.39	2358.97	30.52	29.13	19.90	15,671	32,330	14,636	25.4		
2 4060.5	3371.3	2761.5	120	300	252	487.26	1011.39	695.90	2194.55	31.53	29.13	19.92	15,362	29,457	13,864	25.4		
3 4029.7	3304.9	2688	129	336	279	519.83	1110.45	749.95	2380.23	30.93	29.13	19.82	16,080	32,342	14,866	25.4		
4 4010	3259.8	2632	122	328	270	489.22	1069.21	710.64	2269.07	30.00	28.81	19.91	14,677	30,802	14,148	25.3		
5 4141.9	3369.4	2714.5	128	337	279	530.16	1135.49	757.35	2423.00	37.24	29.33	21.56	19,742	33,299	16,331	26.2		
6 4190.3	3440.5	2750.7	125	325	270	523.79	1118.16	742.69	2384.64	49.27	30.12	27.68	25,805	33,684	20,558	29.1		
7 4141.2	3442.4	2723.3	124	341	279	513.51	1173.86	759.80	2447.17	50.37	32.47	28.88	25,865	38,120	21,942	31.1		
8 4094.3	3403.4	2713.9	128	337	279	524.07	1146.95	757.18	2428.19	48.22	31.97	28.89	25,271	36,671	21,876	30.7		
9 4126.7	3420.1	2774.8	129	321	270	532.34	1097.85	749.20	2379.39	45.56	30.35	28.51	24,256	33,320	21,358	29.6		
10 4113.3	3417.3	2726.2	129	336	279	530.62	1148.21	760.61	2439.44	41.55	29.03	23.27	22,048	33,337	17,699	26.7		
11 4221	3478.4	2821.8	124	326	270	523.40	1133.96	761.89	2419.25	39.54	29.22	22.75	20,696	33,130	17,335	26.6		
12 4156	3426.2	2739.3	123	342	279	511.19	1171.76	764.27	2447.21	38.42	29.29	20.85	19,639	34,315	15,933	26.0		
1 4174.3	3427.1	2742.4	128	337	279	534.31	1154.93	765.13	2454.37	30.89	29.13	19.95	16,504	33,637	15,267	25.5		
2 4225	3507.9	2873.3	120	300	252	507.00	1052.37	724.07	2283.44	32.53	29.13	20.08	16,492	30,650	14,536	25.4		
3 4192.8	3438.7	2796.8	129	336	279	540.87	1155.40	780.31	2476.58	31.32	29.13	19.96	16,942	33,651	15,573	25.4		
4 4172.2	3391.7	2738.5	122	328	270	509.01	1112.48	739.40	2360.88	30.46	28.63	20.00	15,505	31,852	14,785	25.2		
5 4309.8	3506	2824.6	128	337	279	551.65	1181.52	788.06	2521.24	38.49	29.33	21.17	21,234	34,653	16,682	26.1		
6 4360.4	3580.2	2862.4	125	325	270	545.05	1163.57	772.85	2481.46	51.47	30.06	26.98	28,053	34,974	20,851	28.8		
7 4308.9	3581.8	2833.6	124	341	279	534.30	1221.39	790.57	2546.27	51.77	31.68	28.64	27,659	38,694	22,642	30.5		
8 4259.8	3540.9	2823.6	128	337	279	545.25	1193.28	787.78	2526.32	49.42	31.28	28.81	26,946	37,331	22,694	30.3		
9 4294	3558.7	2887.2	129	321	270	553.93	1142.34	779.54	2475.81	47.89	30.40	28.08	26,525	34,724	21,892	29.5		
10 4279.7	3555.5	2836.5	129	336	279	552.08	1194.65	791.38	2538.11	43.39	28.97	22.72	23,952	34,610	17,981	26.5		
11 4392.2	3619.5	2936.2	124	326	270	544.63	1179.96	792.77	2517.36	42.77	29.23	22.23	23,295	34,491	17,624	26.4		
12 4323.9	3564.7	2850	123	342	279	531.84	1219.13	795.15	2546.12	40.50	29.35	20.87	21,541	35,775	16,598	26.0		

#### **4.1 INGRESOS POR FACTURACION DE POTENCIA**

Se determina la potencia firme de la planta analizada, encontrándose los ingresos por este concepto en los dos escenarios planteados.

Las potencias firmes en los casos analizados son las siguientes:

Caso I – con regulación de San Diego: 219.60 MW (84% de la potencia efectiva).

Caso II – sin regulación de San Diego: 154.84 MW (59% de la potencia efectiva).

Como la potencia efectiva de la central Cañón del Pato es representativa en relación al resto del equipamiento hidráulico del SEIN (presente y futuro), es de esperar que con la metodología actual de cálculo de la potencia firme, el valor de la potencia firme de la central Cañón del Pato variará moderadamente en relación en el tiempo (a la entrada de nuevas centrales).

Las potencias contratadas en los casos analizados son las siguientes:

Caso X: Toda la potencia firme contratada.

Caso Y: Cero de potencia contratada.

Los resultados (ingresos por este concepto) obtenidos se muestran en los cuadros **B<sub>I-X</sub>**, **B<sub>I-Y</sub>**, **B<sub>II-X</sub>** y **B<sub>II-Y</sub>** a continuación.

#### **4.2 INGRESOS POR FACTURACION DE ENERGIA A PRECIO REGULADO**

Considerando como potencia contratada las antes precisadas (punta y fuera de punta), se determina los ingresos por facturación de energía a precio regulado, aplicando los precios básicos obtenidos como parte de la simulación

de la operación, como se muestra en los cuadros  $C_{I-X}$ ,  $C_{I-Y}$ ,  $C_{II-X}$  y  $C_{II-Y}$  a continuación.

### **4.3 TRANSACCIONES EN EL COES-SINAC**

Como se mencionó, en el COES se realizan las transacciones por energía y por potencia de punta, luego tenemos:

#### **4.3.1 Transferencias de energía**

Como consecuencia de las diferencias entre la venta de energía por contrato y la producción propia de las empresas, se originan transacciones entre ellas, las que se valorizan a los correspondientes costos marginales de corto plazo. En el caso de la planta analizada se asume que las inyecciones de la energía esperada se reducen en 3% por efecto de las pérdidas en el sistema de transmisión hasta la barra de transferencia (S.E. Chimbote 1).

Se muestra en los cuadros  $D_{I-X}$ ,  $D_{I-Y}$ ,  $D_{II-X}$  y  $D_{II-Y}$ , la energía transferida en el COES SINAC, a partir de la energía mensual vendida por contratos, total y desagregada en horas punta y en horas fuera de punta.

#### **4.3.2 Transferencia de potencia de punta**

Las transferencias de potencia de punta aparecen como resultado de la cobertura de la máxima demanda anual, las cargas contratadas por las empresas pueden ser mayores que la potencia firme propia o la contratada a otros generadores.

Conocida la potencia firme de la planta analizada, se estima que las pérdidas de potencia hasta la barra de transferencia en máxima demanda son

alrededor del 2.5%. Se ha calculado el factor de penalización de potencia, con lo cual se determina el cobro (o pago) por potencia en el COES.

Se ha considerado factores de penalización de potencia y energía constantes para todo el período de análisis debido a la incertidumbre en la entrada de grandes proyectos. Los factores de penalización que corresponden a los calculados para el año 2001, para la barra de Chimbote 1, son los siguientes:

Factor de penalización de energía: 0.9752

Factor de penalización de potencia: 0.9752

A continuación se muestra gráficamente el resultado de los factores de penalización obtenidos del programa WINFLU, para la barra Chimbote I (CHIM220).

Se muestra en los cuadros  $E_{I-X}$ ,  $E_{I-Y}$ ,  $E_{II-X}$  y  $E_{II-Y}$  el resumen de los resultados de estas transferencias.





DESPACHO ECONOMICO DE LA CENTRAL CON REGULACION DEL EMBALSE SAN DIEGO **CUADRO AI**

2001													
tral : CAÑÓN DEL PATO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
. Pta. (mwh):	31709	29752	31883	29868	31116	26515	24871	26001	27632	30596	30496	29140	349577
. F.P. (mwh):	117337	105113	116845	112618	104749	74865	69336	70561	76253	108817	127562	128915	1212970
d. Tot. (mwh):	149046	134865	148728	142486	135865	101380	94207	96561	103884	139413	158058	158055	1562547
eso a Cmg K\$:	4208	4304	2799	3848	4897	3804	3697	4374	4844	4061	3804	4707	49348
2002													
tral : CAÑÓN DEL PATO													
. Pta. (mwh):	31711	29777	31883	29860	31120	26295	24737	25876	27205	30560	30460	29038	348521
. F.P. (mwh):	117342	105201	116845	112589	104190	73529	68579	69888	73514	107646	128204	128466	1205992
d. Tot. (mwh):	149053	134978	148728	142450	135310	99823	93315	95764	100719	138206	158664	157504	1554513
eso a Cmg K\$:	3267	3819	1950	3894	5263	4378	4249	5803	5487	4840	5316	6538	54803
2003													
tral : CAÑÓN DEL PATO													
. Pta. (mwh):	31715	29802	31920	29953	31030	26278	25069	25914	27369	30604	30459	29127	349240
. F.P. (mwh):	117358	105289	116983	112939	102597	73328	70434	70098	74580	108891	127439	128860	1208795
. Tot. (mwh):	149073	135090	148903	142891	133628	99607	95503	96012	101949	139495	157898	157987	1558035
eso a Cmg K\$:	4848	4668	3448	4157	5464	3843	3326	4043	4076	3691	4307	5046	50916
2004													
tral : CAÑÓN DEL PATO													
. Pta. (mwh):	31737	29802	31920	29815	31180	26615	24783	25826	27328	30634	30492	29132	349264
. F.P. (mwh):	117441	105289	116983	112419	105752	75496	68834	69623	74258	109149	129075	128881	1213198
. Tot. (mwh):	149178	135090	148903	142234	136932	102111	93617	95448	101586	139783	159567	158012	1562461
eso a Cmg K\$:	4572	4248	3120	2360	2915	2383	2474	2802	2920	3061	3860	4060	38773
2005													
tral : CAÑÓN DEL PATO													
. Pta. (mwh):	31717	29719	31808	29860	31051	26355	24751	25837	27176	30615	30461	29121	348470
. F.P. (mwh):	117365	104996	116570	112589	104125	73789	68661	69687	74016	108745	128616	128835	1207992
. Tot. (mwh):	149082	134715	148378	142449	135176	100143	93412	95524	101192	139360	159076	157956	1556462
eso a Cmg K\$:	2932	2583	2624	2616	3165	2473	2439	2711	2922	3645	3901	4091	36101
2006													
tral : CAÑÓN DEL PATO													
. Pta. (mwh):	31726	29760	31845	29877	31027	26289	24833	25981	27266	30610	30425	29228	348868
. F.P. (mwh):	117398	105142	116708	112653	105265	73438	69126	70447	74374	108921	128592	129306	1211370
. Tot. (mwh):	149123	134903	148553	142530	136293	99727	93959	96427	101640	139531	159017	158534	1560238
eso a Cmg K\$:	3197	2794	2929	3065	3218	2457	2459	2763	2913	3619	3959	4175	37548
2007													
tral : CAÑÓN DEL PATO													
. Pta. (mwh):	31706	29777	31808	29927	31140	26444	24629	26003	27489	30402	30519	29120	348962
. F.P. (mwh):	117324	105201	116570	112841	105594	74314	67980	70566	75198	105376	129418	128831	1209213
. Tot. (mwh):	149030	134978	148378	142768	136734	100758	92609	96570	102687	135778	159936	157951	1558175
eso a Cmg K\$:	3292	2962	3103	3115	3287	2463	2378	2816	2964	3536	4071	4195	38181
2008													
tral : CAÑÓN DEL PATO													
. Pta. (mwh):	31725	29744	31845	29912	31156	26424	24819	25996	27446	30556	30464	28951	349039
. F.P. (mwh):	117395	105084	116708	112783	106264	74226	69036	70537	75195	106913	127970	128081	1210190
. Tot. (mwh):	149120	134827	148553	142694	137420	100651	93855	96534	102641	137469	158434	157032	1559229
eso a Cmg K\$:	3368	3029	3271	3140	3340	2511	2453	3024	3124	3668	4095	4274	39297
2009													
tral : CAÑÓN DEL PATO													
. Pta. (mwh):	31713	29785	31977	29831	31188	26323	24767	25883	27408	30692	30538	29214	349319
. F.P. (mwh):	117351	105230	117189	112478	105786	73610	68746	69926	74985	109219	129689	129248	1213457
d. Tot. (mwh):	149064	135015	149166	142309	136974	99934	93513	95809	102393	139911	160227	158462	1562776
eso a Cmg K\$:	3224	2925	3222	3091	3077	2311	2243	2406	2582	3367	3751	3996	36195
2010													
tral : CAÑÓN DEL PATO													
. Pta. (mwh):	31698	29760	31864	30042	31149	26557	24968	26030	27343	30447	30488	29133	349478
. F.P. (mwh):	117294	105142	116777	113273	105258	74969	69870	70721	74440	107219	129128	128884	1212975
d. Tot. (mwh):	148991	134903	148641	143315	136407	101526	94838	96752	101783	137666	159616	158016	1562453
eso a Cmg K\$:	3479	3187	3424	3317	3508	2760	2817	3408	3560	3938	4408	4813	42619

DESPACHO ECONOMICO DE LA CENTRAL SIN REGULACION DE SAN DIEGO

CUADRO AII

2001													
Central : CAÑON DEL PATO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
d. Pla. (MWh):	31709	29752	31883	29868	25987	17686	15841	16711	18655	24245	27261	29140	298738
d. F.P. (MWh):	117337	105113	116845	112618	109595	84186	79204	80420	85466	115586	131029	128915	1266315
d. Tot. (MWh):	149046	134865	148728	142486	135582	101872	95045	97131	104121	139831	158291	158055	1565053
eso a Cmg K\$:	2301	2786	1295	2072	3599	3037	3010	3607	3896	2830	3689	4689	36810
2002													
Central : CAÑON DEL PATO													
d. Pla. (MWh):	31711	29777	31883	29860	25879	17416	15691	16573	18086	24038	27364	29038	297316
d. F.P. (MWh):	117342	105201	116845	112589	109139	82898	78456	79759	82858	114601	131523	128466	1259677
d. Tot. (MWh):	149053	134978	148728	142450	135018	100313	94148	96332	100944	138639	158887	157504	1556992
eso a Cmg K\$:	3266	3821	1950	3892	5209	4241	4237	5515	5205	4148	5400	6494	53377
2003													
Central : CAÑON DEL PATO													
d. Pla. (MWh):	31715	29802	31920	29953	25555	17378	16058	16616	18307	24259	27233	29127	297923
d. F.P. (MWh):	117358	105289	116983	112939	107771	82720	80290	79963	83872	115655	130895	128860	1262593
d. Tot. (MWh):	149073	135090	148903	142891	133325	100098	96348	96579	102180	139914	158128	157987	1560516
eso a Cmg K\$:	4847	4668	3448	4156	5291	3741	3495	4086	4075	3187	4293	5056	50342
2004													
Central : CAÑON DEL PATO													
d. Pla. (MWh):	31737	29802	31920	29815	26193	17814	15742	16519	18242	24308	27518	29132	298741
d. F.P. (MWh):	117441	105289	116983	112419	110461	84794	78709	79496	83573	115888	132263	128881	1266195
d. Tot. (MWh):	149178	135090	148903	142234	136654	102608	94451	96014	101815	140197	159781	158012	1564935
eso a Cmg K\$:	4570	4247	3120	2359	2922	2207	2476	2878	2917	2735	3823	4058	38311
2005													
Central : ON DEL PATO													
d. Pla. (MWh):	31717	29719	31808	29860	25853	17471	15708	16531	18169	24237	27434	29121	297628
d. F.P. (MWh):	117365	104996	116570	112589	109031	83164	78538	79557	83240	115547	131861	128835	1261291
d. Tot. (MWh):	149082	134715	148378	142449	134884	100635	94246	96088	101409	139783	159295	157956	1558919
eso a Cmg K\$:	2932	2583	2624	2616	3177	2453	2427	2799	2944	3610	3931	4092	36189
2006													
Central : ON DEL PATO													
d. Pla. (MWh):	31726	29760	31845	29877	26070	17399	15799	16688	18251	24265	27423	29228	298331
d. F.P. (MWh):	117398	105142	116708	112653	109942	82821	78996	80309	83613	115682	131807	129306	1264376
d. Tot. (MWh):	149123	134903	148553	142530	136012	100220	94795	96997	101864	139947	159229	158534	1562707
eso a Cmg K\$:	3197	2794	2929	3065	3246	2447	2466	2874	2956	3562	3969	4176	37682
2007													
Central : CAÑON DEL PATO													
d. Pla. (MWh):	31706	29777	31808	29927	26155	17578	15573	16712	18440	23621	27580	29120	297997
d. F.P. (MWh):	117324	105201	116570	112841	110302	83673	77865	80429	84480	112609	132564	128831	1262688
d. Tot. (MWh):	149030	134978	148378	142768	136457	101251	93438	97141	102920	136230	160144	157951	1560685
eso a Cmg K\$:	3292	2962	3103	3115	3274	2465	2416	2897	3003	3553	4075	4196	38351
2008													
Central : ON DEL PATO													
d. Pla. (MWh):	31725	29744	31845	29912	26287	17560	15782	16706	18431	23913	27325	28951	298179
d. F.P. (MWh):	117395	105084	116708	112783	110860	83586	78910	80397	84439	114001	131335	128081	1263577
d. Tot. (MWh):	149120	134827	148553	142694	137147	101146	94692	97103	102870	137914	158659	157032	1561757
eso a Cmg K\$:	3368	3029	3271	3139	3316	2526	2515	3015	3141	3652	4058	4274	39304
2009													
Central : ON DEL PATO													
d. Pla. (MWh):	31713	29785	31977	29831	26201	17435	15724	16581	18387	24332	27630	29214	298811
d. F.P. (MWh):	117351	105230	117189	112478	110497	82991	78622	79793	84237	116003	132804	129248	1266443
d. Tot. (MWh):	149064	135015	149166	142309	136698	100426	94347	96374	102624	140335	160434	158462	1565253
eso a Cmg K\$:	3224	2925	3222	3091	3106	2323	2214	2492	2589	3365	3743	3996	36289
2010													
Central : ON DEL PATO													
d. Pla. (MWh):	31698	29760	31864	30042	26092	17713	15946	16744	18277	23944	27526	29133	298738
d. F.P. (MWh):	117294	105142	116777	113273	110036	84313	79732	80579	83735	114149	132304	128884	1266217
d. Tot. (MWh):	148991	134903	148641	143315	136128	102026	95678	97323	102013	138093	159831	158016	1564956
eso a Cmg K\$:	3479	3187	3424	3316	3535	2790	2813	3236	3438	3997	4414	4812	42441

FACTURACION DE POTENCIA A NIVEL DE BARRAS  
CON REGULACION DEL EMBALSE SAN DIEGO

CUADRO BI-X

PRECIO DE LA POTENCIA	79460 US\$/MW-AÑO
-----------------------	-------------------

***** Año 2001 *****	PUNTA	F.PUNTA	PROY	US \$ ANUAL
SEPANU XXXXX	219.6	219.6		19,137,296
TOTAL VENTA				19,137,296
***** Año 2002 *****				
SEPANU XXXXX	219.6	219.6		19,137,296
TOTAL VENTA				19,137,296
***** Año 2003 *****				
SEPANU XXXXX	219.6	219.6		19,137,296
TOTAL VENTA				19,137,296
***** Año 2004 *****				
SEPANU XXXXX	219.6	219.6		19,137,296
TOTAL VENTA				19,137,296
***** Año 2005*****				
SEPANU XXXXX	219.6	219.6		19,137,296
TOTAL VENTA				19,137,296
***** Año 2006 *****				
SEPANU XXXXX	219.6	219.6		19,137,296
TOTAL VENTA				19,137,296
***** Año 2007 *****				
SEPANU XXXXX	219.6	219.6		19,137,296
TOTAL VENTA				19,137,296
***** Año 2008 *****				
SEPANU XXXXX	219.6	219.6		19,137,296
TOTAL VENTA				19,137,296
***** Año 2009*****				
SEPANU XXXXX	219.6	219.6		19,137,296
TOTAL VENTA				19,137,296
***** Año 2010 *****				
SEPANU XXXXX	219.6	219.6		19,137,296
TOTAL VENTA				19,137,296

ota: Calculado considerando el 100% de su capacidad firme

FACTURACION DE POTENCIA A NIVEL DE BARRAS  
CON REGULACION DEL EMBALSE SAN DIEGO

CUADRO BI-Y

PRECIO DE LA POTENCIA	79460 US\$/MW-AÑO
-----------------------	-------------------

***** Año 2001 *****	PUNTA	F.PUNTA	PROY	US \$ ANUAL
SEPANU XXXXX	0.0	0.0		000
TOTAL VENTA				000
***** Año 2002 *****				
SEPANU XXXXX	0.0	0.0		000
TOTAL VENTA				000
***** Año 2003 *****				
SEPANU XXXXX	0.0	0.0		000
TOTAL VENTA				000
***** Año 2004 *****				
SEPANU XXXXX	0.0	0.0		000
TOTAL VENTA				000
***** Año 2005*****				
SEPANU XXXXX	0.0	0.0		000
TOTAL VENTA				000
***** Año 2006 *****				
SEPANU XXXXX	0.0	0.0		000
TOTAL VENTA				000
***** Año 2007 *****				
SEPANU XXXXX	0.0	0.0		000
TOTAL VENTA				000
***** Año 2008 *****				
SEPANU XXXXX	0.0	0.0		000
TOTAL VENTA				000
***** Año 2009*****				
SEPANU XXXXX	0.0	0.0		000
TOTAL VENTA				000
***** Año 2010 *****				
SEPANU XXXXX	0.0	0.0		000
TOTAL VENTA				000

Nota: Calculado considerando el 0% de su capacidad firme



FACTURACION DE POTENCIA A NIVEL DE BARRAS  
SIN REGULACION DEL EMBALSE SAN DIEGO

**CUADRO BII-X**

PRECIO DE LA POTENCIA 79460 US\$/MW-AÑO

***** Año 2001 *****	PUNTA	F.PUNTA	PROY	US \$ ANUAL
SEPANU XXXXX TOTAL VENTA	154.8	154.8		13,492,907 13,492,907
***** Año 2002 *****				
SEPANU XXXXX TOTAL VENTA	154.8	154.8		13,492,907 13,492,907
***** Año 2003 *****				
SEPANU XXXXX TOTAL VENTA	154.8	154.8		13,492,907 13,492,907
***** Año 2004 *****				
SEPANU XXXXX TOTAL VENTA	154.8	154.8		13,492,907 13,492,907
***** Año 2005*****				
SEPANU XXXXX TOTAL VENTA	154.8	154.8		13,492,907 13,492,907
***** Año 2006 *****				
SEPANU XXXXX TOTAL VENTA	154.8	154.8		13,492,907 13,492,907
***** Año 2007 *****				
SEPANU XXXXX TOTAL VENTA	154.8	154.8		13,492,907 13,492,907
***** Año 2008 *****				
SEPANU XXXXX TOTAL VENTA	154.8	154.8		13,492,907 13,492,907
***** Año 2009*****				
SEPANU XXXXX TOTAL VENTA	154.8	154.8		13,492,907 13,492,907
***** Año 2010 *****				
SEPANU XXXXX TOTAL VENTA	154.8	154.8		13,492,907 13,492,907

Nota: Calculado considerando el 100% de su capacidad firme

FACTURACION DE POTENCIA A NIVEL DE BARRAS  
 SIN REGULACION DEL EMBALSE SAN DIEGO

**CUADRO BII-Y**

PRECIO DE LA POTENCIA 79460 US\$/MW-AÑO

***** Año 2001 *****	PUNTA	F.PUNTA	PROY	US \$ ANUAL
SEPANU XXXXX	0.0	0.0		000
TOTAL VENTA				000
***** Año 2002 *****				
SEPANU XXXXX	0.0	0.0		000
TOTAL VENTA				000
***** Año 2003 *****				
SEPANU XXXXX	0.0	0.0		000
TOTAL VENTA				000
***** Año 2004 *****				
SEPANU XXXXX	0.0	0.0		000
TOTAL VENTA				000
***** Año 2005*****				
SEPANU XXXXX	0.0	0.0		000
TOTAL VENTA				000
***** Año 2006 *****				
SEPANU XXXXX	0.0	0.0		000
TOTAL VENTA				000
***** Año 2007 *****				
SEPANU XXXXX	0.0	0.0		000
TOTAL VENTA				000
***** Año 2008 *****				
SEPANU XXXXX	0.0	0.0		000
TOTAL VENTA				000
***** Año 2009*****				
SEPANU XXXXX	0.0	0.0		000
TOTAL VENTA				000
***** Año 2010 *****				
SEPANU XXXXX	0.0	0.0		000
TOTAL VENTA				000

Nota: Calculado considerando el 0% de su capacidad firme

***** Año 2001 *****	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	TOTAL
SEPANU XXXXX	2406752	2181530	2408505	2325835	2418965	2342727	2412615	2418965	2349077	2420553	2291334	2360752	28337612
TOTAL VENTA	2406752	2181530	2408505	2325835	2418965	2342727	2412615	2418965	2349077	2420553	2291334	2360752	28337612
***** Año 2002 *****	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	TOTAL
SEPANU XXXXX	2367531	2892775	2368887	2288623	2409943	2333603	2404984	2409943	2338563	2411183	2387405	2461030	29074470
TOTAL VENTA	2367531	2892775	2368887	2288623	2409943	2333603	2404984	2409943	2338563	2411183	2387405	2461030	29074470
***** Año 2003 *****	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	TOTAL
SEPANU XXXXX	2466830	2233195	2467991	2385085	2577995	2496045	2573703	2577995	2500337	2579068	2540285	2619730	30018260
TOTAL VENTA	2466830	2233195	2467991	2385085	2577995	2496045	2573703	2577995	2500337	2579068	2540285	2619730	30018260
***** Año 2004 *****	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	TOTAL
SEPANU XXXXX	2624825	2375281	2625844	2538247	2712905	2626395	2709351	2712905	2629949	2713794	2671098	2755455	31696051
TOTAL VENTA	2624825	2375281	2625844	2538247	2712905	2626395	2709351	2712905	2629949	2713794	2671098	2755455	31696051
***** Año 2005*****	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	TOTAL
SEPANU XXXXX	2760013	2496914	2760925	2669275	2846076	2755189	2842810	2846076	2758455	2846893	2834836	2924143	33341605
TOTAL VENTA	2760013	2496914	2760925	2669275	2846076	2755189	2842810	2846076	2758455	2846893	2834836	2924143	33341605
***** Año 2006 *****	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	TOTAL
SEPANU XXXXX	2929196	2650159	2930206	2832815	3007844	2911940	3003865	3007844	2915919	3008839	2981271	3074190	35254088
TOTAL VENTA	2929196	2650159	2930206	2832815	3007844	2911940	3003865	3007844	2915919	3008839	2981271	3074190	35254088
***** Año 2007 *****	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	TOTAL
SEPANU XXXXX	3080478	2787885	3081736	2978755	3124564	3025251	3119324	3124564	3030490	3125874	3048588	3142625	36670136
TOTAL VENTA	3080478	2787885	3081736	2978755	3124564	3025251	3119324	3124564	3030490	3125874	3048588	3142625	36670136
***** Año 2008 *****	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	TOTAL
SEPANU XXXXX	3150011	2851651	3151488	3045634	3167074	3066654	3160895	3167074	3072834	3168619	3067552	3161127	37230611
TOTAL VENTA	3150011	2851651	3151488	3045634	3167074	3066654	3160895	3167074	3072834	3168619	3067552	3161127	37230611
***** Año 2009*****	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	TOTAL
SEPANU XXXXX	3169578	2870260	3171268	3064171	3171129	3070821	3164090	3171129	3077860	3172889	3030045	3122042	37255282
TOTAL VENTA	3169578	2870260	3171268	3064171	3171129	3070821	3164090	3171129	3077860	3172889	3030045	3122042	37255282
***** Año 2010 *****	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	TOTAL
SEPANU XXXXX	3130813	2835527	3132567	3026537	3110180	3011879	3102998	3110180	3019061	3111976	2943945	3033625	36569287
TOTAL VENTA	3130813	2835527	3132567	3026537	3110180	3011879	3102998	3110180	3019061	3111976	2943945	3033625	36569287





***** Año 2001 *****													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	TOTAL
SEPANU XXXXX	1696900	1538106	1698136	1639849	1705511	1651759	1701034	1705511	1656236	1706631	1615524	1664468	19979665
TOTAL VENTA	1696900	1538106	1698136	1639849	1705511	1651759	1701034	1705511	1656236	1706631	1615524	1664468	19979665
***** Año 2002 *****													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	TOTAL
SEPANU XXXXX	1669247	2039575	1670203	1613612	1699150	1645326	1695653	1699150	1648823	1700024	1683259	1735169	20499193
TOTAL VENTA	1669247	2039575	1670203	1613612	1699150	1645326	1695653	1699150	1648823	1700024	1683259	1735169	20499193
***** Año 2003 *****													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	TOTAL
SEPANU XXXXX	1739259	1574532	1740077	1681624	1817637	1759857	1814611	1817637	1762883	1818393	1791049	1847062	21164620
TOTAL VENTA	1739259	1574532	1740077	1681624	1817637	1759857	1814611	1817637	1762883	1818393	1791049	1847062	21164620
***** Año 2004 *****													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	TOTAL
SEPANU XXXXX	1850655	1674711	1851373	1789612	1912756	1851761	1910250	1912756	1854267	1913382	1883280	1942756	22347560
TOTAL VENTA	1850655	1674711	1851373	1789612	1912756	1851761	1910250	1912756	1854267	1913382	1883280	1942756	22347560
***** Año 2005*****													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	TOTAL
SEPANU XXXXX	1945970	1760470	1946613	1881994	2006649	1942569	2004347	2006649	1944871	2007225	1998724	2061691	23507772
TOTAL VENTA	1945970	1760470	1946613	1881994	2006649	1942569	2004347	2006649	1944871	2007225	1998724	2061691	23507772
***** Año 2006 *****													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	TOTAL
SEPANU XXXXX	2065253	1868516	2065966	1997299	2120705	2053087	2117900	2120705	2055893	2121407	2101969	2167483	24856183
TOTAL VENTA	2065253	1868516	2065966	1997299	2120705	2053087	2117900	2120705	2055893	2121407	2101969	2167483	24856183
***** Año 2007 *****													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	TOTAL
SEPANU XXXXX	2171917	1965621	2172803	2100196	2202999	2132978	2199305	2202999	2136672	2203923	2149432	2215734	25854579
TOTAL VENTA	2171917	1965621	2172803	2100196	2202999	2132978	2199305	2202999	2136672	2203923	2149432	2215734	25854579
***** Año 2008 *****													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	TOTAL
SEPANU XXXXX	2220941	2010580	2221982	2147349	2232971	2162170	2228615	2232971	2166527	2234061	2162802	2228778	26249747
TOTAL VENTA	2220941	2010580	2221982	2147349	2232971	2162170	2228615	2232971	2166527	2234061	2162802	2228778	26249747
***** Año 2009*****													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	TOTAL
SEPANU XXXXX	2234737	2023700	2235929	2160419	2235830	2165108	2230868	2235830	2170070	2237071	2136358	2201221	26267141
TOTAL VENTA	2234737	2023700	2235929	2160419	2235830	2165108	2230868	2235830	2170070	2237071	2136358	2201221	26267141
***** Año 2010 *****													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	TOTAL
SEPANU XXXXX	2207405	1999211	2208642	2133885	2192858	2123550	2187794	2192858	2128614	2194124	2075653	2138882	25783475
TOTAL VENTA	2207405	1999211	2208642	2133885	2192858	2123550	2187794	2192858	2128614	2194124	2075653	2138882	25783475



	2001 ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE		TOTAL
	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	
PRODUCCION(GWH)	31709	117337	29752	105113	31883	116845	29868	112618	31116	104749	26515	74865	24871	69336	26001	70561	27632	76253	30596	108817	30496	127562	29140	128915	
CAÑON DEL PATO	31709	117337	29752	105113	31883	116845	29868	112618	31116	104749	26515	74865	24871	69336	26001	70561	27632	76253	30596	108817	30496	127562	29140	128915	
TOTAL	31709	117337	29752	105113	31883	116845	29868	112618	31116	104749	26515	74865	24871	69336	26001	70561	27632	76253	30596	108817	30496	127562	29140	128915	
INYECCION al SP (MWH)																									
Produccion	30758	113817	28860	101960	30926	113340	28972	109239	30182	101606	25719	72619	24125	67256	25221	68444	26803	73965	29678	105552	29581	123736	28265	125048	
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																									
consumo	19675	94686	18445	84848	19829	94532	18753	91919	19675	94686	19214	91458	19060	95301	19675	94686	19829	90843	19829	94532	19060	91612	18906	95454	
perdida	393	1894	369	1697	397	1891	375	1838	393	1894	384	1829	381	1906	393	1894	397	1817	397	1891	381	1832	378	1909	
total consumo	20068	96580	18814	86545	20225	96423	19128	93757	20068	96580	19598	93287	19441	97207	20068	96580	20225	92660	20225	96423	19441	93444	19285	97363	
diferencia	10689	17237	10045	15414	10701	16917	9844	15482	10114	5027	6121	-20668	4683	-29951	5152	-28136	6577	-18695	9453	9130	10140	30292	8981	27684	
CMG(US\$/MWH)	32.33	13.32	32.51	12.83	29.85	11.06	28.49	11.48	34.61	18.59	42.14	24.70	42.93	27.76	42.81	27.71	40.34	25.17	38.42	19.23	35.76	19.02	43.89	23.13	
transf.coes US \$	345619	229592	326576	197699	319394	187147	280427	177774	350082	93468	257943	-510554	201053	-831433	220576	-779591	265297	-470637	363176	175595	362558	576080	394195	640267	3372304

año :	2002 ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE		TOTAL
PRODUCCION(GWH)	31711	117342	29777	105201	31883	116845	29860	112589	31120	104190	26295	73529	24737	68579	25876	69888	27205	73514	30560	107646	30460	128204	29038	128466	
CAÑON DEL PATO	31711	117342	29777	105201	31883	116845	29860	112589	31120	104190	26295	73529	24737	68579	25876	69888	27205	73514	30560	107646	30460	128204	29038	128466	
TOTAL	31711	117342	29777	105201	31883	116845	29860	112589	31120	104190	26295	73529	24737	68579	25876	69888	27205	73514	30560	107646	30460	128204	29038	128466	
INYECCION al SP (MWH)																									
Produccion	30759	113822	28884	102045	30926	113340	28965	109212	30186	101064	25506	71323	23995	66521	25100	67791	26389	71308	29643	104417	29546	124358	28167	124612	
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																									
consumo	19675	94686	18445	84848	19829	94532	18753	91919	19675	94686	19214	91458	19060	95301	19675	94686	19829	90843	19829	94532	19060	91612	18906	95454	
perdida	393	1894	369	1697	397	1891	375	1838	393	1894	384	1829	381	1906	393	1894	397	1817	397	1891	381	1832	378	1909	
total consumo	20068	96580	18814	86545	20225	96423	19128	93757	20068	96580	19598	93287	19441	97207	20068	96580	20225	92660	20225	96423	19441	93444	19285	97363	
diferencia	10691	17242	10069	15499	10701	16917	9837	15454	10118	4485	5908	-21964	4553	-30685	5031	-28789	6164	-21352	9418	7994	10105	30914	8882	27249	
CMG ( US\$/MWH)	34.64	15.45	23.36	14.95	22.50	14.27	19.54	11.11	23.04	15.43	29.49	20.32	30.26	22.25	29.91	22.29	27.90	20.54	26.25	16.70	29.48	16.76	27.25	14.87	
transf coes(US \$)	370323	266415	235250	231779	240751	241445	192231	171714	233110	69187	174225	-446414	137775	-682739	150486	-641634	171985	-438560	247262	133512	297920	518063	242084	405157	2521326

año :	2003 ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE		TOTAL
PRODUCCION(GWH)	31715	117358	29802	105289	31920	116983	29953	112939	31030	102597	26278	73328	25069	70434	25914	70098	27369	74580	30604	108891	30459	127439	29127	128860	
CAÑON DEL PATO	31715	117358	29802	105289	31920	116983	29953	112939	31030	102597	26278	73328	25069	70434	25914	70098	27369	74580	30604	108891	30459	127439	29127	128860	
TOTAL	31715	117358	29802	105289	31920	116983	29953	112939	31030	102597	26278	73328	25069	70434	25914	70098	27369	74580	30604	108891	30459	127439	29127	128860	
INYECCION al SP (MWH)																									
Produccion	30764	113837	28908	102130	30963	113474	29054	109550	30099	99519	25490	71129	24317	68321	25136	67995	26548	72342	29686	105625	29545	123616	28253	124994	
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																									
consumo	19675	94686	18445	84848	19829	94532	18753	91919	19675	94686	19214	91458	19060	95301	19675	94686	19829	90843	19829	94532	19060	91612	18906	95454	
perdida	393	1894	369	1697	397	1891	375	1838	393	1894	384	1829	381	1906	393	1894	397	1817	397	1891	381	1832	378	1909	
total consumo	20068	96580	18814	86545	20225	96423	19128	93757	20068	96580	19598	93287	19441	97207	20068	96580	20225	92660	20225	96423	19441	93444	19285	97363	
diferencia	10695	17257	10094	15585	10737	17051	9927	15793	10031	2940	5892	-22159	4875	-28886	5068	-28585	6322	-20318	9461	9202	10104	30172	8969	27631	
CMG ( US\$/MWH)	23.00	13.60	24.08	14.64	22.58	13.92	22.41	12.52	26.90	18.69	28.40	21.89	28.40	23.62	28.40	23.77	28.40	22.27	28.40	19.07	28.40	18.67	28.08	18.78	
transf coes(US \$)	246040	234674	243079	228193	242501	237312	222445	197755	269794	54933	167344	-485143	138474	-682258	143940	-679356	179575	-452535	268710	175466	286967	563456	251865	518963	2572195

año	2004												TOTAL												
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE													
PRODUCCION(GWH)																									
CANON DEL PATO	31737	117441	29802	105289	31920	116983	29815	112419	31180	105752	26615	75496	24783	68834	25826	69623	27328	74258	30634	109149	30492	129075	29132	128881	
TOTAL	31737	117441	29802	105289	31920	116983	29815	112419	31180	105752	26615	75496	24783	68834	25826	69623	27328	74258	30634	109149	30492	129075	29132	128881	
INYECCION al SP (MWH)																									
Produccion	30785	113917	28908	102130	30963	113474	28921	109046	30245	102580	25817	73231	24039	66769	25051	67534	26508	72030	29715	105875	29578	125203	26258	125014	
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																									
consumo	19675	94686	18445	84848	19829	94532	18753	91919	19675	94686	19214	91458	19060	95301	19675	94686	19829	90843	19829	94532	19060	91612	18906	95454	
perdida	393	1894	369	1697	397	1891	375	1838	393	1894	384	1829	381	1906	393	1894	397	1817	397	1891	381	1832	378	1909	
total consumo	20068	96580	18814	86545	20225	96423	19128	93757	20068	96580	19598	93287	19441	97207	20068	96580	20225	92660	20225	96423	19441	93444	19285	97363	
diferencia	10717	17338	10094	15585	10737	17051	9793	15289	10176	6000	6219	-20056	4598	-30437	4982	-29046	6283	-20630	9489	9452	10136	31759	8973	27651	
CMG ( US\$/MWH)	28.40	1664	28.40	16.26	28.00	15.46	27.06	16.62	28.40	21.12	28.40	23.99	28.40	24.68	28.40	24.83	28.40	23.90	28.40	20.84	28.40	20.62	28.40	21.06	
transf coes(US \$)	304383	288441	286684	253464	300637	263644	265029	254086	289032	126751	176631	-481196	130589	-751058	141512	-721246	178454	-493012	269523	197009	287898	654880	254860	582327	3059325

año	2005												TOTAL												
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE													
PRODUCCION(GWH)																									
CANON DEL PATO	31717	117365	29719	104996	31808	116570	29860	112589	31051	104125	26355	73789	24751	68661	25837	69687	27176	74016	30615	108745	30461	128616	29121	128835	
TOTAL	31717	117365	29719	104996	31808	116570	29860	112589	31051	104125	26355	73789	24751	68661	25837	69687	27176	74016	30615	108745	30461	128616	29121	128835	
INYECCION al SP (MWH)																									
Produccion	30765	113844	28827	101846	30853	113073	28964	109211	30119	101002	25564	71575	24009	66601	25062	67596	26360	71796	29697	105482	29547	124757	28247	124970	
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																									
consumo	19675	94686	18445	84848	19829	94532	18753	91919	19675	94686	19214	91458	19060	95301	19675	94686	19829	90843	19829	94532	19060	91612	18906	95454	
perdida	393	1894	369	1697	397	1891	375	1838	393	1894	384	1829	381	1906	393	1894	397	1817	397	1891	381	1832	378	1909	
total consumo	20068	96580	18814	86545	20225	96423	19128	93757	20068	96580	19598	93287	19441	97207	20068	96580	20225	92660	20225	96423	19441	93444	19285	97363	
diferencia	10697	17264	10013	15301	10628	16650	9837	15453	10051	4422	5966	-21712	4567	-30606	4993	-28983	6135	-20864	9472	9059	10106	31313	8963	27607	
CMG ( US\$/MWH)	28.40	17.69	28.40	17.42	28.40	16.59	28.40	17.68	28.40	21.99	28.40	24.24	28.40	24.92	28.40	25.12	28.40	24.29	28.40	21.44	28.40	21.42	28.40	21.50	
transf coes(US \$)	303821	305431	284403	266474	301870	275251	279387	273236	285473	97250	169451	-526222	129724	-762597	141818	-728113	174250	-506789	269021	194256	287030	670867	254571	593409	3034272

año	2006												TOTAL												
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE													
PRODUCCION(GWH)																									
CANON DEL PATO	31726	117398	29760	105142	31845	116708	29877	112653	31027	105265	26289	73438	24833	69126	25981	70447	27266	74374	30610	108921	30425	128592	29228	129306	
TOTAL	31726	117398	29760	105142	31845	116708	29877	112653	31027	105265	26289	73438	24833	69126	25981	70447	27266	74374	30610	108921	30425	128592	29228	129306	
INYECCION al SP (MWH)																									
Produccion	30774	113876	28868	101988	30890	113207	28981	109273	30096	102107	25501	71235	24088	67052	25201	68333	26448	72143	29692	105654	29512	124734	28351	125427	
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																									
consumo	19675	94686	18445	84848	19829	94532	18753	91919	19675	94686	19214	91458	19060	95301	19675	94686	19829	90843	19829	94532	19060	91612	18906	95454	
perdida	393	1894	369	1697	397	1891	375	1838	393	1894	384	1829	381	1906	393	1894	397	1817	397	1891	381	1832	378	1909	
total consumo	20068	96580	18814	86545	20225	96423	19128	93757	20068	96580	19598	93287	19441	97207	20068	96580	20225	92660	20225	96423	19441	93444	19285	97363	
diferencia	10705	17296	10053	15443	10665	16784	9653	15516	10028	5528	5902	-22052	4647	-30155	5133	-28246	6273	-20517	9466	9231	10071	31290	9067	28063	
CMG ( US\$/MWH)	28.40	20.13	28.40	19.24	28.40	18.62	28.40	19.55	28.40	23.87	28.40	25.02	28.40	25.65	28.40	25.92	28.40	25.53	28.40	23.36	28.40	23.40	28.52	23.71	
transf coes(US \$)	304064	346135	285543	297096	302906	312553	279855	303298	284820	131946	167644	-551702	131981	-773461	145783	-732165	176743	-523856	268870	215660	286047	732212	258624	665379	3317973

			FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
PRODUCCION(GWH)	31737	117441	29802	105289	31920	116983	29815	112419	31180	105752	26615	75496	24783	68834	25826	69623	27328	74258	30634	109149	30492	129075	29132	128881
CAÑON DEL PATO	31737	117441	29802	105289	31920	116983	29815	112419	31180	105752	26615	75496	24783	68834	25826	69623	27328	74258	30634	109149	30492	129075	29132	128881
TOTAL	31737	117441	29802	105289	31920	116983	29815	112419	31180	105752	26615	75496	24783	68834	25826	69623	27328	74258	30634	109149	30492	129075	29132	128881
INYECCION al SP (MWH)																								
Produccion	30785	113917	28908	102130	30963	113474	28921	109046	30245	102580	25817	73231	24039	66769	25051	67534	26508	72030	29715	105875	29578	125203	28258	125014
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																								
consumo	19675	94686	18445	84848	19829	94532	18753	91919	19675	94686	19214	91458	19060	95301	19675	94686	19829	90843	19829	94532	19060	91612	18906	95454
perdida	393	1894	369	1697	397	1891	375	1838	393	1894	384	1829	381	1906	393	1894	397	1817	397	1891	381	1832	378	1909
total consumo	20068	96580	18814	86545	20225	96423	19128	93757	20068	96580	19598	93287	19441	97207	20068	96580	20225	92660	20225	96423	19441	93444	19285	97363
diferencia	10717	17338	10094	15585	10737	17051	9793	15289	10176	6000	6219	-20056	4598	-30437	4982	-29046	6283	-20630	9489	9452	10136	31759	8973	27651
CMG ( US\$/MWH)	28.40	16.64	28.40	16.26	28.00	15.46	27.06	16.62	28.40	21.12	28.40	23.99	28.40	24.68	28.40	24.83	28.40	23.90	28.40	20.84	28.40	20.62	28.40	21.06
transf.coes US \$	304383	288441	286684	253464	300637	263644	265029	254086	289032	126751	176631	-481196	130589	-751058	141512	-721246	178454	-493012	269523	197009	287898	654880	254860	582327

año :	2005		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE		TOTAL
PRODUCCION(GWH)	31717	117365	29719	104996	31808	116570	29860	112589	31051	104125	26355	73789	24751	68661	25837	69687	27176	74016	30615	108745	30461	128616	29121	128835	
CAÑON DEL PATO	31717	117365	29719	104996	31808	116570	29860	112589	31051	104125	26355	73789	24751	68661	25837	69687	27176	74016	30615	108745	30461	128616	29121	128835	
TOTAL	31717	117365	29719	104996	31808	116570	29860	112589	31051	104125	26355	73789	24751	68661	25837	69687	27176	74016	30615	108745	30461	128616	29121	128835	
INYECCION al SP (MWH)																									
Produccion	30765	113844	28827	101846	30853	113073	28964	109211	30119	101002	25564	71575	24009	66601	25062	67596	26360	71796	29697	105482	29547	124757	28247	124970	
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																									
consumo	19675	94686	18445	84848	19829	94532	18753	91919	19675	94686	19214	91458	19060	95301	19675	94686	19829	90843	19829	94532	19060	91612	18906	95454	
perdida	393	1894	369	1697	397	1891	375	1838	393	1894	384	1829	381	1906	393	1894	397	1817	397	1891	381	1832	378	1909	
total consumo	20068	96580	18814	86545	20225	96423	19128	93757	20068	96580	19598	93287	19441	97207	20068	96580	20225	92660	20225	96423	19441	93444	19285	97363	
diferencia	10697	17264	10013	15301	10628	16650	9837	15453	10051	4422	5966	-21712	4567	-30606	4993	-28983	6135	-20864	9472	9059	10106	31313	8963	27607	
CMG ( US\$/MWH)	28.40	17.69	28.40	17.42	28.40	16.59	28.40	17.68	28.40	21.99	28.40	24.24	28.40	24.92	28.40	25.12	28.40	24.29	28.40	21.44	28.40	21.42	28.40	21.50	
transf.coes(US \$)	303821	305431	284403	266474	301870	276251	279387	273236	285473	97250	169451	-526222	129724	-762597	141818	-728113	174250	-506789	269021	194256	287030	670867	254571	593409	

año :	2006		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE		TOTAL
PRODUCCION(GWH)	31726	117398	29760	105142	31845	116708	29877	112653	31027	105265	26289	73438	24833	69126	25981	70447	27266	74374	30610	108921	30425	128592	29228	129306	
CAÑON DEL PATO	31726	117398	29760	105142	31845	116708	29877	112653	31027	105265	26289	73438	24833	69126	25981	70447	27266	74374	30610	108921	30425	128592	29228	129306	
TOTAL	31726	117398	29760	105142	31845	116708	29877	112653	31027	105265	26289	73438	24833	69126	25981	70447	27266	74374	30610	108921	30425	128592	29228	129306	
INYECCION al SP (MWH)																									
Produccion	30774	113876	28868	101988	30890	113207	28981	109273	30096	102107	25501	71235	24088	67052	25201	68333	26448	72143	29692	105654	29512	124734	28351	125427	
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																									
consumo	19675	94686	18445	84848	19829	94532	18753	91919	19675	94686	19214	91458	19060	95301	19675	94686	19829	90843	19829	94532	19060	91612	18906	95454	
perdida	393	1894	369	1697	397	1891	375	1838	393	1894	384	1829	381	1906	393	1894	397	1817	397	1891	381	1832	378	1909	
total consumo	20068	96580	18814	86545	20225	96423	19128	93757	20068	96580	19598	93287	19441	97207	20068	96580	20225	92660	20225	96423	19441	93444	19285	97363	
diferencia	10705	17296	10053	15443	10665	16784	9853	15516	10028	5528	5902	-22052	4647	-30155	5133	-28246	6223	-20517	9466	9231	10071	31290	9067	28063	
CMG ( US\$/MWH)	28.40	20.13	28.40	19.24	28.40	18.62	28.40	19.55	28.40	23.87	28.40	25.02	28.40	25.65	28.40	25.92	28.40	25.53	28.40	23.36	28.40	23.40	28.52	23.71	
transf.coes(US \$)	304064	348135	285543	297096	302906	312553	279855	303298	284820	131946	167644	-551702	131981	-773461	145783	-732165	176743	-523856	268870	215660	286047	732212	258624	665379	



	2010																							
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CCIO (GWH)																								
N DEL PATO	31698	117294	29760	105142	31864	116777	30042	113273	31149	105258	26557	74969	24968	69870	26030	70721	27343	74440	30447	107219	30488	129128	29133	128884
TAL	31698	117294	29760	105142	31864	116777	30042	113273	31149	105258	26557	74969	24968	69870	26030	70721	27343	74440	30447	107219	30488	129128	29133	128884
INYECCION al SP (MWH)																								
Produccion	30747	113775	28868	101988	30908	113273	29141	109875	30214	102101	25760	72720	24219	67774	25249	68600	26522	72207	29534	104002	29573	125254	28259	125017
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																								
consumo	19675	94686	18445	84848	19829	94532	18753	91919	19675	94686	19214	91458	19060	95301	19675	94686	19829	90843	19829	94532	19060	91612	18906	95454
perdida	393	1894	369	1697	397	1891	375	1838	393	1894	384	1829	381	1906	393	1894	397	1817	397	1891	381	1832	378	1909
total consumo	20068	96580	18814	86545	20225	96423	19128	93757	20068	96580	19598	93287	19441	97207	20068	96580	20225	92660	20225	96423	19441	93444	19285	97363
diferencia	10678	17195	10053	15443	10683	16850	10013	16118	10146	5521	6162	-20567	4778	-29433	5181	-27980	6297	-20453	9308	7579	10132	31810	8974	27654
CMG ( US\$/MWH)	30.12	24.84	31.72	24.81	30.55	24.80	29.71	24.56	37.54	25.42	50.19	28.11	50.48	29.73	48.19	29.55	46.70	28.73	42.31	25.82	41.71	25.76	39.50	25.36
transf.coes US \$	321651	427106	318916	383061	326330	417874	297448	395840	380832	140331	309300	-578231	241185	-875032	249691	-826746	294061	-587563	393831	195728	422615	819522	354450	701190 4523392

	2001 ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE		TOTAL
	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	
PRODUCCION(GWH)	31709	117337	29752	105113	31883	116845	29868	112618	31116	104749	26515	74865	24871	69336	26001	70561	27632	76253	30596	108817	30496	127562	29140	128915	
CAÑON DEL PATO	31709	117337	29752	105113	31883	116845	29868	112618	31116	104749	26515	74865	24871	69336	26001	70561	27632	76253	30596	108817	30496	127562	29140	128915	
TOTAL																									
INYECCION al SP (MWH)																									
Produccion	30758	113817	28860	101960	30926	113340	28972	109239	30182	101606	25719	72619	24125	67256	25221	68444	26803	73965	29678	105552	29581	123736	28265	125048	
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																									
consumo	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
perdida	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
total consumo	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
diferencia	30758	113817	28860	101960	30926	113340	28972	109239	30182	101606	25719	72619	24125	67256	25221	68444	26803	73965	29678	105552	29581	123736	28265	125048	
CMG(US\$/MWH)	32.33	13.32	32.51	12.83	29.85	11.06	28.49	11.48	34.61	18.59	42.14	24.70	42.93	27.76	42.81	27.71	40.34	25.17	38.42	19.23	35.76	19.02	43.89	23.13	
transf. US	994488	1516001	938231	1307712	923057	1253819	825312	1254372	1044727	1889228	1083776	1793836	1035674	1867016	1079734	1896444	1081088	1862039	1140250	2030162	1057716	2353174	1240647	2892020	

año :	2002 ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE		TOTAL
PRODUCCION(GWH)	31711	117342	29777	105201	31883	116845	29860	112589	31120	104190	26295	73529	24737	68579	25876	69888	27205	73514	30560	107646	30460	128204	29038	128466	
CAÑON DEL PATO	31711	117342	29777	105201	31883	116845	29860	112589	31120	104190	26295	73529	24737	68579	25876	69888	27205	73514	30560	107646	30460	128204	29038	128466	
TOTAL																									
INYECCION al SP (MWH)																									
Produccion	30759	113822	28884	102045	30926	113340	28965	109212	30186	101064	25506	71323	23995	66521	25100	67791	26389	71308	29643	104417	29546	124358	28167	124612	
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																									
consumo	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
perdida	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
total consumo	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
diferencia	30759	113822	28884	102045	30926	113340	28965	109212	30186	101064	25506	71323	23995	66521	25100	67791	26389	71308	29643	104417	29546	124358	28167	124612	
CMG ( US\$/MWH)	34.64	15.45	23.36	14.95	22.50	14.27	19.54	11.11	23.04	15.43	29.49	20.32	30.26	22.25	29.91	22.29	27.90	20.54	26.25	16.70	29.48	16.76	27.25	14.87	
transf coes(US \$)	1065477	1758683	674804	1525976	695776	1617598	566027	1213460	695470	1559197	752213	1449607	726041	1480072	750742	1510904	736339	1464655	778262	1743909	871094	2084005	767682	1852850	28340842

año :	2003 ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE		TOTAL
PRODUCCION(GWH)	31715	117358	29802	105289	31920	116983	29953	112939	31030	102597	26278	73328	25069	70434	25914	70098	27369	74580	30604	108891	30459	127439	29127	128860	
CAÑON DEL PATO	31715	117358	29802	105289	31920	116983	29953	112939	31030	102597	26278	73328	25069	70434	25914	70098	27369	74580	30604	108891	30459	127439	29127	128860	
TOTAL																									
INYECCION al SP (MWH)																									
Produccion	30764	113837	28908	102130	30963	113474	29054	109550	30099	99519	25490	71129	24317	68321	25136	67995	26548	72342	29686	105625	29545	123616	28253	124994	
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																									
consumo	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
perdida	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
total consumo	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
diferencia	30764	113837	28908	102130	30963	113474	29054	109550	30099	99519	25490	71129	24317	68321	25136	67995	26548	72342	29686	105625	29545	123616	28253	124994	
CMG ( US\$/MWH)	23.00	13.60	24.08	14.64	22.58	13.92	22.41	12.52	26.90	18.69	28.40	21.89	28.40	23.62	28.40	23.77	28.40	22.27	28.40	19.07	28.40	18.67	28.08	18.78	
transf coes(US \$)	707714	1548022	696173	1495399	699282	1579326	651082	1371761	809556	1859657	723983	1557302	690661	1613696	713938	1616003	754027	1611282	843162	2014121	839153	2308496	793430	2347651	29844877



año :	2004												TOTAL												
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE													
PRODUCCION(GWH)																									
CANON DEL PATO	31737	117441	29802	105289	31920	116983	29815	112419	31180	105752	26615	75496	24783	68834	25826	69623	27328	74258	30634	109149	30492	129075	29132	128881	
TOTAL	31737	117441	29802	105289	31920	116983	29815	112419	31180	105752	26615	75496	24783	68834	25826	69623	27328	74258	30634	109149	30492	129075	29132	128881	
INYECCION al SP (MWH)																									
Produccion	30785	113917	28908	102130	30963	113474	28921	109046	30245	102580	25817	73231	24039	66769	25051	67534	26508	72030	29715	105875	29578	125203	28258	125014	
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																									
consumo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
perdida	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
total consumo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
diferencia	30785	113917	28908	102130	30963	113474	28921	109046	30245	102580	25817	73231	24039	66769	25051	67534	26508	72030	29715	105875	29578	125203	28258	125014	
CMG ( US\$/MWH)	28.40	16.64	28.40	16.26	28.00	15.46	27.06	16.62	28.40	21.12	28.40	23.99	28.40	24.68	28.40	24.83	28.40	23.90	28.40	20.84	28.40	20.62	28.40	21.06	
transf coes(US \$)	874382	1895185	821058	1661003	866923	1754566	782699	1812268	859031	2166987	733271	1756967	682776	1647564	711511	1676967	752906	1721351	843975	2206765	840084	2581738	802594	2632805	33085377
año :	2005												TOTAL												
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE													
PRODUCCION(GWH)																									
CANON DEL PATO	31717	117365	29719	104996	31808	116570	29860	112589	31051	104125	26355	73789	24751	68661	25837	69687	27176	74016	30615	108745	30461	128616	29121	128835	
TOTAL	31717	117365	29719	104996	31808	116570	29860	112589	31051	104125	26355	73789	24751	68661	25837	69687	27176	74016	30615	108745	30461	128616	29121	128835	
INYECCION al SP (MWH)																									
Produccion	30765	113844	28827	101846	30853	113073	28964	109211	30119	101002	25564	71575	24009	66601	25062	67596	26360	71796	29697	105482	29547	124757	28247	124970	
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																									
consumo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
perdida	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
total consumo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
diferencia	30765	113844	28827	101846	30853	113073	28964	109211	30119	101002	25564	71575	24009	66601	25062	67596	26360	71796	29697	105482	29547	124757	28247	124970	
CMG ( US\$/MWH)	28.40	17.69	28.40	17.42	28.40	16.59	28.40	17.68	28.40	21.99	28.40	24.24	28.40	24.92	28.40	25.12	28.40	24.29	28.40	21.44	28.40	21.42	28.40	21.50	
transf coes(US \$)	873820	2014062	818777	1773745	876322	1876034	822667	1930985	855472	2221262	726091	1734703	681911	1659461	711817	1698161	748702	1743908	843473	2261803	839217	2672840	802304	2686240	33873777
año :	2006												TOTAL												
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE													
PRODUCCION(GWH)																									
CANON DEL PATO	31726	117398	29760	105142	31845	116708	29877	112653	31027	105265	26289	73438	24833	69126	25981	70447	27266	74374	30610	108921	30425	128592	29228	129306	
TOTAL	31726	117398	29760	105142	31845	116708	29877	112653	31027	105265	26289	73438	24833	69126	25981	70447	27266	74374	30610	108921	30425	128592	29228	129306	
INYECCION al SP (MWH)																									
Produccion	30774	113876	28868	101988	30890	113207	28981	109273	30096	102107	25501	71235	24088	67052	25201	68333	26448	72143	29692	105654	29512	124734	28351	125427	
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																									
consumo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
perdida	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
total consumo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
diferencia	30774	113876	28868	101988	30890	113207	28981	109273	30096	102107	25501	71235	24088	67052	25201	68333	26448	72143	29692	105654	29512	124734	28351	125427	
CMG ( US\$/MWH)	28.40	20.13	28.40	19.24	28.40	18.62	28.40	19.55	28.40	23.87	28.40	25.02	28.40	25.65	28.40	25.92	28.40	23.36	28.40	23.40	28.40	23.40	28.52	23.71	
transf coes(US \$)	874063	2292082	819917	1962113	877358	2108170	823135	2136073	854819	2437212	724284	1782184	684167	1719872	715782	1771236	751195	1842028	843322	2468349	838233	2918846	808708	2973847	36026955

IDAD FIRME CONTRATADA)

año :	2007		ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE		TOTAL
PRODUCCION(GWH)																											
CAÑON DEL PATO	31706	117324	29777	105201	31808	116570	29927	112841	31140	105594	26444	74314	24629	67980	26003	70566	27489	75198	30402	105376	30519	129418	29120	128831	29120	128831	
TOTAL	31706	117324	29777	105201	31808	116570	29927	112841	31140	105594	26444	74314	24629	67980	26003	70566	27489	75198	30402	105376	30519	129418	29120	128831	29120	128831	
INYECCION al SP (MWH)																											
Produccion	30755	113804	28884	102045	30853	113073	29029	109456	30206	102427	25651	72084	23890	65941	25223	68449	26664	72942	29490	102215	29603	125535	28247	124966	28247	124966	
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																											
consumo	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
perdida	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
total consumo	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
diferencia	30755	113804	28884	102045	30853	113073	29029	109456	30206	102427	25651	72084	23890	65941	25223	68449	26664	72942	29490	102215	29603	125535	28247	124966	28247	124966	
CMG ( US\$/MWH)	28.40	22.17	28.40	22.20	28.40	20.52	28.40	21.34	28.74	24.79	29.45	25.67	29.67	26.76	29.24	27.08	29.32	26.59	28.56	24.58	28.50	24.61	29.01	24.62	29.01	24.62	
transf.coes US \$	873514	2522961	820372	2265875	876322	2319801	824510	2335305	868260	2538883	755386	1850130	708823	1764799	737534	1853793	781846	1939507	842360	2512041	843788	3089774	819361	3076539	819361	3076539	37821

año :	2008		ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE		TOTAL
PRODUCCION(GWH)																											
CAÑON DEL PATO	31725	117395	29744	105084	31845	116708	29912	112783	31156	106264	26424	74226	24819	69036	25996	70537	27446	75195	30556	106913	30464	127970	28951	128081	28951	128081	
TOTAL	31725	117395	29744	105084	31845	116708	29912	112783	31156	106264	26424	74226	24819	69036	25996	70537	27446	75195	30556	106913	30464	127970	28951	128081	28951	128081	
INYECCION al SP (MWH)																											
Produccion	30773	113873	28851	101931	30890	113207	29014	109399	30222	103076	25632	72000	24075	66965	25216	68421	26623	72939	29640	103705	29550	124131	28082	124239	28082	124239	
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																											
consumo	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
perdida	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
total consumo	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
diferencia	30773	113873	28851	101931	30890	113207	29014	109399	30222	103076	25632	72000	24075	66965	25216	68421	26623	72939	29640	103705	29550	124131	28082	124239	28082	124239	
CMG ( US\$/MWH)	28.49	23.70	28.51	23.82	28.40	23.07	28.40	23.56	30.67	25.05	34.68	26.80	34.94	28.29	34.05	28.40	33.55	27.72	31.65	25.35	31.38	25.21	31.11	25.04	31.11	25.04	
transf.coes(US \$)	876591	2698237	822471	2427598	877355	2611775	824080	2577704	926925	2581795	888904	1929790	841208	1894645	858590	1943043	893275	2021611	937950	2628652	927281	3129752	873684	3110617	873684	3110617	40103532

año :	2009		ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE		TOTAL
PRODUCCION(GWH)																											
CAÑON DEL PATO	31713	117351	29785	105230	31977	117189	29831	112478	31188	105786	26323	73610	24767	68746	25883	69926	27408	74985	30692	109219	30538	129689	29214	129248	29214	129248	
TOTAL	31713	117351	29785	105230	31977	117189	29831	112478	31188	105786	26323	73610	24767	68746	25883	69926	27408	74985	30692	109219	30538	129689	29214	129248	29214	129248	
INYECCION al SP (MWH)																											
Produccion	30762	113830	28892	102073	31017	113674	28936	109104	30253	102612	25534	71402	24024	66684	25106	67828	26586	72735	29771	105943	29622	125798	28338	125370	28338	125370	
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																											
consumo	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
perdida	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
total consumo	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
diferencia	30762	113830	28892	102073	31017	113674	28936	109104	30253	102612	25534	71402	24024	66684	25106	67828	26586	72735	29771	105943	29622	125798	28338	125370	28338	125370	
CMG ( US\$/MWH)	29.76	24.82	30.75	24.74	30.17	24.75	29.26	24.63	36.31	25.57	48.04	28.43	49.12	30.29	47.03	29.99	44.43	28.87	40.52	26.07	38.56	25.96	37.47	25.31	37.47	25.31	
transf.coes(US \$)	915411	2825102	888306	2525796	935664	2812959	846545	2687078	1098580	2623796	1226742	2029678	1180092	2019916	1180618	2033846	1181312	2099775	1206347	2762321	1142259	3265543	1061716	3173210	1061716	3173210	43722612

BALSE SAN DIEGO (0% DE SU CAPACIDAD FIRME CONTRATADA)

	2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019		2020		TOTAL		
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	DICIEMBRE	TOTAL	
N(GWH)																									
DEL PATO	31698	117294	29760	105142	31864	116777	30042	113273	31149	105258	26557	74969	24968	69870	26030	70721	27343	74440	30447	107219	30488	129128	29133	128884	
TOTAL	31698	117294	29760	105142	31864	116777	30042	113273	31149	105258	26557	74969	24968	69870	26030	70721	27343	74440	30447	107219	30488	129128	29133	128884	
INYECCION al SP (MWH)																									
Produccion	30747	113775	28868	101988	30908	113273	29141	109875	30214	102101	25760	72720	24219	67774	25249	68600	26522	72207	29534	104002	29573	125254	28259	125017	
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																									
consumo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
perdida	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
total consumo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
diferencia	30747	113775	28868	101988	30908	113273	29141	109875	30214	102101	25760	72720	24219	67774	25249	68600	26522	72207	29534	104002	29573	125254	28259	125017	
CMG ( US\$/MWH)	30.12	24.84	31.72	24.81	30.55	24.80	29.71	24.56	37.54	25.42	50.19	28.11	50.48	29.73	48.19	29.55	46.70	28.73	42.31	25.82	41.71	25.76	39.50	25.36	
transf.coes US	926153	2826023	915746	2529855	944154	2809065	865668	2698462	1134131	2595120	1292980	2044458	1222626	2014868	1216859	2026984	1238529	2074357	1249542	2685732	1233538	3226894	1116143	3169957	4405784

año :	2001 ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE		TOTAL
PRODUCCION(GWH)	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	
CAÑON DEL PATO	31709	117337	29752	105113	31883	116845	29868	112618	25987	109595	17686	84186	15841	79204	16711	80420	18655	85466	24245	115586	27261	131029	29140	128915	
TOTAL	31709	117337	29752	105113	31883	116845	29868	112618	25987	109595	17686	84186	15841	79204	16711	80420	18655	85466	24245	115586	27261	131029	29140	128915	
INYECCION al SP (MWH)																									
Produccion	30758	113817	28860	101960	30926	113340	28972	109239	25208	106307	17156	81661	15366	76828	16209	78007	18095	82902	23518	112119	26443	127099	28265	125048	
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																									
consumo	13872	66759	13005	59823	13980	66651	13222	64808	13872	66759	13547	64483	13439	67193	13872	66759	13980	64050	13980	66651	13439	64592	13330	67301	
perdida	277	1335	260	1196	280	1333	264	1296	277	1335	271	1290	269	1344	277	1335	280	1281	280	1333	269	1292	267	1346	
total consumo	14149	68094	13265	61019	14260	67984	13486	66104	14149	68094	13818	65773	13707	68536	14149	68094	14260	65331	14260	67984	13707	65883	13597	68647	
diferencia	16608	45722	15594	40940	16666	45356	15486	43135	11058	38213	3338	15888	1658	8291	2060	9913	3835	17572	9258	44135	12736	61215	14669	56401	
CMG(US\$/MWH)	32.33	13.32	32.51	12.83	29.85	11.06	28.49	11.48	34.61	18.59	42.14	24.70	42.93	27.76	42.81	27.71	40.34	25.17	38.42	19.23	35.76	19.02	43.89	23.13	
transf coes(US \$)	536998	609008	506979	525089	497439	501753	441136	495308	382767	710517	140649	392460	71191	230169	88184	274673	154704	442360	355684	848877	455397	1164176	643849	1304403	11773772

año :	2002 ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE		TOTAL
PRODUCCION(GWH)	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	
CAÑON DEL PATO	31711	117342	29777	105201	31883	116845	29860	112589	25879	109139	17416	82898	15691	78456	16573	79759	18086	82858	24038	114601	27364	131523	29038	128466	
TOTAL	31711	117342	29777	105201	31883	116845	29860	112589	25879	109139	17416	82898	15691	78456	16573	79759	18086	82858	24038	114601	27364	131523	29038	128466	
INYECCION al SP (MWH)																									
Produccion	30759	113822	28884	102045	30926	113340	28965	109212	25103	105865	16893	80411	15221	76103	16076	77366	17543	80372	23317	111163	26543	127577	28167	124612	
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																									
consumo	13872	66759	13005	59823	13980	66651	13222	64808	13872	66759	13547	64483	13439	67193	13872	66759	13980	64050	13980	66651	13439	64592	13330	67301	
perdida	277	1335	260	1196	280	1333	264	1296	277	1335	271	1290	269	1344	277	1335	280	1281	280	1333	269	1292	267	1346	
total consumo	14149	68094	13265	61019	14260	67984	13486	66104	14149	68094	13818	65773	13707	68536	14149	68094	14260	65331	14260	67984	13707	65883	13597	68647	
diferencia	16610	45728	15618	41025	16666	45356	15478	43107	10953	37771	3075	14638	1513	7566	1927	9272	3283	15042	9057	43179	12836	61694	14570	55965	
CMG ( US\$/MWH)	34.64	15.45	23.36	14.95	22.50	14.27	19.54	11.11	23.04	15.43	29.49	20.32	30.26	22.25	29.91	22.29	27.90	20.54	26.25	16.70	29.48	16.76	27.25	14.87	
transf coes(US \$)	575353	706547	364893	613492	374957	647330	302479	478969	252354	582716	90694	297509	45790	168346	57624	206642	91614	308956	237787	721152	378423	1033871	397105	832142	9766744

año :	2003 ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE		TOTAL
PRODUCCION(GWH)	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	
CAÑON DEL PATO	31715	117358	29802	105289	31920	116983	29953	112939	25555	107771	17378	82720	16058	80290	16616	79963	18307	83872	24259	115655	27233	130895	29127	128860	
TOTAL	31715	117358	29802	105289	31920	116983	29953	112939	25555	107771	17378	82720	16058	80290	16616	79963	18307	83872	24259	115655	27233	130895	29127	128860	
INYECCION al SP (MWH)																									
Produccion	30764	113837	28908	102130	30963	113474	29054	109550	24788	104537	16857	80238	15576	77881	16117	77564	17758	81356	23532	112185	26416	126968	28253	124994	
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																									
consumo	13872	66759	13005	59823	13980	66651	13222	64808	13872	66759	13547	64483	13439	67193	13872	66759	13980	64050	13980	66651	13439	64592	13330	67301	
perdida	277	1335	260	1196	280	1333	264	1296	277	1335	271	1290	269	1344	277	1335	280	1281	280	1333	269	1292	267	1346	
total consumo	14149	68094	13265	61019	14260	67984	13486	66104	14149	68094	13818	65773	13707	68536	14149	68094	14260	65331	14260	67984	13707	65883	13597	68647	
diferencia	16614	45743	15643	41111	16703	45490	15568	43446	10639	36443	3039	14465	1869	9345	1968	9470	3498	16025	9272	44201	12709	61085	14656	56347	
CMG ( US\$/MWH)	23.00	13.60	24.08	14.64	22.58	13.92	22.41	12.52	26.90	18.69	28.40	21.89	28.40	23.62	28.40	23.77	28.40	22.27	28.40	19.07	28.40	18.67	28.08	18.78	
transf coes(US \$)	382207	622035	376715	601945	377225	633128	348868	544018	286136	680992	86314	316708	53081	220714	55893	225071	99350	356936	263337	842864	360965	1140738	411595	1058319	10345156

año :	2004		ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE		TOTAL	
PRODUCCION(GWH)																												
CANON DEL PATO	31737	117441	29802	105289	31920	116983	29815	112419	26193	110461	17814	84794	15742	78709	16519	79496	18242	83573	24308	115888	27518	132263	29132	128881				
TOTAL	31737	117441	29802	105289	31920	116983	29815	112419	26193	110461	17814	84794	15742	78709	16519	79496	18242	83573	24308	115888	27518	132263	29132	128881				
INYECCION al SP (MWH)																												
Produccion	30785	113917	28908	102130	30963	113474	28921	109046	25407	107147	17279	82250	15270	76348	16023	77111	17694	81066	23579	112412	26692	128295	28258	125014				
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																												
consumo	13872	66759	13005	59823	13980	66651	13222	64808	13872	66759	13547	64483	13439	67193	13872	66759	13980	64050	13980	66651	13439	64592	13330	67301				
perdida	277	1335	260	1196	280	1333	264	1296	277	1335	271	1290	269	1344	277	1335	280	1281	280	1333	269	1292	267	1346				
total consumo	14149	68094	13265	61019	14260	67984	13486	66104	14149	68094	13818	65773	13707	68536	14149	68094	14260	65331	14260	67984	13707	65883	13597	68647				
diferencia	16636	45823	15643	41111	16703	45490	15434	42942	11257	39053	3462	16477	1562	7811	1874	9017	3434	15735	9319	44428	12985	62412	14661	56367				
CMG ( US\$/MWH)	28.40	16.64	28.40	16.26	28.00	15.46	27.06	16.62	28.40	21.12	28.40	23.99	28.40	24.68	28.40	24.83	28.40	23.90	28.40	20.84	28.40	20.62	28.40	21.06				
transf coes(US \$)	472500	762337	444293	668606	467658	703380	417712	713659	319743	824985	98318	395326	44373	192751	53215	223894	97548	376028	264687	926018	368809	1286957	416410	1187099				11726305

año :	2005		ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE		TOTAL	
PRODUCCION(GWH)																												
CANON DEL PATO	31717	117365	29719	104996	31808	116570	29860	112589	25853	109031	17471	83164	15708	78538	16531	79557	18169	83240	24237	115547	27434	131861	29121	128835				
TOTAL	31717	117365	29719	104996	31808	116570	29860	112589	25853	109031	17471	83164	15708	78538	16531	79557	18169	83240	24237	115547	27434	131861	29121	128835				
INYECCION al SP (MWH)																												
Produccion	30765	113844	28827	101846	30853	113073	28964	109211	25078	105760	16947	80669	15236	76182	16035	77170	17624	80743	23510	112080	26611	127905	28247	124970				
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																												
consumo	13872	66759	13005	59823	13980	66651	13222	64808	13872	66759	13547	64483	13439	67193	13872	66759	13980	64050	13980	66651	13439	64592	13330	67301				
perdida	277	1335	260	1196	280	1333	264	1296	277	1335	271	1290	269	1344	277	1335	280	1281	280	1333	269	1292	267	1346				
total consumo	14149	68094	13265	61019	14260	67984	13486	66104	14149	68094	13818	65773	13707	68536	14149	68094	14260	65331	14260	67984	13707	65883	13597	68647				
diferencia	16616	45750	15562	40826	16593	45089	15478	43106	10928	37666	3129	14896	1529	7645	1886	9076	3364	15412	9250	44097	12904	62022	14651	56323				
CMG ( US\$/MWH)	28.40	17.69	28.40	17.42	28.40	16.59	28.40	17.68	28.40	21.99	28.40	24.24	28.40	24.92	28.40	25.12	28.40	24.29	28.40	21.44	28.40	21.42	28.40	21.50				
transf coes(US \$)	471938	809377	442012	711031	471300	748094	439623	762176	310389	828357	88885	361027	43431	190499	53562	227998	95545	374352	262711	945541	366503	1328773	416120	1210672				11959916

año :	2006		ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE		TOTAL	
PRODUCCION(GWH)																												
CANON DEL PATO	31726	117398	29760	105142	31845	116708	29877	112653	26070	109942	17399	82821	15799	78996	16688	80309	18251	83613	24265	115682	27423	131807	29228	129306				
TOTAL	31726	117398	29760	105142	31845	116708	29877	112653	26070	109942	17399	82821	15799	78996	16688	80309	18251	83613	24265	115682	27423	131807	29228	129306				
INYECCION al SP (MWH)																												
Produccion	30774	113876	28868	101988	30890	113207	28981	109273	25288	106644	16877	80336	15325	76626	16187	77900	17703	81105	23537	112212	26600	127852	28351	125427				
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																												
consumo	13872	66759	13005	59823	13980	66651	13222	64808	13872	66759	13547	64483	13439	67193	13872	66759	13980	64050	13980	66651	13439	64592	13330	67301				
perdida	277	1335	260	1196	280	1333	264	1296	277	1335	271	1290	269	1344	277	1335	280	1281	280	1333	269	1292	267	1346				
total consumo	14149	68094	13265	61019	14260	67984	13486	66104	14149	68094	13818	65773	13707	68536	14149	68094	14260	65331	14260	67984	13707	65883	13597	68647				
diferencia	16624	45781	15602	40968	16630	45223	15495	43168	11138	38549	3060	14564	1618	8090	2038	9806	3443	15774	9277	44228	12893	61969	14755	56780				
CMG ( US\$/MWH)	28.40	20.13	28.40	19.24	28.40	18.62	28.40	19.55	28.40	23.87	28.40	25.02	28.40	25.65	28.40	25.92	28.40	25.53	28.40	23.36	28.40	23.40	28.52	23.71				
transf coes(US \$)	472180	921486	443153	788179	472336	842156	440091	843860	316351	920140	86901	364356	45954	207498	57871	254165	97793	402759	263494	1033284	366192	1450108	420867	1346243				12857417



TRANSFERENCIAS DE ENERGIA EN EL COES-SINAC SIN REGULACION DEL EMBALSE SAN DIEGO (100% DE SU CAPACIDAD FIRME CONTRATADA)

C A

año :	2007		ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE		TOTAL
PRODUCCION(GWH)																											
CAÑON DEL PATO	31706	117324	29777	105201	31808	116570	29927	112841	26155	110302	17578	83673	15573	77865	16712	80429	18440	84480	23621	112609	27580	132564	29120	128831	29120	128831	
TOTAL	31706	117324	29777	105201	31808	116570	29927	112841	26155	110302	17578	83673	15573	77865	16712	80429	18440	84480	23621	112609	27580	132564	29120	128831	29120	128831	
INYECCION al SP (MWH)																											
Produccion	30755	113804	28884	102045	30853	113073	29029	109456	25370	106993	17051	81163	15106	75529	16211	78016	17887	81945	22912	109231	26753	128587	28247	124966	28247	124966	
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																											
consumo	13872	66759	13005	59823	13980	66651	13222	64808	13872	66759	13547	64483	13439	67193	13872	66759	13980	64050	13980	66651	13439	64592	13330	67301	13330	67301	
perdida	277	1335	260	1196	280	1333	264	1296	277	1335	271	1290	269	1344	277	1335	280	1281	280	1333	269	1292	267	1346	267	1346	
total consumo	14149	68094	13265	61019	14260	67984	13486	66104	14149	68094	13818	65773	13707	68536	14149	68094	14260	65331	14260	67984	13707	65883	13597	68647	13597	68647	
diferencia	16605	45710	15618	41025	16593	45089	15543	43351	11221	38899	3233	15390	1398	6992	2062	9921	3627	16615	8652	41247	13046	62704	14650	56319	14650	56319	
CMG ( US\$/MWH)	28.40	22.17	28.40	22.20	28.40	20.52	28.40	21.34	28.74	24.79	29.45	25.67	29.67	26.76	29.24	27.08	29.32	26.59	28.56	24.58	28.50	24.61	29.01	24.62	29.01	24.62	
transf.coes(US \$)	471632	1013362	443607	910955	471300	925052	441466	924925	322539	964206	95213	395001	41492	187138	60282	268700	106338	441779	247138	1013694	371844	1543312	424956	1386518	424956	1386518	13472447

año :	2008		ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE		TOTAL
PRODUCCION(GWH)																											
CAÑON DEL PATO	31725	117395	29744	105084	31845	116708	29912	112783	26287	110860	17560	83586	15782	78910	16706	80397	18431	84439	23913	114001	27325	131335	28951	128081	28951	128081	
TOTAL	31725	117395	29744	105084	31845	116708	29912	112783	26287	110860	17560	83586	15782	78910	16706	80397	18431	84439	23913	114001	27325	131335	28951	128081	28951	128081	
INYECCION al SP (MWH)																											
Produccion	30773	113873	28851	101931	30890	113207	29014	109399	25499	107534	17033	81079	15309	76543	16205	77985	17878	81906	23195	110581	26505	127394	28082	124239	28082	124239	
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																											
consumo	13872	66759	13005	59823	13980	66651	13222	64808	13872	66759	13547	64483	13439	67193	13872	66759	13980	64050	13980	66651	13439	64592	13330	67301	13330	67301	
perdida	277	1335	260	1196	280	1333	264	1296	277	1335	271	1290	269	1344	277	1335	280	1281	280	1333	269	1292	267	1346	267	1346	
total consumo	14149	68094	13265	61019	14260	67984	13486	66104	14149	68094	13818	65773	13707	68536	14149	68094	14260	65331	14260	67984	13707	65883	13597	68647	13597	68647	
diferencia	16624	45779	15586	40912	16630	45223	15528	43295	11349	39440	3215	15306	1601	8006	2055	9891	3618	16575	8935	42598	12798	61511	14485	55592	14485	55592	
CMG ( US\$/MWH)	28.49	23.70	28.51	23.82	28.40	23.07	28.40	23.56	30.67	25.05	34.68	26.80	34.94	28.29	34.05	28.40	33.55	27.72	31.65	25.35	31.38	25.21	31.11	25.04	31.11	25.04	
transf.coes(US \$)	473536	1084732	444322	974354	472333	1043332	441036	1020125	348093	987871	111513	410236	55951	226524	69980	280884	121390	459401	282755	1079733	401588	1550904	450665	1391876	450665	1391876	14183132

año :	2009		ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE		TOTAL
PRODUCCION(GWH)																											
CAÑON DEL PATO	31713	117351	29785	105230	31977	117189	29831	112478	26201	110497	17435	82991	15724	78622	16581	79793	18387	84237	24332	116003	27630	132804	29214	129248	29214	129248	
TOTAL	31713	117351	29785	105230	31977	117189	29831	112478	26201	110497	17435	82991	15724	78622	16581	79793	18387	84237	24332	116003	27630	132804	29214	129248	29214	129248	
INYECCION al SP (MWH)																											
Produccion	30762	113830	28892	102073	31017	113674	28936	109104	25415	107182	16912	80501	15253	76263	16083	77400	17835	81710	23602	112523	26801	128819	28338	125370	28338	125370	
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																											
consumo	13872	66759	13005	59823	13980	66651	13222	64808	13872	66759	13547	64483	13439	67193	13872	66759	13980	64050	13980	66651	13439	64592	13330	67301	13330	67301	
perdida	277	1335	260	1196	280	1333	264	1296	277	1335	271	1290	269	1344	277	1335	280	1281	280	1333	269	1292	267	1346	267	1346	
total consumo	14149	68094	13265	61019	14260	67984	13486	66104	14149	68094	13818	65773	13707	68536	14149	68094	14260	65331	14260	67984	13707	65883	13597	68647	13597	68647	
diferencia	16612	45736	15627	41054	16757	45690	15450	43000	11266	39088	3094	14729	1545	7727	1934	9305	3575	16379	9342	44539	13094	62936	14741	56723	14741	56723	
CMG ( US\$/MWH)	29.76	24.82	30.75	24.74	30.17	24.75	29.26	24.63	36.31	25.57	48.04	28.43	49.12	30.29	47.03	29.99	44.43	28.87	40.52	26.07	38.56	25.96	37.47	25.31	37.47	25.31	
transf.coes(US \$)	494349	1135101	480455	1015872	505499	1130641	451993	1059020	409105	999470	148660	418675	75911	234058	90930	279025	158861	472853	378557	1161308	504927	1633732	552298	1435705	552298	1435705	15227004

		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE				
O																										
O DEL PATO		31698	117294	29760	105142	31864	116777	30042	113273	26092	110036	17713	84313	15946	79732	16744	80579	18277	83735	23944	114149	27526	132304	29133	128884	
TOTAL		31698	117294	29760	105142	31864	116777	30042	113273	26092	110036	17713	84313	15946	79732	16744	80579	18277	83735	23944	114149	27526	132304	29133	128884	
INYECCION al SP (MWH)																										
Produccion		30747	113775	28868	101988	30908	113273	29141	109875	25309	106735	17181	81783	15468	77340	16241	78162	17729	81223	23225	110724	26701	128335	28259	125017	
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																										
consumo		13872	66759	13005	59823	13980	66651	13222	64808	13872	66759	13547	64483	13439	67193	13872	66759	13980	64050	13980	66651	13439	64592	13330	67301	
perdida		277	1335	260	1196	280	1333	264	1296	277	1335	271	1290	269	1344	277	1335	280	1281	280	1333	269	1292	267	1346	
total consumo		14149	68094	13265	61019	14260	67984	13486	66104	14149	68094	13818	65773	13707	68536	14149	68094	14260	65331	14260	67984	13707	65883	13597	68647	
diferencia		16597	45680	15602	40968	16648	45290	15654	43771	11160	38641	3364	16011	1761	8803	2092	10068	3469	15893	8965	42741	12993	62452	14662	56370	
CMG ( US\$/MWH)		30.12	24.84	31.72	24.81	30.55	24.80	29.71	24.56	37.54	25.42	50.19	28.11	50.48	29.73	48.19	29.55	46.70	28.73	42.31	25.82	41.71	25.76	39.50	25.36	
transf.	US \$	499944	1134647	494946	1016240	508552	1123136	465040	1074979	418895	982137	168828	450125	88881	261714	100823	297484	161989	456560	379309	1103730	541968	1608932	579105	1429333	15347297

año :	2001 ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE		TOTAL
	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	
PRODUCCION(GWH)	31709	117337	29752	105113	31883	116845	29868	112618	25987	109595	17686	84186	15841	79204	16711	80420	18655	85466	24245	115586	27261	131029	29140	128915	
CANON DEL PATO	31709	117337	29752	105113	31883	116845	29868	112618	25987	109595	17686	84186	15841	79204	16711	80420	18655	85466	24245	115586	27261	131029	29140	128915	
TOTAL	31709	117337	29752	105113	31883	116845	29868	112618	25987	109595	17686	84186	15841	79204	16711	80420	18655	85466	24245	115586	27261	131029	29140	128915	
INYECCION al SP (MWH)																									
Produccion	30758	113817	28860	101960	30926	113340	28972	109239	25208	106307	17156	81661	15366	76828	16209	78007	18095	82902	23518	112119	26443	127099	28265	125048	
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																									
consumo	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
perdida	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
total consumo	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
diferencia	30758	113817	28860	101960	30926	113340	28972	109239	25208	106307	17156	81661	15366	76828	16209	78007	18095	82902	23518	112119	26443	127099	28265	125048	
CMG(US\$/MWH)	32.33	13.32	32.51	12.83	29.85	11.06	28.49	11.48	34.61	18.59	42.14	24.70	42.93	27.76	42.81	27.71	40.34	25.17	38.42	19.23	35.76	19.02	43.89	23.13	
transf coes(US \$)	994488	1516001	938231	1307712	923057	1253819	825312	1254372	872532	1976632	722910	2017189	659648	2132733	693940	2161434	729884	2087032	903566	2156455	945524	2417130	1240647	2892020	33622268

año :	2002 ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE		TOTAL
	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	
PRODUCCION(GWH)	31711	117342	29777	105201	31883	116845	29860	112589	25879	109139	17416	82898	15691	78456	16573	79759	18086	82858	24038	114601	27364	131523	29038	128466	
CANON DEL PATO	31711	117342	29777	105201	31883	116845	29860	112589	25879	109139	17416	82898	15691	78456	16573	79759	18086	82858	24038	114601	27364	131523	29038	128466	
TOTAL	31711	117342	29777	105201	31883	116845	29860	112589	25879	109139	17416	82898	15691	78456	16573	79759	18086	82858	24038	114601	27364	131523	29038	128466	
INYECCION al SP (MWH)																									
Produccion	30759	113822	28884	102045	30926	113340	28965	109212	25103	105865	16893	80411	15221	76103	16076	77366	17543	80372	23317	111163	26543	127577	28167	124612	
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																									
consumo	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
perdida	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
total consumo	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
diferencia	30759	113822	28884	102045	30926	113340	28965	109212	25103	105865	16893	80411	15221	76103	16076	77366	17543	80372	23317	111163	26543	127577	28167	124612	
CMG ( US\$/MWH)	34.64	15.45	23.36	14.95	22.50	14.27	19.54	11.11	23.04	15.43	29.49	20.32	30.26	22.25	29.91	22.29	27.90	20.54	26.25	16.70	29.48	16.76	27.25	14.87	
transf coes(US \$)	1065477	1758683	674804	1525976	695776	1617598	566027	1213460	578344	1633260	498209	1634314	460551	1693254	480839	1724306	409516	1650833	612174	1856576	782544	2137952	767682	1852850	27971004

año :	2003 ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE		TOTAL
	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	punta	f.punta	
PRODUCCION(GWH)	31715	117358	29802	105289	31920	116983	29953	112939	25555	107771	17378	82720	16058	80290	16616	79963	18307	83872	24259	115655	27233	130895	29127	128860	
CANON DEL PATO	31715	117358	29802	105289	31920	116983	29953	112939	25555	107771	17378	82720	16058	80290	16616	79963	18307	83872	24259	115655	27233	130895	29127	128860	
TOTAL	31715	117358	29802	105289	31920	116983	29953	112939	25555	107771	17378	82720	16058	80290	16616	79963	18307	83872	24259	115655	27233	130895	29127	128860	
INYECCION al SP (MWH)																									
Produccion	30764	113837	28908	102130	30963	113474	29054	109550	24788	104537	16857	80238	15576	77881	16117	77564	17758	81356	23532	112185	26416	126968	28253	124994	
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																									
consumo	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
perdida	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
total consumo	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
diferencia	30764	113837	28908	102130	30963	113474	29054	109550	24788	104537	16857	80238	15576	77881	16117	77564	17758	81356	23532	112185	26416	126968	28253	124994	
CMG ( US\$/MWH)	23.00	13.60	24.08	14.64	22.58	13.92	22.41	12.52	26.90	18.69	28.40	21.89	28.40	23.62	28.40	23.77	28.40	22.27	28.40	19.07	28.40	18.67	28.08	18.78	
transf coes(US \$)	707714	1548022	696173	1495399	699282	1579326	651082	1371761	666700	1953427	478777	1756750	442405	1839495	457776	1843433	504372	1812047	668359	2139223	750289	2371092	793430	2347651	29573984



	2004 ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE		TOTAL
PRODUCCION(GWH)																									
CANON DEL PATO	31737	117441	29802	105289	31920	116983	29815	112419	26193	110461	17814	84794	15742	78709	16519	79496	18242	83573	24308	115888	27518	132263	29132	128881	
TOTAL	31737	117441	29802	105289	31920	116983	29815	112419	26193	110461	17814	84794	15742	78709	16519	79496	18242	83573	24308	115888	27518	132263	29132	128881	
INYECCION al SP (MWH)																									
Produccion	30785	113917	28908	102130	30963	113474	28921	109046	25407	107147	17279	82250	15270	76348	16023	77111	17694	81066	23579	112412	26692	128295	28258	125014	
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																									
consumo	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
perdida	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
total consumo	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
diferencia	30785	113917	28908	102130	30963	113474	28921	109046	25407	107147	17279	82250	15270	76348	16023	77111	17694	81066	23579	112412	26692	128295	28258	125014	
CMG ( US\$/MWH)	28.40	16.64	28.40	16.26	28.00	15.46	27.06	16.62	28.40	21.12	28.40	23.99	28.40	24.68	28.40	24.83	28.40	23.90	28.40	20.84	28.40	20.62	28.40	21.06	
transf. coes US \$	874382	1895185	821058	1661003	866923	1754566	782699	1812268	721625	2263470	490781	1973362	433696	1883919	455098	1914774	502570	1937283	669709	2343013	758132	2645504	802594	2632805	32896419

año :	2005 ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE		TOTAL
PRODUCCION(GWH)																									
CANON DEL PATO	31717	117365	29719	104996	31808	116570	29860	112589	25853	109031	17471	83164	15708	78538	16531	79557	18169	83240	24237	115547	27434	131861	29121	128835	
TOTAL	31717	117365	29719	104996	31808	116570	29860	112589	25853	109031	17471	83164	15708	78538	16531	79557	18169	83240	24237	115547	27434	131861	29121	128835	
INYECCION al SP (MWH)																									
Produccion	30765	113844	28827	101846	30853	113073	28964	109211	25078	105760	16947	80669	15236	76182	16035	77170	17624	80743	23510	112080	26611	127905	28247	124970	
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																									
consumo	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
perdida	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
total consumo	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
diferencia	30765	113844	28827	101846	30853	113073	28964	109211	25078	105760	16947	80669	15236	76182	16035	77170	17624	80743	23510	112080	26611	127905	28247	124970	
CMG ( US\$/MWH)	28.40	17.69	28.40	17.42	28.40	16.59	28.40	17.68	28.40	21.99	28.40	24.24	28.40	24.92	28.40	25.12	28.40	24.29	28.40	21.44	28.40	21.42	28.40	21.50	
transf. coes(US \$)	873820	2014062	818777	1773745	876322	1876034	822667	1930985	712272	2325909	481348	1955110	432754	1898192	455445	1938662	500567	1961225	667733	2403282	755826	2740281	802304	2686240	33703561

año :	2006 ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SETIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE		TOTAL
PRODUCCION(GWH)																									
CANON DEL PATO	31726	117398	29760	105142	31845	116708	29877	112653	26070	109942	17399	82821	15799	78996	16688	80309	18251	83613	24265	115682	27423	131807	29228	129306	
TOTAL	31726	117398	29760	105142	31845	116708	29877	112653	26070	109942	17399	82821	15799	78996	16688	80309	18251	83613	24265	115682	27423	131807	29228	129306	
INYECCION al SP (MWH)																									
Produccion	30774	113876	28868	101988	30890	113207	28981	109273	25288	106644	16877	80336	15325	76626	16187	77900	17703	81105	23537	112212	26600	127852	28351	125427	
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																									
consumo	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
perdida	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
total consumo	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
diferencia	30774	113876	28868	101988	30890	113207	28981	109273	25288	106644	16877	80336	15325	76626	16187	77900	17703	81105	23537	112212	26600	127852	28351	125427	
CMG ( US\$/MWH)	28.40	20.13	28.40	19.24	28.40	18.62	28.40	19.55	28.40	23.87	28.40	25.02	28.40	25.65	28.40	25.92	28.40	25.53	28.40	23.36	28.40	23.40	28.52	23.71	
transf. coes(US \$)	874063	2292082	819917	1962113	877358	2108170	823135	2136073	718234	2545487	479364	2009881	435278	1965443	459754	2019209	502815	2070845	668516	2621560	755515	2991813	808708	2973847	35919181

EMBALSE SAN DIEGO (0% DE SU CAPACIDAD FIRME CONTRATADA)

			FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE												
	31706	117324	29777	105201	31808	116570	29927	112841	26155	110302	17578	83673	15573	77865	16712	80429	18440	84480	23621	112609	27580	132564	29120	128831	
	31706	117324	29777	105201	31808	116570	29927	112841	26155	110302	17578	83673	15573	77865	16712	80429	18440	84480	23621	112609	27580	132564	29120	128831	
INYECCION al SP (MWH)																									
Produccion	30755	113804	28884	102045	30853	113073	29029	109456	25370	106993	17051	81163	15106	75529	16211	78016	17887	81945	22912	109231	26753	128587	28247	124966	
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																									
consumo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
perdida	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
total consumo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
diferencia	30755	113804	28884	102045	30853	113073	29029	109456	25370	106993	17051	81163	15106	75529	16211	78016	17887	81945	22912	109231	26753	128587	28247	124966	
CMG ( US\$/MWH)	28.40	22.17	28.40	22.20	28.40	20.52	28.40	21.34	28.74	24.79	29.45	25.67	29.67	26.76	29.24	27.08	29.32	26.59	28.56	24.58	28.50	24.61	29.01	24.62	
transf. coes US \$	873514	2522961	820372	2265875	876322	2319801	824510	2335305	729265	2652081	502135	2083139	448193	2021406	474017	2112875	524474	2178900	654468	2684462	762544	3164888	819361	3076539	37727408

año:	2008		FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL											
PRODUCCION(GWH)																									
CANON DEL PATO	31725	117395	29744	105084	31845	116708	29912	112783	26287	110860	17560	83586	15782	78910	16706	80397	18431	84439	23913	114001	27325	131335	28951	128081	
TOTAL	31725	117395	29744	105084	31845	116708	29912	112783	26287	110860	17560	83586	15782	78910	16706	80397	18431	84439	23913	114001	27325	131335	28951	128081	
INYECCION al SP (MWH)																									
Produccion	30773	113873	28851	101931	30890	113207	29014	109399	25499	107534	17033	81079	15309	76543	16205	77985	17878	81906	23195	110581	26505	127394	28082	124239	
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																									
consumo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
perdida	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
total consumo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
diferencia	30773	113873	28851	101931	30890	113207	29014	109399	25499	107534	17033	81079	15309	76543	16205	77985	17878	81906	23195	110581	26505	127394	28082	124239	
CMG( US\$/MWH)	28.49	23.70	28.51	23.82	28.40	23.07	28.40	23.56	30.67	25.05	34.68	26.80	34.94	28.29	34.05	28.40	33.55	27.72	31.65	25.35	31.38	25.21	31.11	25.04	
transf. coes(US \$)	876591	2698237	822471	2427598	877355	2611775	824080	2577704	782070	2693460	590716	2173131	534902	2165630	551756	2214641	599852	2270138	734015	2802936	831722	3212047	873684	3110617	39857129

año:	2009		FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL											
PRODUCCION(GWH)																									
CANON DEL PATO	31713	117351	29785	105230	31977	117189	29831	112478	26201	110497	17435	82991	15724	78622	16581	79793	18387	84237	24332	116003	27630	132804	29214	129248	
TOTAL	31713	117351	29785	105230	31977	117189	29831	112478	26201	110497	17435	82991	15724	78622	16581	79793	18387	84237	24332	116003	27630	132804	29214	129248	
INYECCION al SP (MWH)																									
Produccion	30762	113830	28892	102073	31017	113674	28936	109104	25415	107182	16912	80501	15253	76263	16083	77400	17835	81710	23602	112523	26801	128819	28338	125370	
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																									
consumo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
perdida	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
total consumo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
diferencia	30762	113830	28892	102073	31017	113674	28936	109104	25415	107182	16912	80501	15253	76263	16083	77400	17835	81710	23602	112523	26801	128819	28338	125370	
CMG ( US\$/MWH)	29.76	24.82	30.75	24.74	30.17	24.75	29.26	24.63	36.31	25.57	48.04	28.43	49.12	30.29	47.03	29.99	44.43	28.87	40.52	26.07	38.56	25.96	37.47	25.31	
transf. coes(US \$)	915411	2825102	888306	2525796	935664	2812959	846545	2687078	922921	2740643	812526	2288338	749224	2310099	756309	2320849	792489	2358864	956379	2933896	1033498	3343968	1061716	3173210	42991790

					MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE												
TO	31698	117294	29760	105142	31864	116777	30042	113273	26092	110036	17713	84313	15946	79732	16744	80579	18277	83735	23944	114149	27526	132304	29133	128884	
	31698	117294	29760	105142	31864	116777	30042	113273	26092	110036	17713	84313	15946	79732	16744	80579	18277	83735	23944	114149	27526	132304	29133	128884	
INYECCION al SP (MWH)																									
Produccion	30747	113775	28868	101988	30908	113273	29141	109875	25309	106735	17181	81783	15468	77340	16241	78162	17729	81223	23225	110724	26701	128335	28259	125017	
CONSUMOS por CONTRATOS (MWH)																									
consumo	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
perdida	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
total consumo	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
diferencia	30747	113775	28868	101988	30908	113273	29141	109875	25309	106735	17181	81783	15468	77340	16241	78162	17729	81223	23225	110724	26701	128335	28259	125017	
CMG ( US\$/MWH)	30.12	24.84	31.72	24.81	30.55	24.80	29.71	24.56	37.54	25.42	50.19	28.11	50.48	29.73	48.19	29.55	46.70	28.73	42.31	25.82	41.71	25.76	39.50	25.36	
transf.coes US \$	926153	2826023	915746	2529855	944154	2809065	865668	2698462	950015	2712906	862379	2299273	780854	2299261	782733	2309530	827894	2333368	982636	2859327	1113716	3306270	1116143	3169957	43221385









## CAPITULO V

### EVALUACION ECONOMICA

#### 5.1 INGRESOS OPERATIVOS

En los cuadros F<sub>I-X</sub>, F<sub>I-Y</sub>, F<sub>II-X</sub> y F<sub>II-Y</sub> siguientes, se muestra los ingresos operativos anuales de la central Cañón del Pato por venta de energía y por remuneración de potencia, considerando los escenarios planteados en el presente informe, es decir, con y sin regulación del embalse San Diego, al 100% y 0% de su capacidad firme contratada.

La operación del embalse San Diego es importante para mejorar los ingresos operativos de la central; en el cuadro siguiente se muestra en resumen los resultados de tal aseveración:

<b>Ingresos operativos por venta de energía y por remuneración por potencia de la central Cañón del Pato</b>	<b>(Mio US\$) en 10 años</b>
Con regulación del embalse San Diego al 100% de su capacidad firme contratada	535.2
Con regulación del embalse San Diego al 0% de su capacidad firme contratada	505.9
Sin regulación del embalse San Diego al 100% de su capacidad firme contratada	480.1
Sin regulación del embalse San Diego al 0% de su capacidad firme contratada	459.5

La posibilidad de llevar la capacidad de contratación al 100% de su capacidad firme, también es una señal que maximiza los ingresos. Cabe



resaltar que esta opción incrementa los riesgos, primero financieros del negocio.

Entre la opción más conservadora (por los riesgos) y de menor inversión (sin el embalse San Diego), y su antagónica existe una diferencia de 75.7 Mio de US\$, evaluados en 10 años.

## **5.2 INGRESOS NETOS**

Los Ingresos Netos son el resultado de la diferencia de los Ingresos Operativos y los costos que deben ser cubiertos por las empresas generadoras, estos últimos son detallados a continuación.

### **5.2.1 Costo por uso del sistema de Transmisión**

Se considera sólo el pago que se efectúa a los titulares de los Sistemas de Transmisión Secundaria. El cargo de Peaje por uso del Sistema Principal de Transmisión no se considera por cuanto los generadores sólo recaudan este concepto y lo transfieren a los Titulares del Sistema Principal de Transmisión.

Los pagos considerados corresponde a lo siguiente: uso del Sistema Secundario atribuido a la generación fijados por el OSINERG-GART, más los pagos por uso de otros sistemas secundarios estimados en base al ejercicio de algún año característico (en este caso se optó por el año 2001).

### **5.2.2 Costos de operación (personal)**

Los costos de operación que se contemplan son los referidos a la carga de personal y se los ha estimado a partir de los estados financieros de otras empresas del sector.

### **5.2.3 Depreciación**

Este rubro se ha estimado en base a la información disponible de los estados financieros de otras empresas del sector.

### **5.2.4 Costos variables de generación - energía térmica (combustibles)**

Estos costos han podido obtenerse directamente de los resultados del modelo de simulación de la operación. Dado que el presente informe evalúa la operación de una central hidroeléctrica, el costo variable será considerado cero.

### **5.2.5 Costos de generación hidráulica (canon de agua)**

Conforme a la Ley de Concesiones Eléctricas las empresas que utilicen recursos naturales como el agua, deberán pagar una compensación al Estado a manera de tributo, este ha sido reglamentado para ser calculado aplicando como tarifa el 1% del precio de la energía en horas fuera de punta para la barra de referencia.

Este tributo se aplica a la energía hidráulica producida. Para el presente estudio la energía producida corresponde a la generación esperada de las centrales hidráulicas que se obtiene del modelo de simulación de la operación.

### **5.2.6 Aportes al COES**

Según la el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas cada integrante del COES deberá aportar para el sostenimiento de este organismo, una parte proporcional de sus ingresos por venta. Para estimar el aporte

correspondiente de la central Cañón del Pato, a las ventas que representa para Duke Energy, se ha usado como referencia el aporte de otras empresas con envergadura similar en potencia, dado que es complicado estimar el presupuesto proyectado del COES.

### 5.2.7 Aportes a organismos reguladores

De acuerdo a la normatividad vigente las empresas generadoras deben aportar el 0.2% de sus Ingresos por venta de energía eléctrica.

### 5.2.8 Participación de trabajadores e impuesto a la renta

De acuerdo a las disposiciones legales vigentes la participación de los trabajadores se fija en el 5% de las utilidades del ejercicio y el impuesto a la renta es del 30% aplicado a las utilidades después de la deducción de la participación de los trabajadores.

Luego de ello, los ingresos netos por venta de energía y por remuneración de potencia de la central Cañón del Pato, se muestran en el cuadro siguiente:

<b>Ingresos netos por venta de energía y por remuneración de potencia de la central Cañón del Pato</b>	<b>(Mio US\$) en 10 años</b>
Con regulación del embalse San Diego al 100% de su capacidad firme contratada	263.7
Con regulación del embalse San Diego al 0% de su capacidad firme contratada	247.1

Sin regulación del embalse San Diego al 100% de su capacidad firme contratada	226.7
Sin regulación del embalse San Diego al 0% de su capacidad firme contratada	215.1

### 5.3 RENTABILIDAD

Con los Ingresos proyectados por ventas, transacciones en el COES y egresos calculados se ha elaborado el Estado de Pérdidas y Ganancias del periodo 2001 al 2010, que se muestra en los cuadros **G<sub>I-X</sub>**, **G<sub>I-Y</sub>**, **G<sub>II-X</sub>** y **G<sub>II-Y</sub>**.

Asimismo, se muestra en los cuadros **H<sub>I-X</sub>**, **H<sub>I-Y</sub>**, **H<sub>II-X</sub>** y **H<sub>II-Y</sub>** el Valor Actual Neto de la central Cañón del Pato.

Considerando que el flujo de caja lo constituyen los ingresos netos por utilidades después de impuestos y las provisiones anuales de depreciación, los flujos netos de caja, constituyen el valor comercial de la central Cañón del Pato, los resultados en resumen se muestran en el siguiente cuadro.

VALOR COMERCIAL DE LA CENTRAL CAÑÓN DEL PATO

TASA DE ACTUALIZACIÓN	8.00%	10.00%	12.00%	14.00%	16.00%	18.00%
SIN REGULACIÓN 0%	\$205,289.71	\$187,990.97	\$172,069.04	\$158,151.42	\$145,931.78	\$135,157.02
SIN REGULACIÓN 100%	\$214,620.45	\$195,689.84	\$179,198.76	\$164,767.33	\$152,082.79	\$140,886.46
CON REGULACIÓN 0%	\$227,759.52	\$207,652.12	\$190,151.30	\$174,848.93	\$161,409.32	\$149,555.10
CON REGULACIÓN 100%	\$239,575.20	\$218,571.60	\$200,263.55	\$184,232.42	\$170,133.43	\$157,681.30

**CUADRO FI-X**

**INGRESOS POR FACTURACION, PEAJES Y VENTA (COMPRA) EN EL COES (1996 - 2010) - US\$  
CON REGULACION DEL EMBALSE SAN DIEGO AL 100% DE SU CAPACIDAD FIRME CONTRATADA**

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
<b>INGRESOS POR VENTA</b>								
- ENERGIA	28337612	29074470	30018260	31696051	33341605	35254088	36670136	37230611
- POTENCIA	19137296	19137296	19137296	19137296	19137296	19137296	19137296	19137296
- TOTAL	47474907	48211766	49155556	50833346	52478901	54391384	55807432	56367907
<b>PAGOS TRANSMISION</b>								
- SIST. PRINCIPAL	2121648	2121648	2121648	2121648	2121648	2121648	2121648	2121648
- SIST. SECUNDARIO								
<b>TRANSACCIONES COES</b>								
- VENTA (COMPRA) ENERGIA	3372304	2521326	2572195	3059325	3034272	3317973	3420122	3689521
- VENTA (COMPRA) POTENCIA	-425391	-425391	-425391	-425391	-425391	-425391	-425391	-425391
<b>INGRESOS OPERATIVOS</b>	48300172	48186053	49180711	51345632	52966134	55162318	56680515	57510389
	<b>2009</b>	<b>2010</b>						<b>TOTAL</b>
<b>INGRESOS</b>								
- ENERGIA	37255282	36569287						335447402
- POTENCIA	19137296	19137296						191372958
- TOTAL	56392578	55706583						526820360
<b>PAGOS TRANSMISION</b>								
- S. PRINCIPAL	2121648	2121648						21216477
- S. SECUNDARIO								
<b>TRANSACCIONES COES</b>								
- ENERGIA	4343188	4523392						33853617
- POTENCIA	-425391	-425391						-4253912
<b>INGRESOS OPERATIVOS</b>	58188727	57682936						535203588

**CUADRO FI-Y**

**INGRESOS POR FACTURACION, PEAJES Y VENTA (COMPRA) EN EL COES (1996 - 2010) - US\$  
CON REGULACION DEL EMBALSE SAN DIEGO AL 0% DE SU CAPACIDAD FIRME CONTRATADA**

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
<b>INGRESOS POR VENTA</b>								
- ENERGIA								
- POTENCIA								
- TOTAL								
<b>PAGOS TRANSMISION</b>								
- SIST. PRINCIPAL	2121648	2121648	2121648	2121648	2121648	2121648	2121648	2121648
- SIST. SECUNDARIO								
<b>TRANSACCIONES COES</b>								
- VENTA (COMPRA) ENERGIA	34360522	28340842	29844877	33085377	33873777	36026995	37821483	40103532
- VENTA (COMPRA) POTENCIA	16590257	16590257	16590257	16590257	16590257	16590257	16590257	16590257
<b>INGRESOS OPERATIVOS</b>	48829131	42809451	44313486	47553987	48342386	50495604	52290092	54572141
	<b>2009</b>	<b>2010</b>						<b>TOTAL</b>
<b>INGRESOS</b>								
- ENERGIA								
- POTENCIA								
- TOTAL								
<b>PAGOS TRANSMISION</b>								
- S. PRINCIPAL	2121648	2121648						21216477
- S. SECUNDARIO								
<b>TRANSACCIONES COES</b>								
- ENERGIA	43722612	44057842						361237860
- POTENCIA	16590257	16590257						165902569
<b>INGRESOS OPERATIVOS</b>	58191222	58526452						505923951

**CUADRO FII-X**

**INGRESOS POR FACTURACION, PEAJES Y VENTA (COMPRA) EN EL COES (1996 - 2010) - US\$  
SIN REGULACION DEL EMBALSE SAN DIEGO AL 100% DE SU CAPACIDAD FIRME CONTRATADA**

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
<b>INGRESOS POR VENTA</b>								
- ENERGIA	19979665	20499193	21164620	22347560	23507772	24856183	25854579	26249747
- POTENCIA	13492907	13492907	13492907	13492907	13492907	13492907	13492907	13492907
- TOTAL	33472572	33992100	34657527	35840467	37000679	38349090	39347486	39742654
<b>PAGOS TRANSMISION</b>								
- SIST. PRINCIPAL	1495885	1495885	1495885	1495885	1495885	1495885	1495885	1495885
- SIST. SECUNDARIO								
<b>TRANSACCIONES COES</b>								
- VENTA (COMPRA) ENERGIA	11773772	9766744	10345156	11726305	11959916	12857417	13472447	14183132
- VENTA (COMPRA) POTENCIA	-299926	-299926	-299926	-299926	-299926	-299926	-299926	-299926
<b>INGRESOS OPERATIVOS</b>	43450533	41963033	43206872	45770961	47164784	49410697	51024123	52129976
	<b>2009</b>	<b>2010</b>						<b>TOTAL</b>
<b>INGRESOS</b>								
- ENERGIA	26267141	25783475						236509935
- POTENCIA	13492907	13492907						134929070
- TOTAL	39760048	39276382						371439005
<b>PAGOS TRANSMISION</b>								
- S. PRINCIPAL	1495885	1495885						14958851
- S. SECUNDARIO								
<b>TRANSACCIONES COES</b>								
- ENERGIA	15227004	15347297						126659191
- POTENCIA	-299926	-299926						-2999255
<b>INGRESOS OPERATIVOS</b>	53191242	52827869						480140090

**CUADRO FII-Y**

**INGRESOS POR FACTURACION, PEAJES Y VENTA (COMPRA) EN EL COES (1996 - 2010) - US\$  
SIN REGULACION DEL EMBALSE SAN DIEGO AL 0% DE SU CAPACIDAD FIRME CONTRATADA**

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
<b>INGRESOS POR VENTA</b>								
- ENERGIA								
- POTENCIA								
- TOTAL								
<b>PAGOS TRANSMISION</b>								
- SIST. PRINCIPAL	1495885	1495885	1495885	1495885	1495885	1495885	1495885	1495885
- SIST. SECUNDARIO								
<b>TRANSACCIONES COES</b>								
- VENTA (COMPRA) ENERGIA	33622268	27971004	29573984	32896419	33703561	35919181	37727408	39857129
- VENTA (COMPRA) POTENCIA	11697096	11697096	11697096	11697096	11697096	11697096	11697096	11697096
<b>INGRESOS OPERATIVOS</b>	43823479	38172216	39775195	43097631	43904773	46120392	47928620	50058340
	<b>2009</b>	<b>2010</b>						<b>TOTAL</b>
<b>INGRESOS</b>								
- ENERGIA								
- POTENCIA								
- TOTAL								
<b>PAGOS TRANSMISION</b>								
- S. PRINCIPAL	1495885	1495885						14958851
- S. SECUNDARIO								
<b>TRANSACCIONES COES</b>								
- ENERGIA	42991790	43221385						357484130
- POTENCIA	11697096	11697096						116970963
<b>INGRESOS OPERATIVOS</b>	53193001	53422596						459496242



ESTADO DE PERDIDAS Y GANANCIAS - CON REGULACION DE SAN DIEGO AL 100% DE SU CAPACIDAD FIRME CONTRATADA  
(miles de US \$)

CONCEPTOS	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
PRODUCCION (GWh)										
-HIDRAULICA	1,563	1,555	1,558	1,562	1,556	1,560	1,558	1,559	1,563	1,562
-TERMICA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-TOTAL	1,563	1,555	1,558	1,562	1,556	1,560	1,558	1,559	1,563	1,562
VENTAS POR CONTRATO										
-ENERGIA	28,338	29,074	30,018	31,696	33,342	35,254	36,670	37,231	37,255	36,569
-POTENCIA	19,137	19,137	19,137	19,137	19,137	19,137	19,137	19,137	19,137	19,137
TRANSFERENCIAS EN EL COES										
-VENTA (COMPRA) DE ENERGIA	3,372	2,521	2,572	3,059	3,034	3,318	3,420	3,690	4,343	4,523
-VENTA (COMPRA) DE POTENCIA	(425)	(425)	(425)	(425)	(425)	(425)	(425)	(425)	(425)	(425)
PAGO POR USO DEL SIST. SECUNDARIO (1)	2,122	2,122	2,122	2,122	2,122	2,122	2,122	2,122	2,122	2,122
INGRESO OPERATIVO	48,300	48,186	49,181	51,346	52,966	55,162	56,681	57,510	58,189	57,683
GASTOS DE OPERACIÓN (Personal)	3754	3754	3754	3754	3754	3754	3754	3754	3754	3754
GASTOS DE MANTENIMIENTO										
GASTOS DE COMERCIALIZACION										
GASTOS ADMINISTRATIVOS										
COMBUSTIBLES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DEPRECIACION	9902	9902	9902	9902	9902	9902	9902	9902	9902	9902
SEGUROS	891	891	891	891	891	891	891	891	891	891
CANON DE AGUA	226	205	152	154	158	174	173	178	195	211
APORTES AL COES	222	221	226	235	242	252	259	262	265	263
APORTES A CRG. REGULADORES	475	482	492	508	525	544	558	564	564	557
DISPONIBILIDAD NETA	32,830	32,730	33,764	35,901	37,493	39,645	41,144	41,959	42,617	42,104
PARTICIPACION DE TRABAJADORES	1,642	1,637	1,688	1,795	1,875	1,982	2,057	2,098	2,131	2,105
INGRESO NETOS ANTES DE IMPUESTOS	31,189	31,094	32,076	34,106	35,619	37,663	39,087	39,861	40,486	39,999
IMPUESTO A LA RENTA	8,421	8,395	8,660	9,209	9,617	10,169	10,553	10,762	10,931	10,800
INGRESO NETO	22,768	22,698	23,415	24,897	26,002	27,494	28,533	29,099	29,555	29,199

Nota:

(1) : Comprende el pago por uso del secundario de generación/demanda y por uso de Sistemas Secundarios.

**ESTADO DE PERDIDAS Y GANANCIAS - CON REGULACION DE SAN DIEGO AL 0% DE SU CAPACIDAD FIRME CONTRATADA**  
(miles de US \$)

CONCEPTOS	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
PRODUCCION (GWh)										
-HIDRAULICA	1,563	1,555	1,558	1,562	1,556	1,560	1,558	1,559	1,563	1,562
-TERMICA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-TOTAL	1,563	1,555	1,558	1,562	1,556	1,560	1,558	1,559	1,563	1,562
VENTAS POR CONTRATO										
-ENERGIA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-POTENCIA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TRANSFERENCIAS EN EL COES										
-VENTA (COMPRA) DE ENERGIA	34,361	28,341	29,845	33,085	33,874	36,027	37,821	40,104	43,723	44,058
-VENTA (COMPRA) DE POTENCIA	16,590	16,590	16,590	16,590	16,590	16,590	16,590	16,590	16,590	16,590
PAGO POR USO DEL SIST. SECUNDARIO (1)	2,122	2,122	2,122	2,122	2,122	2,122	2,122	2,122	2,122	2,122
INGRESO OPERATIVO	48,829	42,809	44,313	47,554	48,342	50,496	52,290	54,572	58,191	58,526
GASTOS DE OPERACIÓN (Personal)	3754	3754	3754	3754	3754	3754	3754	3754	3754	3754
GASTOS DE MANTENIMIENTO										
GASTOS DE COMERCIALIZACION										
GASTOS ADMINISTRATIVOS										
COMBUSTIBLES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DEPRECIACION	9902	9902	9902	9902	9902	9902	9902	9902	9902	9902
SEGUROS	891	891	891	891	891	891	891	891	891	891
CANON DE AGUA	226	205	152	154	158	174	173	178	195	211
APORTES AL COES	224	198	204	219	222	232	239	249	265	267
APORTES A ORG. REGULADORES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DISPONIBILIDAD NETA	33,832	27,859	29,410	32,634	33,415	35,543	37,331	39,597	43,184	43,501
PARTICIPACION DE TRABAJADORES	1,692	1,393	1,470	1,632	1,671	1,777	1,867	1,980	2,159	2,175
INGRESO NETOS ANTES DE IMPUESTOS	32,140	26,466	27,939	31,002	31,744	33,766	35,464	37,617	41,024	41,326
IMPUESTO A LA RENTA	8,678	7,146	7,544	8,371	8,571	9,117	9,575	10,157	11,077	11,158
INGRESO NETO	23,462	19,320	20,396	22,632	23,173	24,649	25,889	27,461	29,948	30,168

Nota:

(1) : Comprende el pago por uso del secundario de generación/demanda y por uso de Sistemas Secundarios.

ESTADO DE PERDIDAS Y GANANCIAS - SIN REGULACION DE SAN DIEGO AL 100% DE SU CAPACIDAD FIRME CONTRATADA  
(miles de US \$)

CONCEPTOS	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
PRODUCCION (GWh)	1,565	1,557	1,561	1,565	1,559	1,563	1,561	1,562	1,565	1,565
-HIDRAULICA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-TERMICA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-TOTAL	1,565	1,557	1,561	1,565	1,559	1,563	1,561	1,562	1,565	1,565
VENTAS POR CONTRATO										
-ENERGIA	19,980	20,499	21,165	22,348	23,508	24,856	25,855	26,250	26,267	25,783
-POTENCIA	13,493	13,493	13,493	13,493	13,493	13,493	13,493	13,493	13,493	13,493
TRANSFERENCIAS EN EL COES										
-VENTA (COMPRA) DE ENERGIA	11,774	9,767	10,345	11,726	11,960	12,857	13,472	14,183	15,227	15,347
-VENTA (COMPRA) DE POTENCIA	(300)	(300)	(300)	(300)	(300)	(300)	(300)	(300)	(300)	(300)
PAGO POR USO DEL SIST. SECUNDARIO (1)	1,496	1,496	1,496	1,496	1,496	1,496	1,496	1,496	1,496	1,496
INGRESO OPERATIVO	43,451	41,963	43,207	45,771	47,165	49,411	51,024	52,130	53,191	52,828
GASTOS DE OPERACIÓN (Personal)	3754	3754	3754	3754	3754	3754	3754	3754	3754	3754
GASTOS DE MANTENIMIENTO										
GASTOS DE COMERCIALIZACION										
GASTOS ADMINISTRATIVOS										
COMBUSTIBLES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DEPRECIACION	9902	9902	9902	9902	9902	9902	9902	9902	9902	9902
SEGUROS	891	891	891	891	891	891	891	891	891	891
CANON DE AGUA	226	205	152	154	158	174	173	178	195	211
APORTES AL COES	198	191	197	208	214	224	231	236	241	239
APORTES A ORG. REGULADORES	335	340	347	358	370	383	393	397	398	393
DISPONIBILIDAD NETA	28,145	26,680	27,964	30,503	31,875	34,082	35,680	36,771	37,811	37,438
PARTICIPACION DE TRABAJADORES	1,407	1,334	1,398	1,525	1,594	1,704	1,784	1,839	1,891	1,872
INGRESO NETOS ANTES DE IMPUESTOS	26,738	25,346	26,566	28,978	30,281	32,378	33,896	34,933	35,920	35,566
IMPUESTO A LA RENTA	7,219	6,843	7,173	7,824	8,176	8,742	9,152	9,432	9,698	9,603
INGRESO NETO	19,518	18,502	19,393	21,154	22,105	23,636	24,744	25,501	26,222	25,963

Nota:

(1) : Comprende el pago por uso del secundario de generación/demanda y por uso de Sistemas Secundarios.

**ESTADO DE PERDIDAS Y GANANCIAS - SIN REGULACION DE SAN DIEGO AL 0% DE SU CAPACIDAD FIRME CONTRATADA**  
(miles de US \$)

CONCEPTOS	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
PRODUCCION (GWh)										
-HIDRAULICA	1,565	1,557	1,561	1,565	1,559	1,563	1,561	1,562	1,565	1,565
-TERMICA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-TOTAL	1,565	1,557	1,561	1,565	1,559	1,563	1,561	1,562	1,565	1,565
VENTAS POR CONTRATO										
-ENERGIA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-POTENCIA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TRANSFERENCIAS EN EL COES										
-VENTA (COMPRA) DE ENERGIA	33,622	27,971	29,574	32,896	33,704	35,919	37,727	39,857	42,992	43,221
-VENTA (COMPRA) DE POTENCIA	11,697	11,697	11,697	11,697	11,697	11,697	11,697	11,697	11,697	11,697
PAGO POR USO DEL SIST. SECUNDARIO (1)	1,496	1,496	1,496	1,496	1,496	1,496	1,496	1,496	1,496	1,496
INGRESO OPERATIVO	43,823	38,172	39,775	43,098	43,905	46,120	47,929	50,058	53,193	53,423
GASTOS DE OPERACIÓN (Personal)	3754	3754	3754	3754	3754	3754	3754	3754	3754	3754
GASTOS DE MANTENIMIENTO										
GASTOS DE COMERCIALIZACION										
GASTOS ADMINISTRATIVOS										
COMBUSTIBLES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DEPRECIACION	9902	9902	9902	9902	9902	9902	9902	9902	9902	9902
SEGUROS	891	891	891	891	891	891	891	891	891	891
CANON DE AGUA	226	205	152	154	158	174	173	178	195	211
APORTES AL COES	199	175	182	196	200	210	217	227	241	242
APORTES A ORG. REGULADORES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DISPONIBILIDAD NETA	28,851	23,245	24,894	28,200	28,999	31,190	32,991	35,106	38,210	38,423
PARTICIPACION DE TRABAJADORES	1,443	1,162	1,245	1,410	1,450	1,559	1,650	1,755	1,911	1,921
INGRESO NETOS ANTES DE IMPUESTOS	27,408	22,083	23,649	26,790	27,549	29,630	31,342	33,351	36,300	36,501
IMPUESTO A LA RENTA	7,400	5,962	6,385	7,233	7,438	8,000	8,462	9,005	9,801	9,855
INGRESO NETO	20,008	16,121	17,264	19,557	20,111	21,630	22,880	24,346	26,499	26,646

Nota:

(1): Comprende el pago por uso del secundario de generación/demanda y por uso de Sistemas Secundarios.



**CUADRO HI-X**

**VALOR ACTUAL ECONOMICO - CON REGULACION DE SAN DIEGO AL 100% DE SU CAPACIDAD FIRME CONTRATADA  
(miles de US \$)**

CONCEPTOS	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
INGRESO NETO	22,768	22,698	23,415	24,897	26,002	27,494	28,533	29,099	29,555	29,199
Depreciación	9902	9902	9902	9902	9902	9902	9902	9902	9902	9902
TOTAL BENEFICIOS	32,670	32,600	33,317	34,799	35,904	37,396	38,435	39,001	39,457	39,101
TASA DE DESCUENTO	8%	10%	12%	14%	16%	18%				
VALOR DE LA CENTRAL	\$239,575.20	\$218,571.60	\$200,263.55	\$184,232.42	\$170,133.43	\$157,681.30				

**CUADRO HI-Y**

**VALOR ACTUAL ECONOMICO - CON REGULACION DE SAN DIEGO AL 0% DE SU CAPACIDAD FIRME CONTRATADA  
(miles de US \$)**

CONCEPTOS	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
INGRESO NETO	23,462	19,320	20,396	22,632	23,173	24,649	25,889	27,461	29,948	30,168
Depreciación	9902	9902	9902	9902	9902	9902	9902	9902	9902	9902
TOTAL BENEFICIOS	33,364	29,223	30,298	32,534	33,075	34,551	35,791	37,363	39,850	40,070
TASA DE DESCUENTO	8%	10%	12%	14%	16%	18%				
VALOR DE LA CENTRAL	\$227,759.52	\$207,652.12	\$190,151.30	\$174,848.93	\$161,409.32	\$149,555.10				

**CUADRO HII-X**

**VALOR ACTUAL ECONOMICO - SIN REGULACION DE SAN DIEGO AL 100% DE SU CAPACIDAD FIRME CONTRATADA  
(miles de US \$)**

CONCEPTOS	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
INGRESO NETO	19,518	18,502	19,393	21,154	22,105	23,636	24,744	25,501	26,222	25,963
Depreciación	9902	9902	9902	9902	9902	9902	9902	9902	9902	9902
TOTAL BENEFICIOS	29,420	28,404	29,295	31,056	32,007	33,538	34,646	35,403	36,124	35,865
TASA DE DESCUENTO	8%	10%	12%	14%	16%	18%				
VALOR DE LA CENTRAL	\$214,620.45	\$195,689.84	\$179,198.76	\$164,767.33	\$152,082.79	\$140,886.46				

**CUADRO HII-Y**

**VALOR ACTUAL ECONOMICO - SIN REGULACION DE SAN DIEGO AL 0% DE SU CAPACIDAD FIRME CONTRATADA  
(miles de US \$)**

CONCEPTOS	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
INGRESO NETO	20,008	16,121	17,264	19,557	20,111	21,630	22,880	24,346	26,499	26,646
Depreciación	9902	9902	9902	9902	9902	9902	9902	9902	9902	9902
TOTAL BENEFICIOS	29,910	26,023	27,166	29,459	30,013	31,532	32,782	34,248	36,401	36,548
TASA DE DESCUENTO	8%	10%	12%	14%	16%	18%				
VALOR DE LA CENTRAL	\$206,289.71	\$187,990.97	\$172,069.04	\$158,151.42	\$145,931.78	\$135,157.02				



## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Existen diversos instrumentos de política económica para inducir la producción de bienes y servicios socialmente deseados, en un mercado de monopolio u oligopolio. Una de ellas es someter a estos a competencia fijando los precios del mercado locales niveles de precios internacionales, es decir, el precio internacional debe ser igual al costo marginal para el país.

Pero es el caso de algunas actividades económicas que por su naturaleza de orden técnico, económico o geográfico, como es el caso de los servicios públicos de electricidad, implican la existencia de monopolios llamados naturales, como las concesiones de distribución.

Dichos servicios por sus características de abastecimiento local no están ligados a mercados externos debido a que se trata de bienes no transables en el mercado internacional, por lo que es necesario que los precios reflejen la estructura de producción interna en función del costo marginal que se incurre para asegurar que el suministro este de acuerdo con una política eficiente de asignación de recursos.

2. Teóricamente se demuestra que una condición cercana a la adaptación económica, el ingreso neto determinado en este informe, no dependería de las condiciones de contratación, es decir permanecería constante. Pero realmente, los contratos de energía permiten a los generadores decidir sobre la ganancia o pérdida que calculan obtener, como se puede observar en el cuadro resumen

que se muestra en numeral 10 de del capítulo de Conclusiones del presente informe, es decir, sus decisiones asumen el riesgo del negocio de su empresa.

Tomando en consideración condiciones estacionales, cuando la hidrología es húmeda, el generador hidráulico debe contratar el máximo de energía firme disponible, con el objeto de evitar transferencias; por el contrario, cuando la hidrología es seca, no debería contratar demasiada energía con sus clientes, con el fin de no comprar energía cara del mercado spot.

En condiciones de desadaptación, especialmente el sobre equipamiento hidráulico, el generador que posea la mayor cantidad de contratos puede tener una utilidad por encima de lo normal.

3. El objetivo del presente informe ha sido estimar la maximización de beneficios posible, considerando que este es una consecuencia directa de la “escasez”, en nuestro caso del ubicar en el despacho de generación un recurso energético de bajo costo producción. Esto se consiguió, simulando la operación de la central hidroeléctrica Cañón del Pato repotenciada y sumada una nueva instalación conexas, la presa de regulación San Diego.

4. El propietario de la central hidroeléctrica Cañón del Pato, apropiadamente optó por cumplir su compromiso de inversión al incrementar más de 100 MW la potencia efectiva de esta central, considerando la construcción del embalse San Diego. Los resultados de ingresos netos son la mejor prueba de ello.

De los resultados obtenidos, se ha estimado, el caso más desfavorable contando con la regulación del embalse San Diego (al 0% de su capacidad firme contratada), con esta la inversión ejecutada en la construcción del referido embalse de aproximadamente US\$ 12.0 Mio de Dólares, podría ser

amortizada en menos de un año. El menor ingreso neto calculado en las condiciones mencionadas se estima en US\$ 19.0 Mio de Dólares.

5. El marco regulatorio ha considerado, tomar en cuenta la variable costo de racionamiento, como medida de incentivo para la inversión en el mercado eléctrico; en este sentido, al incrementarse el costo de racionamiento los costos marginales tenderán a subir, posibilitando la apertura a la inversión o a la repotenciación como es el caso de la central Cañón del Pato.

6. El modelo utilizado para la simulación ha sido el utilizado en la Fijación Tarifaria, es decir, el modelo JUNTAR. Actualmente se viene migrando al modelo de optimización multiembalse y multinodal PERSEO, el cual a su vez viene siendo adecuado con algoritmos operativos que se aproximen realidades operativas de corto plazo.

Por otro lado, ha faltado incluir en la simulación el efecto del incentivo al despacho, denominado ingresos adicionales por potencia generada, que recién se aplicará a partir de mayo de 2003.

7. Los ingresos netos se obtienen a partir de las ventas por energía y por remuneración por potencia. La primera se derivan de contratos por energía y del mercado spot; la segunda de la potencia firme, a partir de los contratos por potencia, los que se estiman acorde a la capacidad garantizada y por los ingresos adicionales por potencia generada, como se mencionó anteriormente.

8. Los datos de ingreso al modelo de optimización, se pueden resumir en los siguientes: determinación de la energía generable, determinación de las matrices de potencia generable, precios básicos de la potencia y de la energía,

pronóstico de la demanda de energía eléctrica, parque generador existente, programas de obras y los costos variables combustibles y no combustibles.

9. Para considerar la máxima factibilidad de ingresos, se han simulado dos escenarios posibles: con la regulación de la Presa San Diego y sin la regulación de ésta. Asimismo, para cada uno de estos escenarios se plantean dos casos: con el 100% de la potencia firme contratada y con cero de potencia contratada.

10. De los resultados obtenidos se puede resaltar lo siguiente:

- La energía generable total de la central Cañón del Pato con regulación y sin regulación alcanzan los 15597 y 15622 GWh respectivamente, distribuyéndose en 3491 y 2982 GWh para la hora punta y 12106 y 12640 GWh para la hora fuera de punta. Se observa que la diferencia de la energía generable total es despreciable, dado que el recurso hídrico corresponde a una misma condición hidrológica, mientras que las diferencias para los casos de hora punta y hora fuera de punta son dados por la participación del embalse San Diego, es decir, mayor energía generable en hora punta y menor en hora fuera de punta con regulación de San Diego y el caso contrario sin regulación.

- Del cuadro resumen de ingresos por venta de energía y remuneración por potencia, que se muestra a continuación se observa, que los ingresos operativos con y sin regulación de la presa San Diego, en ambos casos, para el 100% de la capacidad firme contratada, se incrementan en un 11.5% por la operación de la presa.

- En promedio, llegar a tener una capacidad contratada del 100% de la capacidad firme, significa para la central Cañón del Pato, un ingreso neto adicional de aproximadamente US\$ 3.0 Mio de Dólares.

Se presenta a continuación en resumen la evaluación efectuada:

	Alternativas evaluadas				Comparaciones		
	C100	C0	S100	S0	C100/S100	C100/C0	C0/S0
INGRESOS							
- ENERGIA	335447.4	0.0	236509.9	0.0	41.8%		
- POTENCIA	191373.0	0.0	134929.1	0.0	41.8%		
- TOTAL	526820.4	0.0	371439.0	0.0	41.8%		
PAGOS TRANSMISION							
- S. PRINCIPAL	21216.5	21216.5	14958.9	14958.9	41.8%	0.0%	41.8%
- S. SECUNDARIO	0.0	0.0	0.0	0.0			
TRANSACCIONES COES							
- ENERGIA	33853.6	361237.9	126659.2	357484.1	-73.3%	-90.6%	1.1%
- POTENCIA	-4253.9	165902.6	-2999.3	116971.0	41.8%	-102.6%	41.8%
<b>INGRESOS OPERATIVOS</b>	<b>535203.6</b>	<b>505924.0</b>	<b>480140.1</b>	<b>459496.2</b>	<b>11.5%</b>	<b>5.8%</b>	<b>10.1%</b>
GASTOS DE OPERACIÓN (Personal)	37539.1	37539.1	37539.1	37539.1	0.0%	0.0%	0.0%
GASTOS DE MANTENIMIENTO	0.0	0.0	0.0	0.0			
GASTOS DE COMERCIALIZACION	0.0	0.0	0.0	0.0			
GASTOS ADMINISTRATIVOS	0.0	0.0	0.0	0.0			
COMBUSTIBLES	0.0	0.0	0.0	0.0			
DEPRECIACION	99020.8	99020.8	99020.8	99020.8	0.0%	0.0%	0.0%
SEGUROS	8911.9	8911.9	8911.9	8911.9	0.0%	0.0%	0.0%
CANON DE AGUA	1827.1	1827.1	1827.1	1827.1	0.0%	0.0%	0.0%
APORTES AL COES	2448.2	2319.4	2178.4	2087.6	12.4%	5.6%	11.1%
APORTES A ORG. REGULADORES	5268.2	0.0	3714.4	0.0	41.8%		
	0.0	0.0	0.0	0.0			
<b>DISPONIBILIDAD NETA</b>	<b>380188.2</b>	<b>356305.6</b>	<b>326948.4</b>	<b>310109.7</b>	<b>16.3%</b>	<b>6.7%</b>	<b>14.9%</b>
	0.0	0.0	0.0	0.0			
PARTICIPACION DE TRABAJADORES	19009.4	17815.3	16347.4	15505.5	16.3%	6.7%	14.9%
	0.0	0.0	0.0	0.0			
<b>INGRESO NETOS ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>361178.8</b>	<b>338490.4</b>	<b>310600.9</b>	<b>294604.3</b>	<b>16.3%</b>	<b>6.7%</b>	<b>14.9%</b>
	0.0	0.0	0.0	0.0			
IMPUESTO A LA RENTA	97518.3	91392.4	83862.3	79543.1	16.3%	6.7%	14.9%
	0.0	0.0	0.0	0.0			
<b>INGRESO NETO</b>	<b>263660.5</b>	<b>247098.0</b>	<b>226738.7</b>	<b>215061.1</b>	<b>16.3%</b>	<b>6.7%</b>	<b>14.9%</b>

C100: Con Regulación y 100% de la capacidad firme contratada  
 C0: Con regulación y 0% de la capacidad firme contratada  
 S100: Sin regulación y 100% de la capacidad firme contratada  
 S0: Sin regulación y 0% de la capacidad firme contratada

11. Con relación al valor comercial estimado para la central Cañón del Pato, con el cuadro resumen, que se muestra a continuación, podemos concluir lo siguiente:

- Siempre prevalecen las mejores condiciones comerciales en el escenario con regulación del embalse San Diego y con el 100% de la capacidad firme contratada. El valor representativo que se debe tomar en cuenta es el obtenido a una tasa de actualización del 12%.

- Se comprueba que ha mayor riesgo (menor tasa de actualización), mayores serán las expectativas por el valor comercial de la central Cañón del Pato, al obtenerse obviamente, mayores ingresos.

Se presenta a continuación en resumen la evaluación efectuada:

VALOR COMERCIAL DE LA CENTRAL CAÑÓN DEL PATO

TASA DE ACTUALIZACIÓN	8.00%	10.00%	12.00%	14.00%	16.00%	18.00%
SIN REGULACIÓN 0%	\$205,289.71	\$187,990.97	\$172,089.04	\$158,151.42	\$145,931.78	\$136,157.02
SIN REGULACIÓN 100%	\$214,620.45	\$195,689.84	\$179,198.76	\$164,757.33	\$152,082.79	\$140,886.46
CON REGULACIÓN 0%	\$227,759.52	\$207,652.12	\$190,151.30	\$174,848.93	\$161,409.32	\$149,555.10
CON REGULACIÓN 100%	\$239,575.20	\$218,571.60	\$200,253.55	\$184,232.42	\$170,133.43	\$157,681.30

12. Con relación a los pagos por transmisión, se considera sólo el pago que se efectúa a los titulares de los Sistemas de Transmisión Secundaria. El cargo de Peaje por uso del Sistema Principal de Transmisión no se considera por cuanto los generadores sólo recaudan este concepto y lo transfieren a los Titulares del Sistema Principal de Transmisión.

Los pagos considerados corresponde a lo siguiente: uso del Sistema Secundario atribuido a la generación fijados por el OSINERG-GART, más los pagos por uso de otros sistemas secundarios estimados en base al ejercicio del año 2001.

13. Consideramos que es importante que el tema sea oportunamente actualizado, con el uso del modelo optimización tarifario multiembalse y multinodal PERSEO. Es decir, aprovechar los algoritmos de este último, por ejemplo, para considerar la operación de todos los embalses de capacidad estacional del SEIN, no sólo el Lago y Junín, y los parámetros de la red eléctrica en las simulaciones respectivamente.

Con el modelo Junín se ha podido determinar costos marginales recalculando el despacho económico del Sistema para un incremento

determinado de la demanda, esto se logra ubicando la central marginal tanto hidráulica como térmica analizando la posibilidad de que éstas operen para abastecer un incremento de la demanda. Los recálculos referidos son necesarios para compatibilizar el criterio fundamental de conseguir en cada momento un mínimo costo operativo, esto se consigue despachando la carga inicialmente sólo con generación térmica para ir desplazando con generación hidráulica hasta encontrar la combinación óptima. En el modelo JUNIN a diferencia del PERSEO este desplazamiento de unidades térmicas sólo se consigue con la participación de las centrales Mantaro, Restitución y Malpaso.

Por otro lado, los ingresos adicionales por potencia generada, se empezarán a pagar a partir de mayo de 2003, iniciándose con un 10% del monto total del egreso, para aumentar a 20% al año siguiente y finalmente fijarse en 30% al tercer año y siguientes.

El cálculo de este Ingreso corresponde al pago que se distribuirá únicamente entre las unidades de generación que han despachado en el período de evaluación (mayo-abril), este pago se hará utilizando lo establecido en el Artículo 113° del Reglamento de la Ley y los procedimientos técnicos del COES. En el cálculo indicado se necesita de los denominados Factores de Distribución Horaria del Precio de Potencia, que aún no han sido fijados por el Ministerio de Energía y Minas.

## ANEXOS

1. CARACTERÍSTICAS DEL SEIN
2. MODELOS DE OPTIMIZACION JUNTAR Y JUNRED
3. MODELO DE PROYECCION DE LA DEMANDA
4. DESCRIPCION DE LA CUENCA DEL SANTA, METODO DE CALCULO UTILIZANDO DIAGRAMAS DE DOBLE MASA, NATURALIZACION DE SERIES DE CAUDALES.
5. PROCEDIMIENTOS TECNICOS DEL COES.
  - 5.1 CALCULO DE LA POTENCIA FIRME.
  - 5.2 NDISPONIBILIDADES DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN.



## ANEXO 01: ESTADÍSTICA DE OPERACIONES 2000-2001

### PRESENTACION

A continuación se resume los principales datos estadísticos del período 2000 – 2001 correspondiente a la operación de las instalaciones de los integrantes del COES-SINAC. La información estadística del año 2001 fue elaborada por el COES-SINAC y tiene como fuente los datos de sus empresas integrantes.

Se destaca los siguientes aspectos:

1. Aspectos relevantes de la operación
2. Producción de electricidad del COES
3. Diagrama de carga y de duración de carga del SEIN
4. Producción termoeléctrica y consumo de combustible
5. Producción hidroeléctrica y recursos hídricos
6. Factores de disponibilidad
7. Potencia instalada y efectiva del SEIN
8. Equipamiento del COES

Los resultados del año 2001 muestran un valor de la máxima demanda de potencia de 2 792,2 MW superior en 6,55 % con relación al año 2000 cuyo valor fue 2 620,7 MW., ambos porcentajes calculados con valores medidos a nivel de generación.

El año 2001 fue un año hidrológico superior al promedio. En efecto, el volumen útil del Lago Junín alcanzó un valor máximo de 441,2 millones de m<sup>3</sup>; el volumen embalsado en las lagunas de EDEGEL, alcanzó un valor máximo de 231,7 millones de m<sup>3</sup> (no incluye el Reservoirio Yuracmayo); el volumen embalsado en reservorios de EGASA fue el siguiente: El reservorio de El Pañe alcanzó un valor máximo de 103,1 millones de m<sup>3</sup> valor ligeramente inferior al año anterior que fue 106 millones de m<sup>3</sup> y el reservorio El Fraile alcanzó un valor máximo de 140,9 millones de m<sup>3</sup> valor superior al año anterior que fue 124,7 millones de m<sup>3</sup> y el Reservoirio de Aguada Blanca alcanzó el valor máximo de 45,3 millones de m<sup>3</sup> valor ligeramente superior al año anterior que fue 44,0 millones de m<sup>3</sup>.

A diciembre del año 2001 el volumen embalsado en el lago Junín fue 227,7 millones de m<sup>3</sup> (en el año 2000 terminó con 183,9 millones de m<sup>3</sup>), y en las lagunas de EDEGEL fue 145,2 millones de m<sup>3</sup> sin incluir el embalse de Yuracmayo (en el año 2000 terminó con 151,1 millones de m<sup>3</sup>).

## **1. ASPECTOS RELEVANTES DE LA OPERACION DEL SEIN**

El valor de la máxima demanda por potencia del año 2001, alcanzó 2 792,2 MW, ocurrida el día jueves 20 de diciembre a las 19:45 horas y fue superior en 6,55 % con relación al año 2000, cuyo valor fue 2 620,7 MW.

La demanda de energía eléctrica del año 2001 fue 18 462,8 GWh lo cual significa un crecimiento de 20,53 % con respecto al año 2000; este valor atípico se debe a la integración del Sistema Interconectado Sur (SIS) al Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) la cual conformó el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en octubre de 2000, mediante la puesta en servicio de la línea de transmisión Mantaro – Socabaya 220 kV. Para efectos de comparación de los totales de la energía producida en el año 2001 y en el año 2000 se ha sumado y comparado la producción de los sistemas SICN y SIS, resultando un crecimiento calculado de 4,70%.

De los 18 462,8 GWh de energía producidos en el año 2001, 16 807,05 GWh (91,03%) son de origen hidráulico y 1 655,77 GWh (8,97%) son de origen térmico.

En el Cuadro C1.1.1 y el Gráfico F1.1.1 se aprecian los valores mensuales de energía programada y ejecutada, así como los valores para la demanda de potencia programada y ejecutada durante el 2001.

A nivel de generación, se produjeron: salidas forzadas por causas propias, salidas por influencia de la red y salidas por trabajos de mantenimiento; que ocasionaron limitaciones en el servicio eléctrico y/o reprogramación del despacho económico de centrales. Asimismo, a nivel transmisión se produjo desconexiones programadas y forzadas que causaron indisponibilidad de líneas principales. Estos aspectos se detallan más adelante en el acápite "Aspectos Relevantes de la Operación del año 2001".

Con relación al nivel de almacenamiento de agua en los embalses, el volumen almacenado en el lago Junín durante el año 2001 alcanzó 441,2 millones de m<sup>3</sup> (meses abril y mayo), valor similar al obtenido el año anterior que en los meses de marzo, abril y mayo alcanzó también 441,2 millones de m<sup>3</sup>; en diciembre de 2001 el volumen embalsado se redujo a 227,7 millones de m<sup>3</sup>. El volumen mínimo fue 209,3 millones de m<sup>3</sup> en octubre (en el año 2000 fue 157,0 millones de m<sup>3</sup> en noviembre).

El almacenamiento en las lagunas de EDEGEL alcanzó el valor máximo de 231,7 millones de m<sup>3</sup> en el mes de mayo; a diciembre de 2001 el volumen embalsado se redujo a 145,2 millones de m<sup>3</sup>. El volumen mínimo fue 140,7 millones de m<sup>3</sup> en noviembre (en el año 2000 fue 134,1 millones de m<sup>3</sup> en noviembre).

## **2. PRODUCCION DE ELECTRICIDAD DEL COES**

### **Producción de energía eléctrica**

La producción de energía eléctrica en el año 2001 del SEIN fue 18 462,8 GWh, lo cual representa un crecimiento de 4,70% si comparamos la producción total de los

sistemas SICN y SIS de los años 2001 y 2000.

La distribución de la producción de energía eléctrica por empresas integrantes del COES-SINAC para el año 2001 y su participación en la generación total se muestra en el Cuadro C1.2.1 y Gráfico F1.2.1. Se aprecia que las empresas de mayor producción de energía fueron ELECTROPERU con 6 927,28 GWh (37,52%) y EDEGEL con 4 354,99 GWh (23,59%).

La producción de energía por tipo de generación hidráulica y térmica del SEIN se muestra en el Cuadro C1.2.2A y en el Gráfico F1.2.2A. Los resultados indican el predominio de la generación hidráulica en el abastecimiento de la demanda de energía, la cual fue 16 462,05 GWh representando ésta el 91,03% y la generación termoeléctrica que fue 1 655,77 GWh representando el 8,97%.

La producción total del Sistema Interconectado Nacional por tipo de generación y comparada para los años 2001 y 2000 se presenta en el Cuadro C1.2.2B y en el Gráfico F1.2.2B. Es de mencionar que la interconexión del SICN con el SIS se produjo en el mes de octubre de 2000, por lo que para fines de comparación se adicionó la producción del SIS del período de enero a setiembre de 2000 a la producción del SICN, resultando de dicho cálculo un incremento de + 4,70 %.

La producción hidroeléctrica del SEIN en el año 2001 fue 16 807,05 GWh y su distribución por empresas se muestra en el Cuadro C1.2.3 y Gráfico F1.2.3, apreciándose que la empresa de mayor producción hidroeléctrica fue ELECTROPERU con 6 904,89 GWh (41,08 %) y la de menor producción fue EGESUR con 95,39 GWh (0,57%).

La producción de energía termoeléctrica del SEIN en el año 2001 fue 1 655,77 GWh y su distribución por empresas se muestra en el Cuadro C1.2.4 y en el Gráfico F1.2.4, apreciándose que la empresa de mayor producción fue ENERSUR con 764,58 GWh (46,18%) y la de menor producción fue EGEMSA con 0,28 GWh (0,02%).

En el Cuadro C1.2.5 y en el Gráfico F1.2.5 se presenta la producción termoeléctrica del SEIN por tipo de unidades de generación, resultando que las de mayor producción son las unidades turbo gas que han producido 783,94 GWh, que representa el 47,35% del total térmico, seguidas por las unidades turbo vapor con una producción de 764,77 GWh que representa el 46,19% del total térmico.

La producción mensual de energía eléctrica de las centrales del SEIN para el año 2001 se muestra en el Cuadro C1.2.6 A. El mes de diciembre registró el mayor valor mensual que fue 1 620,15 GWh, del cual 1 523,12 GWh (94,01%) fue hidráulico y 97,03 GWh (5,99%) fue térmico. El resumen de la producción mensual por empresas y por tipo de producción se presenta en el Cuadro C1.2.6 B adicionándose en el mismo cuadro su comparación para los años 2001 y 2000, resultando que el total hidráulico se incrementó en 9,07% y el total térmico disminuyó en - 25,54%. La evolución de la producción mensual de la energía eléctrica del SEIN por tipo de generación para el período 1989 a 2001, se muestra en el Gráfico F1.2.6, apreciándose que la producción mensual de energía hidráulica y térmica presenta un comportamiento similar para cada año.

La evolución mensual y anual de la producción de energía del SEIN para el período 1992 al 2001 se presenta en el Cuadro C1.2.7 que incluye gráficos de la evolución mensual de la producción para el citado período, así como la evolución mensual para cada año.

### **Demanda máxima de potencia en el SEIN**

La demanda máxima del SEIN para el año 2001 fue 2 792,2 MW ocurrida el día 20 de diciembre a las 19:45 horas, valor superior en 6,55 % respecto a la demanda máxima del año 2000 que fue 2 620,7 MW. La evolución mensual y anual de la demanda máxima del SEIN, para el período de 1992 a 2001, se presenta en el Cuadro C1.2.8 A que incluye gráficos en los cuales se puede apreciar de manera similar a los de energía, la evolución mensual de la demanda para el citado período, así como su evolución mensual para cada año. En el Cuadro C1.2.8 B se presenta la potencia generada por las centrales del SEIN coincidente para el período de la máxima demanda mensual del año 2001.

La energía diaria para el día de demanda máxima del SEIN fue 56,36 GWh y el factor de carga diario correspondiente fue 84,09%. El despacho de la generación para dicho período de 15 minutos fue 86,08% hidráulico y 13,92% térmico. El Gráfico F1.2.7 nos muestra el Diagrama de Carga del 20 de diciembre de 2001, el Diagrama de Duración Diario, la Cobertura de la Demanda Máxima de Potencia del SEIN por tipo de generación y por empresas. El Gráfico F1.2.8 muestra el Despacho de Generación para el día de Demanda Máxima.

### **Factor de planta de las centrales del SEIN**

El factor de planta mide el grado de utilización de la capacidad efectiva de una central eléctrica. En el Cuadro C1.2.9 se presentan los factores de planta anual calculados para las centrales del SEIN correspondientes al año 2001. Asimismo, se incluye la evolución de los factores de planta para el período 1995 a 2000.

Se puede apreciar una alta utilización de las centrales hidráulicas, siendo la central Mantaro (631,8 MW) de ELECTROPERU la que alcanzó la mayor utilización con un factor de planta de 94,04%.

## **3. DIAGRAMA DE CARGA Y DE DURACION DE CARGA DEL SEIN**

La demanda máxima ocurrida en el año 2001 fue 2 792,2 MW y la producción de energía fue 18 462,8 GWh lo que determina un factor de carga anual de 0,7548. La demanda mínima fue de 1 307,8 MW, valor que representa 46,8% de la demanda máxima.

Como se observa en el Cuadro C1.3.1, el factor de carga mensual en el SEIN varió entre 0,7946 y 0,7631 y la relación mensual de la carga mínima con respecto a la máxima varió entre 0,6218 y 0,4302. En este cuadro se incluye el gráfico del factor de carga mensual del SEIN.



En el Gráfico F1.3.1 se muestra el diagrama de duración anual para el año 2001.

El Gráfico F1.3.2 muestra los diagramas de carga para los días de máxima demanda (20 de diciembre) y mínima demanda (01 de enero) ocurridos en el SEIN durante el año 2001.

En los Gráficos F1.3.3 y F1.3.4 se muestran los diagramas de duración mensuales del SEIN para el año 2001, los cuales muestran un perfil similar. En efecto, los factores de carga mensuales varían en un rango pequeño teniendo un valor máximo de 79,46% y un valor mínimo de 76,31%.

#### **4. PRODUCCION TERMOELECTRICA Y CONSUMO DE COMBUSTIBLE**

Las centrales termoeléctricas que conforman el sistema de generación del Sistema Interconectado Nacional, tienen unidades Turbo Gas (que utilizan Gas Natural y Diesel 2), unidades Turbo Vapor, centrales Diesel y Ciclo Combinado. La capacidad efectiva de dichos equipos a diciembre de 2001 alcanza 1779,64 MW, que representa el 40,60 % del total del sistema, de los cuales 1 092,14 MW (61,37%) son unidades turbogas; 385,51 MW (21,66%) son unidades turbovapor; 282,62 MW (15,88%) son grupos Diesel, y 19,36 MW (1,09%) de la unidad Ciclo Combinado.

La producción de energía de las unidades termoeléctricas del SEIN en el año 2001 fue 1 665,77 GWh. Que representa el 8,97% del total producido de los cuales 783,94 GWh (47,35%) fueron producidos por unidades turbogas, 764,77 GWh (46,19%) fueron producidos por unidades turbovapor, 106,88 GWh (6,45%) fueron producidos por grupos Diesel y 0,19 GWh fueron producidos por la unidad de Ciclo Combinado. En el Cuadro C1.2.5 y el Gráfico F1.2.5 se presenta el detalle y el gráfico correspondiente.

Los combustibles utilizados por las unidades termoeléctricas son gas natural, carbón y combustibles líquidos tales como petróleo Diesel 2, Residual 6, petróleo industrial de alta viscosidad (PIAV)-R500. El Cuadro C1.4.1 muestra la producción de energía térmica del SEIN para el año 2001 con la distribución siguiente: 368,84 GWh de las unidades que usan combustibles líquidos, 744,15 GWh de las unidades a gas natural y 338,78 GWh de las unidades que usan carbón. Dichos valores no tienen en cuenta la energía producida por el caldero de recuperación de la CT Ilo1.

El Gráfico F1.4.1 muestra que para el año 2001 el consumo de combustibles líquidos fue 28 639,65 miles de galones, siendo ENERSUR con el 63,0% el de mayor consumo. Asimismo, dicho gráfico incluye la distribución del consumo de gas natural durante el año 2001 que fue 9 289,56 millones de pies cúbicos, de los cuales el 57,5% corresponde a TERMOSELVA y el 42,5% corresponde a EEP SA.

En el Cuadro C1.4.2 se presenta la potencia efectiva, el rendimiento promedio y el consumo específico de las centrales termoeléctricas del SEIN correspondientes al año 2001.

En el Cuadro C1.4.3 se muestra el consumo de combustible mensual por empresa y por centrales térmicas del SEIN. Asimismo, puede observarse la notable reducción del consumo de combustibles líquidos para fines de generación de energía eléctrica.

El Cuadro C1.4.4 muestra la evolución anual del consumo de combustibles para el período 1991- 2001, así como el consumo de gas natural a partir de 1997. Dicho cuadro incluye el gráfico de la evolución señalada.

En los Cuadros C1.4.5 se muestran los costos de combustibles (US\$/barril, US\$/kpc y US\$/ton según sea el caso) de las diferentes centrales térmicas del SEIN los cuales se han utilizado para el cálculo de los costos marginales.

El Gráfico F1.4.2 presenta el costo de Diesel 2, Petróleo Residual, Gas Natural y Carbón utilizado en las centrales termoeléctricas del SEIN.

El Cuadro C1.4.6 y el Gráfico F1.4.6 presentan el costo variable nominal de las centrales termoeléctricas de SEIN, así como el costo variable calculado de acuerdo al procedimiento de "Cálculo de Costos Marginales de Energía de Corto Plazo", de las centrales termoeléctricas despachadas al 31 de diciembre de 2001.

## **5. PRODUCCION HIDROELECTRICA Y RECURSOS HIDRICOS**

Las centrales hidroeléctricas que conforman el parque generador del Sistema Interconectado Nacional, tienen una capacidad efectiva de 2 603,17 MW a diciembre del año 2001 y representa el 59,40 % del total. Dicha capacidad está distribuida en las diferentes centrales, siendo la central Mantaro la más grande con 631,79 MW y la de menor capacidad Herca con 0,72 MW.

En el Cuadro C.1.5.1 se muestra: La producción de energía por centrales de las empresas con generación hidráulica, los volúmenes de agua turbinados y el rendimiento (kWh/m<sup>3</sup>) durante el año 2001. Se puede apreciar en dicho cuadro que el volumen de agua turbinado durante el año 2001 fue 16 807,05 millones de m<sup>3</sup> y el Rendimiento hidráulico equivalente total del sistema fue 0,905 kWh por m<sup>3</sup>.

### **Potencia efectiva, caudal turbinable y rendimiento de las centrales hidroeléctricas**

En el Cuadro C1 5.2 se muestra la potencia efectiva por centrales para el año 2001 y el caudal turbinable de las centrales hidráulicas del Sistema Interconectado Nacional.

El volumen útil en el lago Junín durante el año 2 001 alcanzó su nivel máximo en los meses de abril y mayo con 441,2 millones de m<sup>3</sup>, que significa el 90,70% del volumen total alcanzado en el año 1994 que fue 486,3 millones de m<sup>3</sup>, y presentó su nivel más bajo en el mes de noviembre con 209,3 millones de m<sup>3</sup>, que significa el 43,0% del referido volumen total.

En el Cuadro C1.5.3 se muestra la evolución mensual del volumen útil del lago Junín desde setiembre de 1991 hasta diciembre de 2 001. Puede notarse que los registros de volúmenes embalsados son similares a los de 2 000, que fue un año superior al promedio. Los caudales naturales promedio del río Mantaro con registros de la Estación Mejorada muestran un comportamiento superior a los ocurridos en un

año promedio. En los Cuadros C 1.5.4 y C 1.5.5 se muestra la evolución mensual de los caudales naturales promedios del río Mantaro en la Estación La Mejorada.

Los embalses de EDEGEL presentaron su nivel máximo en el mes de mayo con 231,7 millones de m<sup>3</sup>, y presentó su nivel más bajo del año en el mes de noviembre con 140,7 millones de m<sup>3</sup>. El volumen útil en el embalse Yuracmayo alcanzó 49,2 millones de m<sup>3</sup> que fue similar al mayor valor histórico alcanzado por este embalse.

En el Cuadro C 1.5.6 se muestra la evolución mensual de los volúmenes útiles de las lagunas de EDEGEL desde setiembre de 1991 hasta diciembre de 2001. Puede notarse que los volúmenes embalsados muestran valores superiores a los registrados en el año 2000. El Cuadro C 1.5.7 muestra los caudales del río Santa Eulalia en Sheque. En el Cuadro C 1.5.8 se muestra el volumen útil mensual almacenado en Yuracmayo (cuenca del río Rímac) para el período 1995-2001. En el Cuadro C 1.5.9 se muestra la evolución mensual de los caudales naturales del río Rímac, registrados en Tamboraque.

En el Cuadro C 1.5.10 se presenta el volumen útil mensual almacenado en Viconga, cuenca del río Pativilca (utilizado en la C.H. Cahua) para el período 1996 – 2001.

En el Cuadro C 1.5.11 se muestra la evolución de los caudales del río Santa registrados en las estaciones La Balsa y Los Cedros. En el Cuadro C 1.5.12 se presenta el volumen útil mensual en las lagunas Parón y Cullicocha (cuenca del río Santa).

En el Cuadro C 1.5.13 se muestra la evolución de los caudales del río Chancay registrados en la estación Cirato.

## **6. FACTORES DE DISPONIBILIDAD**

### **Período enero-abril**

El cálculo de la indisponibilidad de las unidades generadoras se realiza según el procedimiento vigente, derivado de la aplicación del D.S. N° 004-99-EM publicado el 20 de marzo de 1999. El Ministerio de Energía y Minas aprobó el procedimiento que establece los criterios y la metodología para el cálculo de las indisponibilidades de las unidades de generación mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM/VME publicada el 20 de julio de 2001.

En el Cuadro C1.6.1 se presenta los factores de indisponibilidad en horas de punta del sistema que considera los eventos fortuitos y programados con carácter mensual y anual.

## **7. POTENCIA INSTALADA Y EFECTIVA DEL SEIN**

La potencia instalada correspondiente a las centrales generadoras del SEIN al 31 de diciembre de 2001 asciende a 4 806,167 MVA o 4 382,804 MW de los cuales 2 603,17 MW (59,40%) corresponden a centrales hidroeléctricas y 1 779,64 MW (40,60%) corresponden a centrales termoeléctricas. La potencia efectiva de las

unidades turbogas es 1 092,14 MW (61,37 %), de las unidades turbovapor es 385,51 MW (21,66%), de las unidades Diesel es 282,62 MW (15,88%) y de la unidad Ciclo Combinado es 19,36 MW (1,09%).

En el Cuadro C1.7.1 se indica la potencia instalada y efectiva por empresa, por central y por tipo de generación a diciembre de 2001. En el Gráfico F1.7.1 se muestra la participación de las empresas en la potencia efectiva para el año 2001.

En el Cuadro C1.7.2 se presenta la potencia efectiva por tipo de generación para el año 2001.

En el Cuadro C1.7.3 se presenta la potencia efectiva por tipo de generación térmica para el año 2001.

## **8. EQUIPAMIENTO DEL COES-SINAC**

En este capítulo se detalla el equipamiento de las empresas integrantes del COES-SINAC en lo referente a centrales generadoras, líneas de transmisión y subestaciones.

En los cuadros C1.8.1 a C1.8.8 se detalla la información de los principales equipos e instalaciones a diciembre del año 2001.

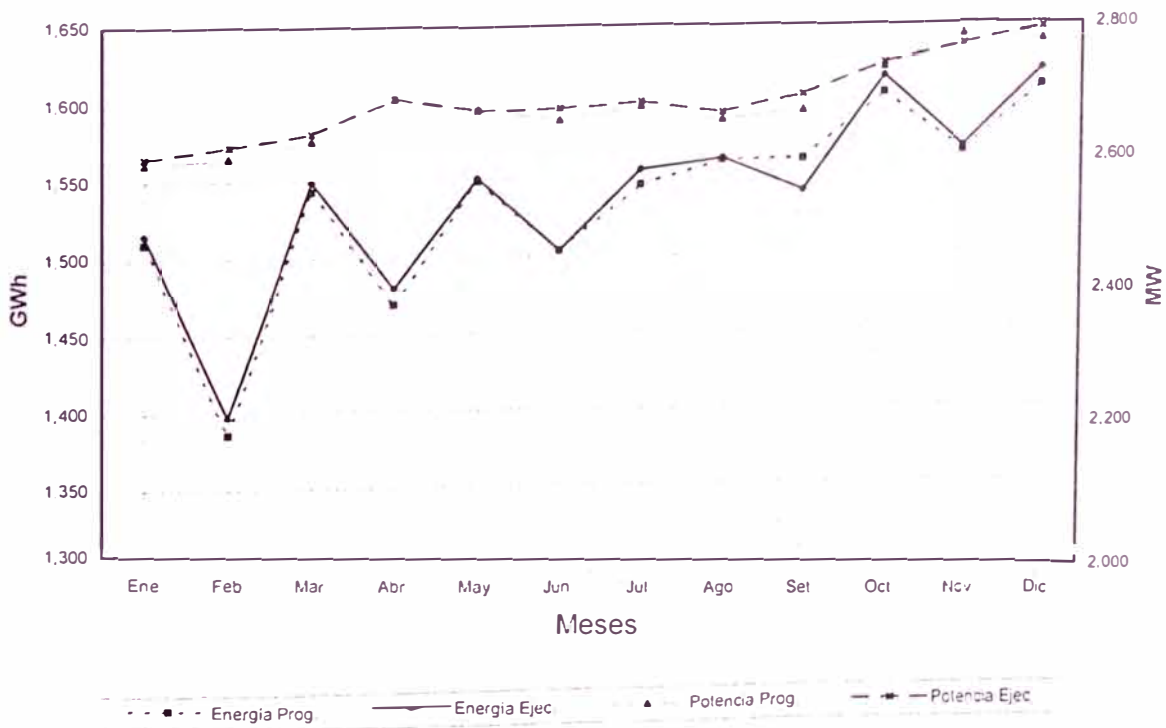


CUADRO C1.1.1

PRODUCCION DE ENERGIA Y DEMANDA MAXIMA MENSUAL SINAC - 2001

Mes	Energía (GWh)			Demanda (MW)		
	Prog.	Ejec.	Desv. (%)	Prog.	Ejec.	Desv. (%)
Enero	1,509.96	1,515.53	0.37	2,598.22	2,606.78	0.33
Febrero	1,385.89	1,397.37	0.83	2,604.80	2,623.60	0.72
Marzo	1,543.18	1,549.30	0.40	2,630.90	2,641.80	0.41
Abril	1,469.73	1,480.23	0.71	2,692.63	2,694.14	0.06
Mayo	1,549.22	1,551.24	0.13	2,676.33	2,673.18	-0.12
Junio	1,503.78	1,503.64	-0.01	2,659.49	2,676.65	0.65
Julio	1,546.17	1,556.10	0.64	2,678.67	2,685.49	0.25
Agosto	1,561.75	1,562.97	0.08	2,659.11	2,669.78	0.40
Setiembre	1,561.79	1,541.30	-1.31	2,670.45	2,694.10	0.89
Octubre	1,604.67	1,615.64	0.68	2,734.78	2,740.84	0.22
Noviembre	1,566.41	1,569.35	0.19	2,783.86	2,768.85	-0.54
Diciembre	1,609.48	1,620.15	0.66	2,776.00	2,792.22	0.58
<b>TOTAL</b>	<b>18,412.03</b>	<b>18,462.82</b>	<b>0.28</b>	<b>2,783.86</b>	<b>2,792.22</b>	<b>0.30</b>

GRAFICO F1.1.1  
PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA  
Y DEMANDA DE POTENCIA - 2001



CUADRO C1.2.1

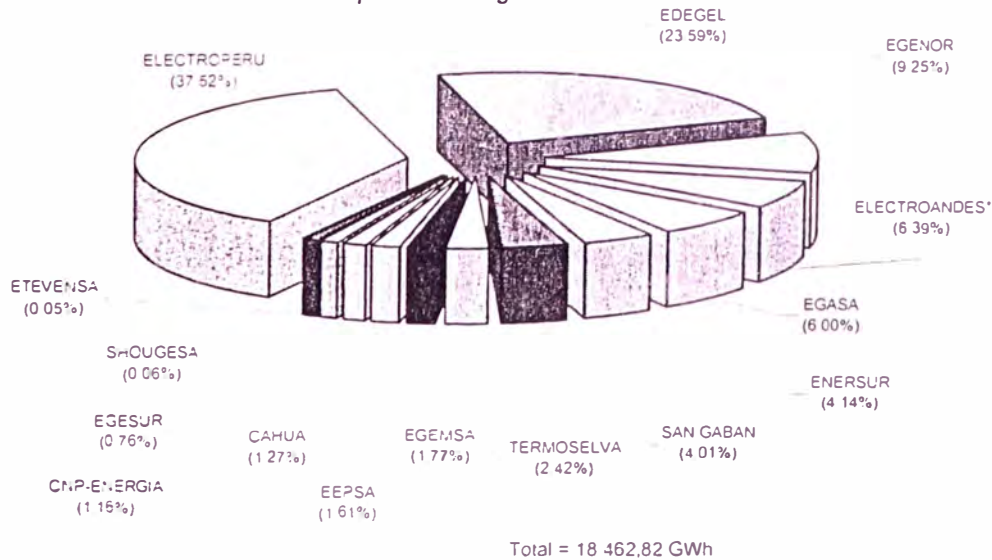
PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA DEL SINAC- 2001  
POR EMPRESAS

EMPRESA	GWh	(%)
ELECTROPERU	6,927.28	37.52
EDEGEL	4,354.99	23.59
EGENOR	1,706.92	9.25
ELECTROANDES*	1,180.55	6.39
EGASA	1,108.69	6.00
ENERSUR	764.58	4.14
SAN GABAN	740.75	4.01
TERMOSELVA	447.11	2.42
EGEMSA	326.30	1.77
EEPSA	297.04	1.61
CAHUA	233.85	1.27
CNP-ENERGIA	214.46	1.16
EGESUR	139.60	0.76
SHOUGESA	11.50	0.06
ETEVENSA	9.21	0.05
<b>TOTAL</b>	<b>18,462.82</b>	<b>100.00</b>

\* EGECEN hasta el 23 de febrero de 2001

GRAFICO F1.2.1

PRODUCCION POR EMPRESAS - 2001  
*Empresas Integrantes del SINAC*

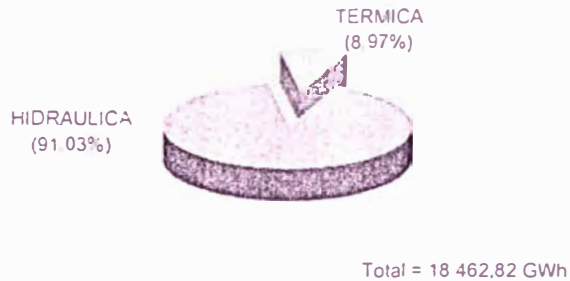


**CUADRO C1.2.2 A**  
**PRODUCCION DEL SINAC POR TIPO DE GENERACION - 2001**

TIPO	(GWh)	(%)
TERMICA	1,655.77	8.97
HIDRAULICA	16,807.05	91.03
<b>TOTAL</b>	<b>18,462.82</b>	<b>100.00</b>

**GRAFICO F1.2.2 A**

PRODUCCION DEL SINAC POR TIPO DE GENERACION 2001



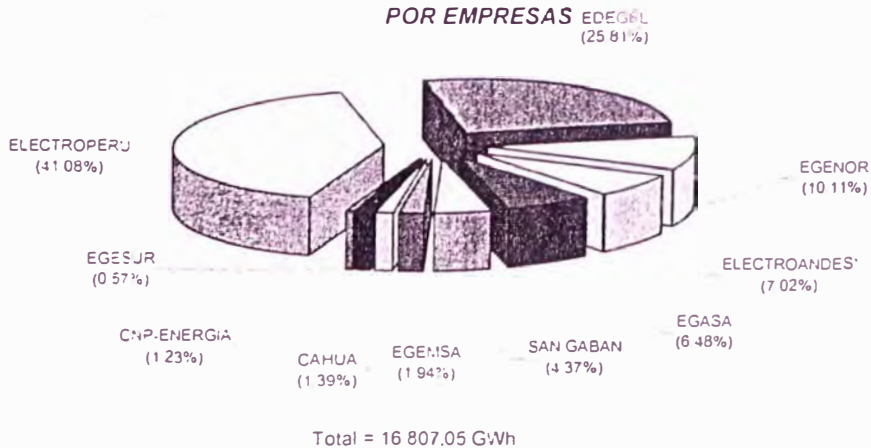
**CUADRO C1.2.3**  
**PRODUCCION HIDROELECTRICA DEL SINAC POR EMPRESAS 2001**

EMPRESA	GWh	(%)
ELECTROPERU	6,904.89	41.08
EDEGEL	4,337.66	25.81
EGENOR	1,698.92	10.11
ELECTROANDES*	1,180.55	7.02
EGASA	1,088.98	6.48
SAN GABAN	734.88	4.37
EGEMSA	326.02	1.94
CAHUA	233.85	1.39
CNP-ENERGIA	205.92	1.23
EGESUR	95.39	0.57
<b>TOTAL</b>	<b>16,807.05</b>	<b>100.00</b>

\* EGENOR hasta el 28 de febrero de 2001.

**GRAFICO F1.2.3**

PRODUCCION HIDROELECTRICA DEL SINAC - 2001  
**POR EMPRESAS**

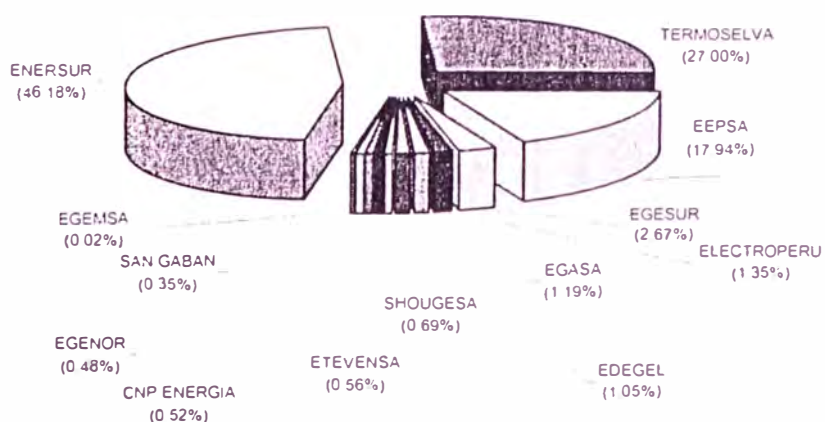


**CUADRO C1.2.4  
PRODUCCION TERMoeLECTRICA DEL SINAC POR EMPRESAS 2001**

EMPRESA	GWh	( % )
ENERSUR	764.58	46.18
TERMOSELVA	447.11	27.00
EEPSA	297.04	17.94
EGESUR	44.21	2.67
ELECTROPERU	22.38	1.35
EGASA	19.71	1.19
EDEGEL	17.33	1.05
SHOUGESA	11.50	0.69
ETEVENSA	9.21	0.56
CNP ENERGIA	8.54	0.52
EGENOR	8.00	0.48
SAN GABAN	5.87	0.35
EGEMSA	0.28	0.02
<b>TOTAL</b>	<b>1,655.77</b>	<b>100.00</b>

**GRAFICO F1.2.4**

**PRODUCCION TERMoeLECTRICA DEL SINAC - 2001  
POR EMPRESAS**



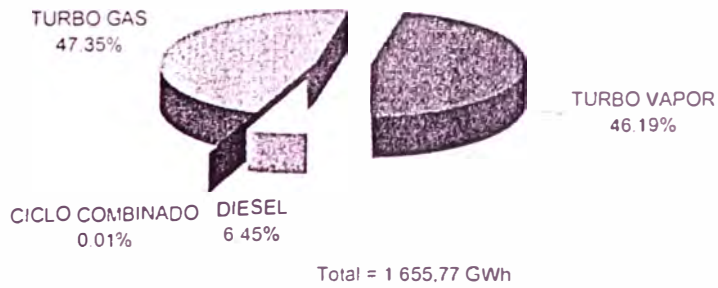
Total = 1 655,77 GWh

**CUADRO C1.2.5  
PRODUCCION DEL SINAC POR TIPO DE GENERACION TERMICA - 2001**

TIPO	(GWh)	(%)
TURBO GAS	783.94	47.35
TURBO VAPOR	764.77	46.19
DIESEL	106.88	6.45
CICLO COMBINADO	0.19	0.01
<b>TOTAL</b>	<b>1,655.77</b>	<b>100.00</b>

**GRAFICO F1.2.5**

**PRODUCCION DEL SINAC POR TIPO DE GENERACION TERMICA**

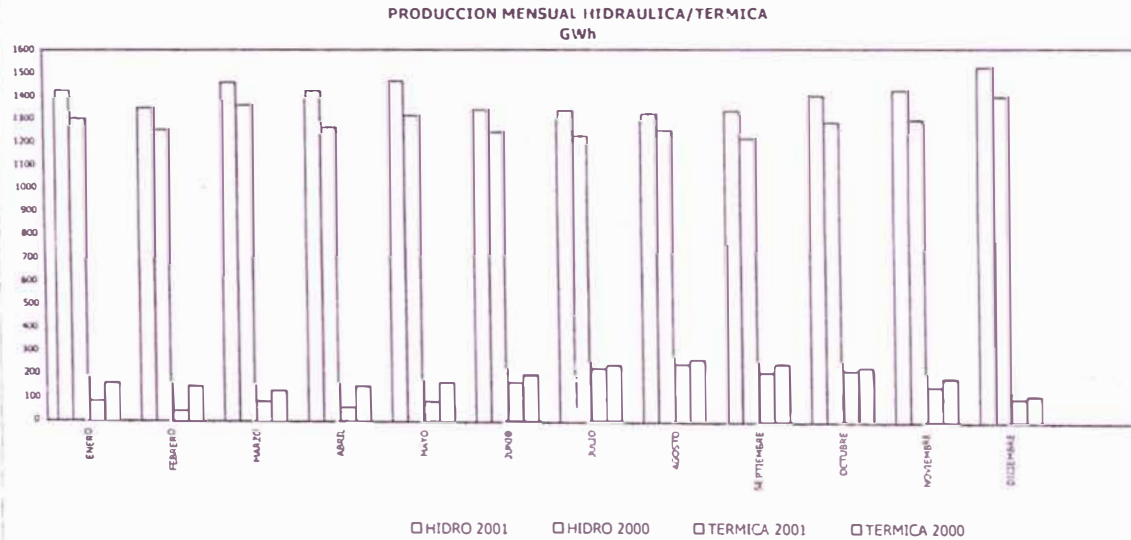


**CUADRO C1.2.2 B**  
**PRODUCCION TOTAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL**  
 2001 - 2000

MES	Hidraulico			Termico			Total Hidraulico + Termico		
	2001	2000*	Inc %	2001	2000*	Inc %	2001	2000*	Inc %
ENERO	1,426.598	1,303.001	9.49%	88.932	166.159	-46.48%	1,515.530	1,469.160	3.16%
FEBRERO	1,350.026	1,254.350	7.63%	47.342	151.617	-68.78%	1,397.368	1,405.968	-0.61%
MARZO	1,461.423	1,361.423	7.35%	87.875	134.257	-34.55%	1,549.298	1,495.680	3.58%
ABRIL	1,422.262	1,262.898	12.62%	57.967	148.840	-61.05%	1,480.229	1,411.738	4.85%
MAYO	1,468.085	1,315.644	11.43%	85.157	164.589	-48.26%	1,551.242	1,480.233	4.80%
JUNIO	1,341.244	1,244.823	7.75%	162.92	194.938	-16.70%	1,503.637	1,439.761	4.44%
JULIO	1,335.860	1,227.193	8.85%	220.244	235.137	-6.33%	1,556.104	1,462.329	6.41%
AGOSTO	1,320.129	1,248.948	5.70%	242.939	263.670	-7.90%	1,562.968	1,512.617	3.33%
SEPTIEMBRE	1,335.524	1,216.502	9.78%	205.790	243.725	-15.57%	1,541.303	1,460.228	5.55%
OCTUBRE	1,401.239	1,285.419	9.01%	214.398	227.697	-5.84%	1,615.637	1,513.115	6.78%
NOVIEMBRE	1,423.541	1,293.865	10.02%	145.808	182.909	-20.28%	1,569.349	1,476.773	6.27%
DICIEMBRE	1,523.116	1,395.861	9.12%	97.035	110.211	-11.96%	1,620.151	1,506.072	7.57%
<b>TOTALES</b>	<b>16,807.048</b>	<b>15,409.926</b>	<b>9.07%</b>	<b>1,655.769</b>	<b>2,223.748</b>	<b>-25.54%</b>	<b>18,462.817</b>	<b>17,633.674</b>	<b>4.70%</b>

\* En octubre de 2000 se efectuó la interconexión del SICN con el SIS

**GRAFICO F1.2.2 B**  
**PRODUCCION TOTAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL**  
 2001/2000



**CUADRO C1.2.6  
COMPARACION DE LA PRODUCCION 2000 - 2001**

PRODUCCION POR EMPRESAS SINAC 2000

GWh	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
ELECTROPERU	567.230	516.420	568.360	526.257	574.915	582.479	592.092	617.472	580.436	593.897	570.690	578.081	6,868.330
EDEGEL	318.625	328.831	350.891	335.403	327.489	273.296	273.778	281.450	287.791	302.643	315.048	355.749	3,750.993
EGENOR	136.671	150.400	150.097	112.521	131.096	144.282	127.304	112.203	116.872	120.901	133.496	155.838	1,591.680
ENERSUR	100.163	87.396	80.002	89.059	94.966	103.071	117.917	140.515	128.672	120.639	103.574	90.231	1,256.205
ELECTROANDES	102.580	90.689	108.270	94.670	93.082	86.673	90.436	101.610	98.963	99.391	91.846	95.161	1,153.370
EGASA	104.780	95.275	104.954	92.407	87.138	84.373	84.224	77.821	78.003	79.001	75.196	77.805	1,040.976
SAN GABAN	33.882	39.433	38.519	41.089	56.409	50.575	47.169	40.090	39.058	53.937	62.431	73.663	576.255
EEPSA	21.764	34.159	19.562	37.669	33.339	34.128	37.951	45.230	42.537	44.939	42.070	15.289	408.636
TERMOSELVA	8.985	9.380	14.952	4.589	0.247	14.624	42.131	49.562	43.141	41.622	29.765	1.116	260.114
CAHUA	29.804	14.065	13.174	29.597	29.771	30.303	23.610	22.693	21.926	29.089	25.627	31.363	301.022
CNP-ENERGIA	24.655	19.946	26.910	26.484	27.864	12.353	6.844	6.921	5.538	9.174	15.057	22.212	203.958
EGESUR	18.861	19.377	19.268	20.935	23.270	22.479	17.725	13.472	15.871	17.333	11.386	9.062	209.049
EGEMSA	0.985	0.598	0.651	0.572	0.646	1.125	1.146	0.892	0.833	0.549	0.577	0.503	9.078
ETEVENSA	0.176	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2.687	0.000	0.000	0.000	0.000	2.866
SHOUGESA	0.000	0.000	0.069	0.484	0.000	0.000	0.000	0.000	0.587	0.000	0.000	0.000	1.141
<b>TOTAL</b>	<b>1,469.160</b>	<b>1,405.968</b>	<b>1,495.680</b>	<b>1,411.738</b>	<b>1,480.233</b>	<b>1,439.761</b>	<b>1,462.329</b>	<b>1,512.617</b>	<b>1,460.228</b>	<b>1,513.115</b>	<b>1,476.773</b>	<b>1,506.072</b>	<b>17,633.674</b>
HIDRAULICA	1,303.001	1,254.350	1,361.423	1,262.898	1,315.644	1,244.823	1,227.193	1,248.948	1,216.502	1,285.419	1,293.865	1,395.861	15,409.926
TERMICA	166.159	151.617	134.257	148.840	164.589	194.938	235.137	263.670	243.725	227.697	182.909	110.211	2,223.748



RESUMEN DE LA PRODUCCION MENSUAL POR EMPRESAS DEL SINAC 2001  
Gwh

	2001												INC.(%) 2001-2000	
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL	
EDEGEL	574.426	525.882	514.724	564.535	583.021	590.489	621.218	615.003	587.046	595.938	567.450	587.463	6,927.276	0.9%
EGENOR	405.964	377.590	441.524	388.866	387.058	326.704	326.593	317.639	313.840	340.273	350.113	378.823	4,354.986	16.1%
ENERSUR	134.394	126.634	157.958	133.772	161.239	132.728	106.176	99.901	130.759	137.875	185.897	199.588	1,706.922	7.2%
ELECTROANDES*	72.774	25.351	52.921	39.564	62.024	99.576	56.088	65.282	47.088	89.692	98.807	55.410	764.576	-39.1%
EGASA	96.763	91.630	112.161	103.011	93.356	84.663	90.555	96.200	95.762	107.959	99.496	108.914	1,180.549	2.4%
SAN GABAN	90.799	112.785	124.024	114.600	108.831	85.735	96.764	93.047	80.019	68.733	65.769	67.583	1,108.689	6.5%
EEPSA	76.447	68.072	74.821	61.438	63.992	48.857	43.833	50.003	46.269	60.855	68.584	77.581	740.751	28.5%
TERMOSELVA	7.927	5.088	10.152	8.447	8.252	9.509	44.598	56.278	58.013	56.840	10.252	13.730	297.037	-27.3%
CAHUA	1.892	7.249	11.295	1.281	10.508	48.010	90.182	99.465	84.977	55.060	25.639	10.756	447.114	71.9%
CNP-ENERGIA	19.938	21.799	0.436	26.188	32.997	29.122	13.019	13.295	22.015	20.308	0.975	17.752	233.845	-22.3%
EGESUR	23.725	24.810	27.540	27.769	22.510	10.375	9.626	5.267	0.613	12.240	19.479	22.502	214.458	5.1%
EGEMSA	10.070	9.902	12.144	10.195	10.313	10.653	17.928	16.045	13.448	11.269	0.455	9.180	139.600	-33.2%
ETEVENSA	0.412	0.575	0.630	0.562	6.398	27.216	39.503	35.232	52.728	53.473	51.250	58.324	326.303	3494.3%
SHOUGESA	0.000	0.000	0.272	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	3.262	0.000	5.679	9.213	221.5%
SHOUGESA	0.000	0.000	0.696	0.000	0.743	0.000	0.020	0.202	0.727	1.061	1.183	6.866	11.497	907.9%
<b>TOTAL</b>	<b>1,515.530</b>	<b>1,397.368</b>	<b>1,549.298</b>	<b>1,480.229</b>	<b>1,551.242</b>	<b>1,503.637</b>	<b>1,556.104</b>	<b>1,562.968</b>	<b>1,541.303</b>	<b>1,615.637</b>	<b>1,569.349</b>	<b>1,620.151</b>	<b>18,462.817</b>	<b>4.70%</b>
<b>HIDRAULICA</b>	<b>1,426.598</b>	<b>1,350.026</b>	<b>1,461.423</b>	<b>1,422.262</b>	<b>1,466.085</b>	<b>1,341.244</b>	<b>1,335.860</b>	<b>1,320.129</b>	<b>1,335.524</b>	<b>1,401.239</b>	<b>1,423.541</b>	<b>1,523.116</b>	<b>16,807.048</b>	<b>9.07%</b>
<b>TERMICA</b>	<b>88.932</b>	<b>47.342</b>	<b>87.875</b>	<b>57.967</b>	<b>85.157</b>	<b>162.392</b>	<b>220.244</b>	<b>242.839</b>	<b>205.780</b>	<b>214.398</b>	<b>145.808</b>	<b>97.035</b>	<b>1,655.769</b>	<b>-25.54%</b>

\* EGELEN hasta el 28 de Febrero de 2001

% Crecimiento

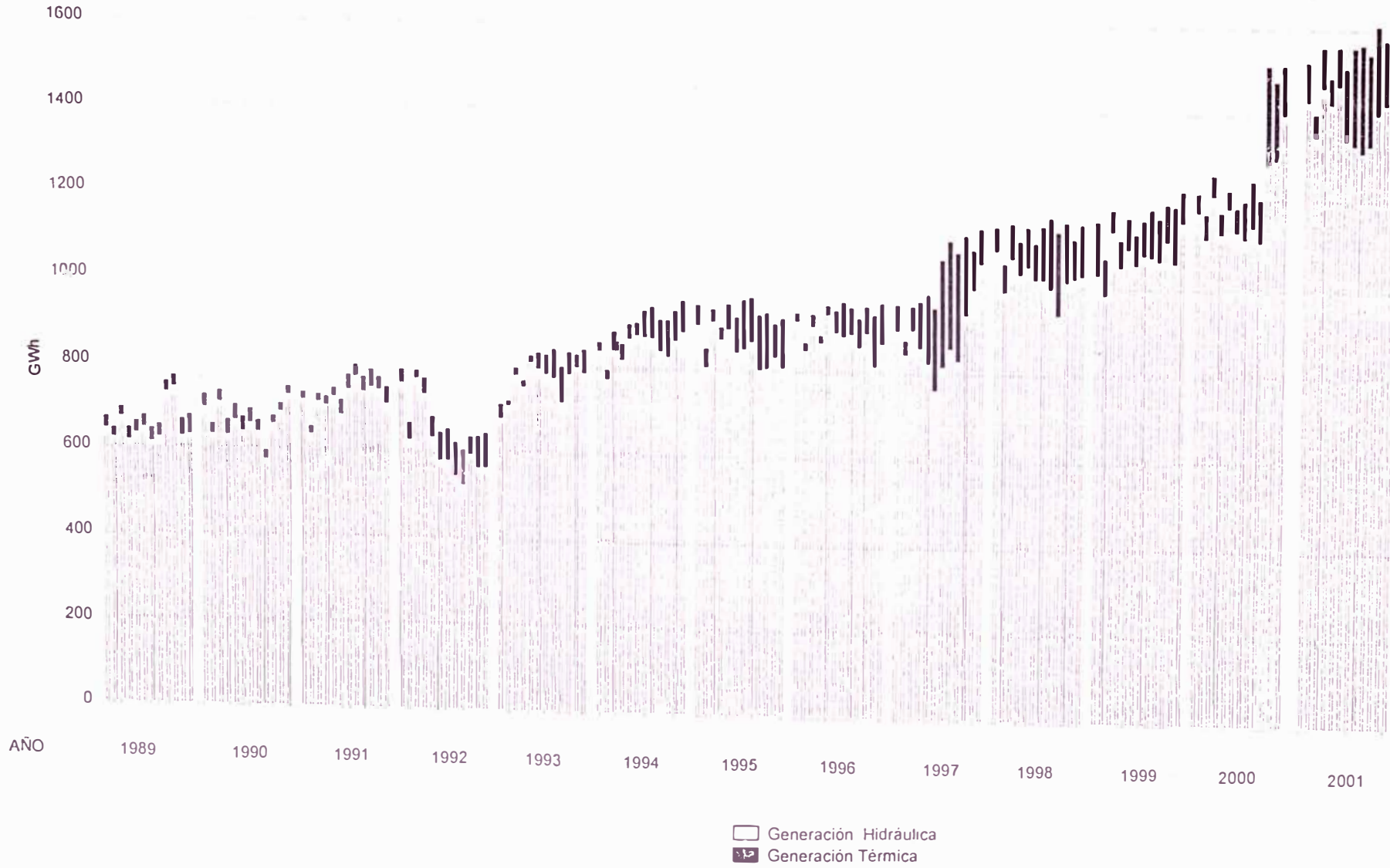
(2001-2000)/2000

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
ELECTROPERU	1.3%	1.8%	-9.4%	7.3%	1.4%	1.4%	4.9%	-0.4%	1.1%	0.3%	-0.6%	1.6%	0.9%
EDEGEL	27.4%	14.8%	25.8%	15.9%	18.2%	19.5%	19.3%	12.9%	9.1%	12.4%	11.1%	6.5%	16.1%
EGENOR	-1.7%	-15.8%	5.2%	18.9%	23.0%	-8.0%	-16.6%	-11.0%	11.9%	14.0%	39.3%	28.1%	7.2%
ENERSUR	-27.3%	-71.0%	-33.9%	-55.6%	-34.7%	-3.4%	-52.4%	-53.5%	-63.4%	-25.7%	-4.6%	-38.6%	-39.1%
EGECEN	-5.7%	1.0%	3.6%	8.8%	0.3%	-2.3%	0.1%	-5.2%	-3.2%	8.6%	8.3%	14.5%	2.4%
EGASA	-13.3%	18.4%	18.2%	24.0%	24.9%	1.6%	14.9%	19.6%	2.6%	-13.0%	-12.5%	-13.1%	6.5%
SAN GABAN	125.6%	72.6%	94.2%	49.5%	13.4%	-3.4%	-7.1%	24.7%	18.5%	12.8%	9.9%	5.3%	28.5%
EEPSA	-63.6%	-85.1%	-48.1%	-77.6%	-75.2%	-72.1%	17.5%	24.3%	36.4%	26.5%	-56.6%	-10.2%	-27.3%
AGUAYTIA	-78.9%	-22.7%	-24.5%	-72.1%	4147.5%	228.3%	114.1%	100.7%	97.0%	34.2%	-13.9%	863.5%	71.9%
CAHUA	-33.1%	55.0%	-36.0%	-11.5%	10.8%	-3.9%	-44.9%	-41.4%	0.4%	-30.2%	-65.0%	-43.4%	-22.3%
CNP-ENERGIA	-3.8%	24.4%	2.3%	4.9%	-19.2%	-16.0%	40.7%	-23.9%	55.5%	33.4%	29.4%	1.3%	5.1%
EGESUR	-46.6%	-48.9%	-37.0%	-51.3%	-55.7%	-52.6%	1.1%	19.1%	-15.3%	-35.0%	-25.8%	1.3%	-33.2%
EGEMSA	-58.2%	-3.9%	-3.2%	-1.7%	890.9%	2318.8%	3345.6%	3848.0%	6228.4%	9647.5%	8780.5%	11499.6%	3494.3%
ETEVENSA	-100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	-100.0%	-100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	221.5%
SHOUGESA	0.0%	0.0%	900.8%	-100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	23.8%	0.0%	0.0%	0.0%	907.9%
<b>TOTAL</b>	<b>3.16%</b>	<b>-0.61%</b>	<b>3.58%</b>	<b>4.85%</b>	<b>4.80%</b>	<b>4.44%</b>	<b>6.41%</b>	<b>3.33%</b>	<b>5.55%</b>	<b>6.78%</b>	<b>6.27%</b>	<b>7.57%</b>	<b>4.70%</b>
<b>HIDRAULICA</b>	<b>9.49%</b>	<b>7.63%</b>	<b>7.35%</b>	<b>12.62%</b>	<b>11.43%</b>	<b>7.75%</b>	<b>8.85%</b>	<b>5.70%</b>	<b>9.78%</b>	<b>9.01%</b>	<b>10.02%</b>	<b>9.12%</b>	<b>9.07%</b>
<b>TERMICA</b>	<b>-46.48%</b>	<b>-68.78%</b>	<b>-34.55%</b>	<b>-61.05%</b>	<b>-48.26%</b>	<b>-16.70%</b>	<b>-6.33%</b>	<b>-7.90%</b>	<b>-15.57%</b>	<b>-5.84%</b>	<b>-20.28%</b>	<b>-11.96%</b>	<b>-25.54%</b>



GRAFICO F1.2.6

EVOLUCION DE LA PRODUCCION DE ENERGIA TOTAL POR TIPO DE GENERACION DEL SINAC (GWh)



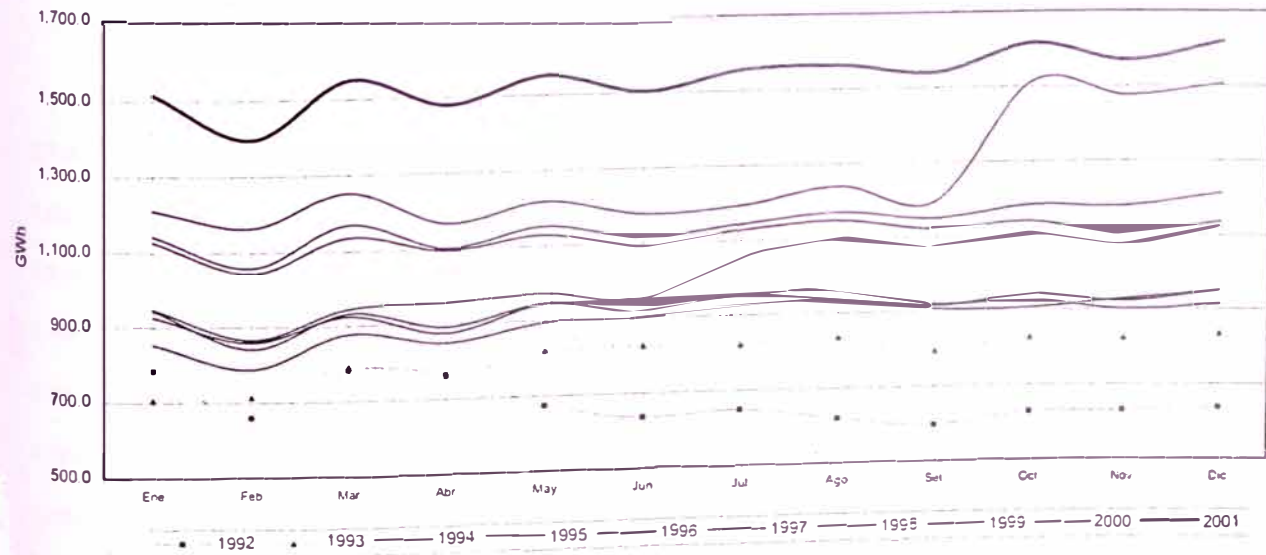
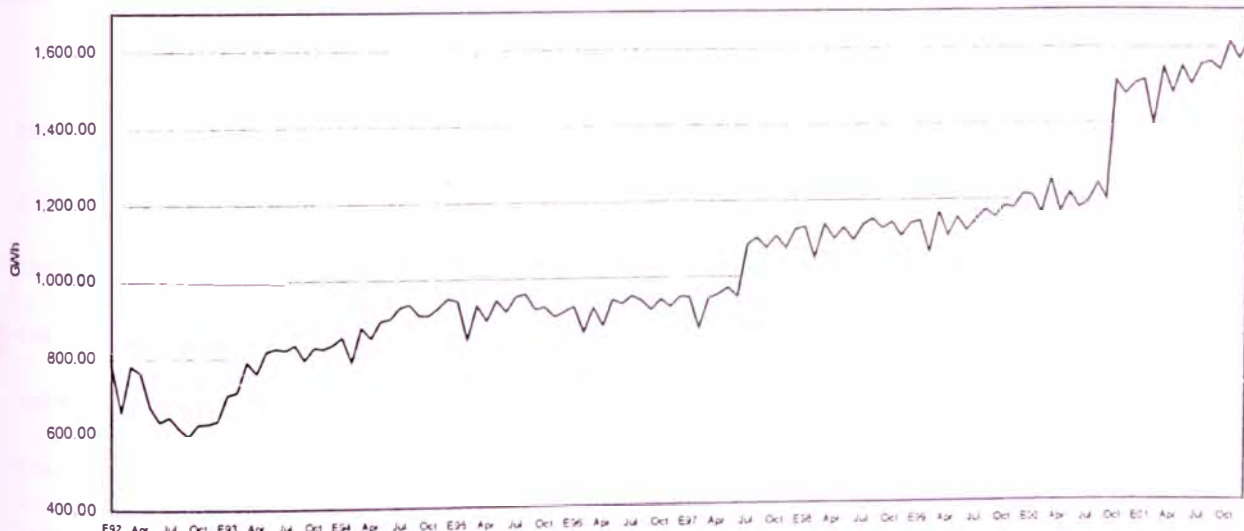
CUADRO C1.2.7

EVOLUCION DE LA PRODUCCION DE ENERGIA DEL SINAC 2001  
(GWh)

Meses	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000 <sup>(1)</sup>	2001	
										Prod. <sup>(2)</sup>	INC%
Ene	782.6	705.0	852.8	943.2	926.4	947.1	1,128.2	1,143.0	1,210.5	1,515.5	25.20%
Feb	659.7	713.1	786.9	841.9	858.5	865.7	1,044.7	1,059.4	1,164.1	1,397.4	20.04%
Mar	781.1	789.7	877.8	932.5	923.9	944.4	1,136.3	1,169.4	1,252.3	1,549.3	23.72%
Abr	763.2	760.2	849.0	891.3	875.2	954.5	1,096.3	1,102.6	1,167.7	1,480.2	26.77%
May	673.8	817.7	394.4	945.2	943.9	971.5	1,128.4	1,152.4	1,217.8	1,551.2	27.38%
Jun	635.8	824.8	899.9	914.9	931.5	943.1	1,092.0	1,115.6	1,178.1	1,503.6	27.63%
Jul	648.3	820.7	929.2	954.7	952.8	1,057.6	1,130.6	1,146.4	1,194.2	1,556.1	30.31%
Ago	618.7	834.0	936.2	960.8	939.9	1,101.4	1,150.1	1,172.0	1,239.8	1,563.0	26.07%
Set	596.3	793.7	907.3	920.4	915.4	1,074.4	1,124.0	1,152.4	1,197.8	1,541.3	28.68%
Oct	628.4	827.0	907.0	926.2	943.0	1,107.3	1,140.0	1,184.0	1,513.1	1,615.6	6.78%
Nov	629.8	823.0	927.8	900.7	922.9	1,074.8	1,103.3	1,179.5	1,476.8	1,569.3	6.27%
Dic	637.1	833.0	950.9	913.3	949.7	1,123.4	1,136.6	1,213.6	1,506.0	1,620.2	7.58%
Anual	8,054.8	9,541.9	10,719.2	11,045.0	11,083.1	12,170.3	13,410.5	13,790.5	15,318.1	18,462.8	20.53%

<sup>(1)</sup> En octubre de 2000 se efectuó la interconexión del SICN con el SIS

<sup>(2)</sup> La comparación de la producción total de los sistemas SICN y SIS para el año 2000 y 2001 representa un crecimiento de 4.70 %



CUADRO C1.2.8 A

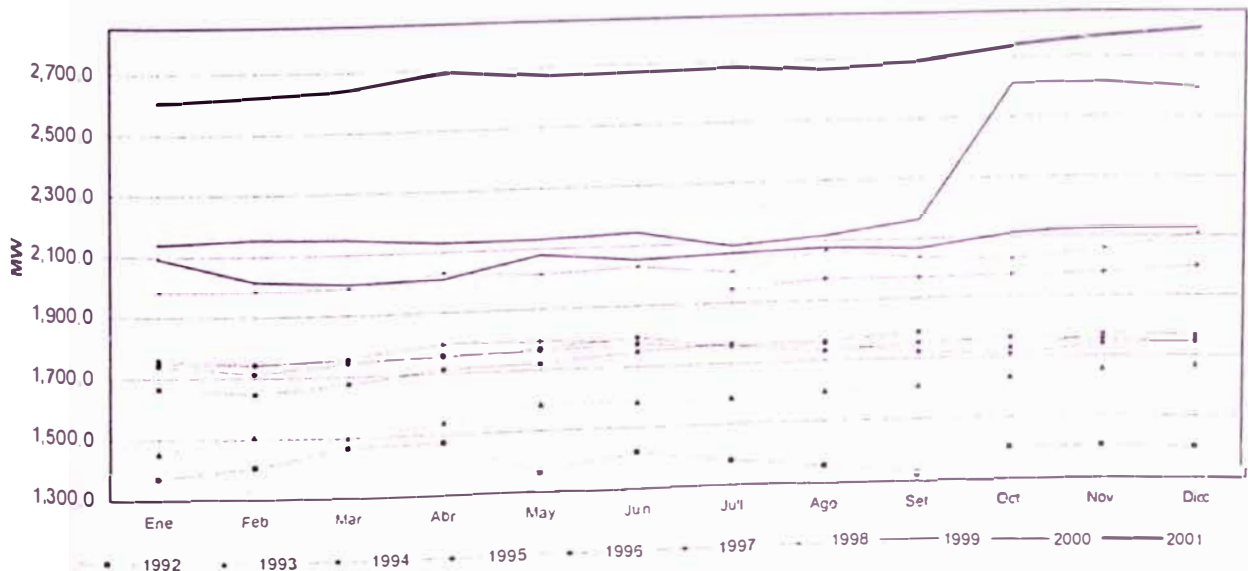
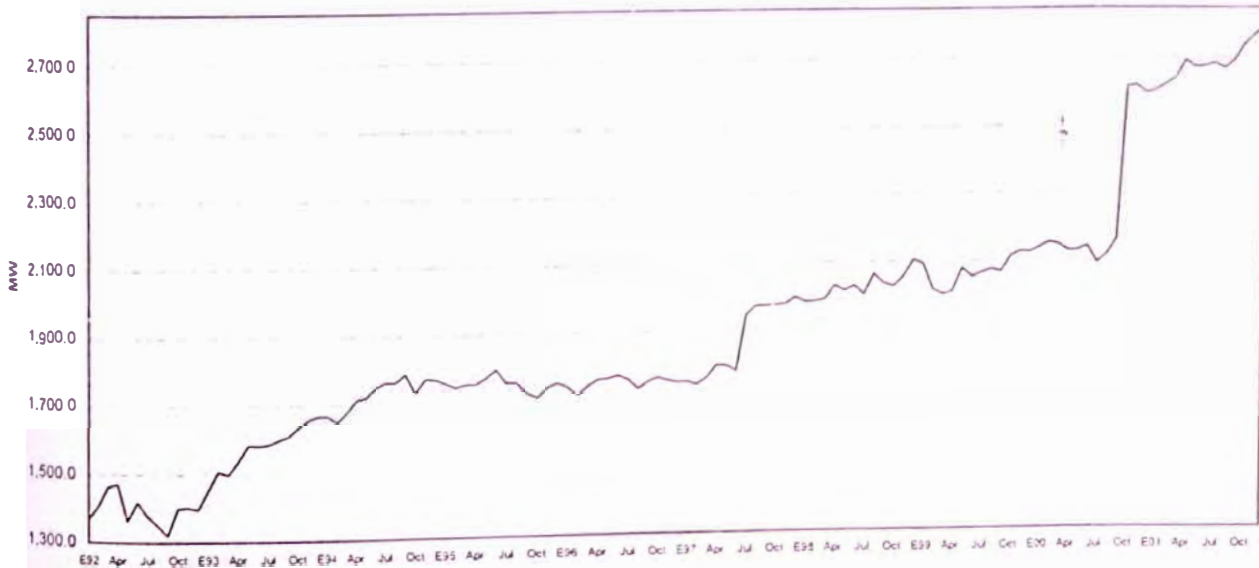
EVOLUCION DE LA DEMANDA MAXIMA DEL SINAC  
MW

1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000 <sup>(1)</sup>	2001	INC%
1,370.0	1,453.0	1,667.1	1,759.1	1,740.8	1,750.8	1,983.7	2,094.1	2,139.7	2,606.8	21.83%
1,406.0	1,508.3	1,648.2	1,745.5	1,716.4	1,741.8	1,985.4	2,016.4	2,154.0	2,623.6	21.80%
1,465.0	1,498.4	1,676.3	1,754.3	1,742.7	1,760.9	1,990.8	2,003.6	2,148.6	2,641.8	22.96%
1,473.0	1,537.8	1,714.0	1,753.9	1,760.9	1,798.2	2,031.1	2,011.2	2,129.6	2,694.1	26.51%
1,364.0	1,584.9	1,721.1	1,772.3	1,764.0	1,798.9	2,016.1	2,079.6	2,131.2	2,673.2	25.43%
1,419.0	1,582.8	1,750.0	1,796.8	1,773.5	1,780.1	2,030.3	2,053.5	2,143.7	2,676.6	24.86%
1,378.0	1,585.7	1,765.1	1,757.1	1,759.0	1,946.9	2,004.3	2,065.9	2,091.2	2,685.5	28.42%
1,352.0	1,599.1	1,764.1	1,757.6	1,732.5	1,972.7	2,064.5	2,075.6	2,116.8	2,669.8	26.12%
1,320.0	1,609.4	1,788.7	1,723.1	1,753.4	1,971.9	2,036.9	2,068.0	2,162.8	2,694.1	24.56%
1,401.0	1,634.0	1,731.4	1,709.9	1,765.4	1,975.0	2,027.0	2,113.5	2,615.3	2,740.8	4.80%
1,403.0	1,657.4	1,772.9	1,740.9	1,754.8	1,978.6	2,057.6	2,129.5	2,620.7	2,768.8	5.65%
1,396.4	1,668.1	1,769.8	1,753.2	1,748.7	1,998.3	2,106.0	2,126.6	2,597.4	2,792.2	7.50%
<b>1,473.0</b>	<b>1,668.1</b>	<b>1,788.7</b>	<b>1,796.8</b>	<b>1,773.5</b>	<b>1,998.3</b>	<b>2,106.0</b>	<b>2,129.5</b>	<b>2,620.7</b>	<b>2,792.2</b>	<b>6.55%</b>

datos de M.D. desde el año 1999 son datos de medidores de la energía integrada en el intervalo de 15 minutos y los años

anteriores son datos instantáneos medidos en forma horaria

<sup>(1)</sup> En octubre de 2000 se efectuó la interconexión del SICN con el SIS



CUADRO C1.2.8 B

POTENCIA GENERADA POR LAS CENTRALES DEL SINAC COINCIDENTE CON LA MAXIMA DEMANDA AÑO 2001 (MW)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	MAX
<b>HIDRAULICA</b>													
<b>ELECTROPERU</b>	<b>841.550</b>	<b>781.760</b>	<b>830.420</b>	<b>840.862</b>	<b>774.831</b>	<b>836.799</b>	<b>834.679</b>	<b>828.386</b>	<b>818.969</b>	<b>791.601</b>	<b>791.060</b>	<b>806.295</b>	<b>9,777.213</b>
CH MANTARO	630 730	588 430	621 760	631 985	629 722	£26 906	624 036	619 730	614 155	592 572	592 958	603 557	631 985
CH RESTITUCION	210 820	193 330	208 660	208 877	145 110	209 892	210 643	208 656	204 814	199 029	198 102	202 736	210 820
<b>EGENOR</b>	<b>353.574</b>	<b>353.397</b>	<b>353.712</b>	<b>350.236</b>	<b>289.460</b>	<b>258.756</b>	<b>254.632</b>	<b>264.420</b>	<b>300.336</b>	<b>336.996</b>	<b>340.296</b>	<b>322.216</b>	<b>3,778.031</b>
CH Cañón del Pato	258 450	258 617	258 760	255 472	194 429	163 436	160 368	170 224	205 280	242 784	245 360	227 512	258 760
CH Carhuaquero	95 124	94 780	94 952	94 764	95 023	95 320	94 264	94 196	95 056	94 212	94 936	94 704	95 320
<b>EDEGEL</b>	<b>552.481</b>	<b>618.285</b>	<b>697.411</b>	<b>523.383</b>	<b>697.287</b>	<b>610.759</b>	<b>641.831</b>	<b>668.140</b>	<b>648.698</b>	<b>589.851</b>	<b>664.603</b>	<b>693.075</b>	<b>7,605.804</b>
CH Huinco	243 500	210 800	206 000	225 000	223 300	191 800	202 300	226 000	218 500	196 300	225 960	214 200	243 500
CH Matucana	128 057	127 648	128 159	127 035	127 341	101 280	107 514	116 508	105 470	63 364	106 800	126 120	128 159
CH Callahuanca	75 115	75 018	75 295	75 322	74 582	74 070	72 920	66 306	69 142	59 368	66 000	72 760	75 322
CH Moyopampa	65 265	64 820	65 762	65 841	65 566	64 964	65 409	65 225	64 466	64 924	64 600	64 600	65 841
CH Huampani	0 000	0 000	31 920	30 186	30 524	30 393	27 371	30 775	30 033	30 317	29 600	27 240	31 920
CH Yanango	40 545	0 000	40 595	0 000	26 455	18 612	16 236	13 806	11 927	26 138	23 043	38 315	40 595
CH Chimay	0 000	140 000	149 680	0 000	149 520	129 640	150 080	149 520	149 160	149 440	148 600	149 840	150 080
<b>CAHUA</b>	<b>48.319</b>	<b>48.395</b>	<b>25.333</b>	<b>45.455</b>	<b>45.408</b>	<b>43.335</b>	<b>1.900</b>	<b>23.903</b>	<b>37.165</b>	<b>43.713</b>	<b>25.087</b>	<b>48.430</b>	<b>436.443</b>
CH Cahua	43 883	44 055	21 879	42 518	42 660	41 235	0 000	21 953	34 643	39 753	20 835	43 995	44 055
CH Panac	4 437	4 340	3 454	2 938	2 748	2 100	1 900	1 950	2 522	3 961	4 252	4 435	4 437
<b>CNP-ENERGIA</b>	<b>36.712</b>	<b>33.512</b>	<b>40.028</b>	<b>8.752</b>	<b>39.432</b>	<b>30.108</b>	<b>19.676</b>	<b>0.000</b>	<b>19.388</b>	<b>35.948</b>	<b>33.876</b>	<b>31.300</b>	<b>358.732</b>
CH Gallito Ciego	36 712	33 512	40 028	8 752	39 432	30 108	19 676	0 000	19 388	35 948	33 876	31 300	40 028
<b>ELECTROANDES (1)</b>	<b>164.350</b>	<b>162.660</b>	<b>167.496</b>	<b>163.079</b>	<b>169.734</b>	<b>152.826</b>	<b>163.276</b>	<b>166.119</b>	<b>160.441</b>	<b>165.645</b>	<b>156.464</b>	<b>166.381</b>	<b>1,958.471</b>
CH Yaupi	100 535	102 116	102 396	100 578	102 557	92 915	102 012	102 367	96 647	102 194	102 479	103 092	103 092
CH Oroya-Pachac.	16 799	16 271	20 553	18 168	20 384	17 261	16 211	16 823	16 965	16 992	18 302	16 083	20 553
CH Malpaso	47 016	44 273	44 546	44 333	46 793	42 650	45 053	46 930	46 829	46 459	35 683	47 206	47 206
<b>EGASA</b>	<b>171.988</b>	<b>164.163</b>	<b>163.853</b>	<b>163.778</b>	<b>121.914</b>	<b>121.676</b>	<b>124.360</b>	<b>121.409</b>	<b>120.316</b>	<b>92.568</b>	<b>120.204</b>	<b>118.985</b>	<b>1,605.214</b>
CH CHARCANI	171 988	164 163	163 853	163 778	121 914	121 676	124 360	121 409	120 316	92 568	120 204	118 985	171 988
<b>EGESUR</b>	<b>31.724</b>	<b>31.038</b>	<b>30.158</b>	<b>30.228</b>	<b>30.765</b>	<b>29.946</b>	<b>22.519</b>	<b>22.713</b>	<b>22.414</b>	<b>23.162</b>	<b>23.373</b>	<b>24.103</b>	<b>322.142</b>
CH ARICOTA	31 724	31 038	30 158	30 228	30 765	29 946	22 519	22 713	22 414	23 162	23 373	24 103	31 724
<b>EGEMSA</b>	<b>0.810</b>	<b>0.807</b>	<b>0.823</b>	<b>0.427</b>	<b>30.549</b>	<b>29.837</b>	<b>55.020</b>	<b>25.903</b>	<b>76.635</b>	<b>77.781</b>	<b>83.530</b>	<b>83.282</b>	<b>465.404</b>
CH MACHUPICCHU (2)	0 810	0 807	0 823	0 427	30 549	29 837	55 020	25 903	76 635	77 781	83 530	83 282	465 404
CH HERCA	0 810	0 807	0 823	0 427	0 824	0 777	0 820	0 828	0 768	0 800	0 819	0 000	0 824
<b>SAN GABAN</b>	<b>111.040</b>	<b>110.950</b>	<b>110.380</b>	<b>106.480</b>	<b>99.780</b>	<b>92.650</b>	<b>96.710</b>	<b>107.880</b>	<b>102.170</b>	<b>107.720</b>	<b>106.890</b>	<b>109.540</b>	<b>1,262.190</b>
CH SAN GABAN	111 040	110 950	110 380	106 480	99 780	92 650	96 710	107 880	102 170	107 720	106 890	109 540	111 040
<b>TOTAL HIDRAULICA</b>	<b>2,312.547</b>	<b>2,304.966</b>	<b>2,419.613</b>	<b>2,262.678</b>	<b>2,299.160</b>	<b>2,206.692</b>	<b>2,214.603</b>	<b>2,228.874</b>	<b>2,306.532</b>	<b>2,264.985</b>	<b>2,345.384</b>	<b>2,403.606</b>	<b>27,569.643</b>



POTENCIA GENERADA POR LAS CENTRALES DEL

LA MAXIMA

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
	0.000	30.874	56.621	61.920	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	4.493	30.125	0
G Santa Rosa UTI	0.000	30.874	56.621	61.920	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	4.493	30.125	0
G Santa Rosa BBC	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0
G Santa Rosa WTG	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0
EGENOR	59.977	46.265	0.000	0.000	0.000	0.000	36.650	0.000	0.000	0.000	0.000	142.891
GD Piura 2	3.644	1.160	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0
ra 1 Residual	18.943	15.765	0.000	0.000	0.000	0.000	17.537	0.000	0.000	0.000	0.000	0
G Piura	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0
GD Paita	6.105	5.992	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0
GD Sullana	9.982	1.511	0.000	0.000	0.000	0.000	1.679	0.000	0.000	0.000	0.000	0
GD Chiclayo Oeste	21.302	21.837	0.000	0.000	0.000	0.000	17.434	0.000	0.000	0.000	0.000	0
TG Trujillo	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0
G Chimboie	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0
TV Trupal	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0
ETEVENSA	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0
TG Ventanilla	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0
EEPSA	12.701	12.874	92.570	81.331	90.662	90.734	105.862	84.413	84.038	81.562	79.747	79.20
Malacas	12.701	12.874	92.570	81.331	90.662	90.734	105.862	84.413	84.038	81.562	79.747	79.20
TGN4	0.000	0.000	80.237	81.331	81.158	82.051	94.781	84.413	84.038	81.562	79.747	79.20
TG1	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
TG2	12.701	12.874	0.000	0.000	9.504	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
TG3	0.000	0.000	12.334	0.000	0.000	8.683	11.081	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
TERMOSELVA	75.398	77.904	0.000	78.278	79.834	166.090	160.416	156.154	152.986	155.606	152.669	75.2
TG1 Aguaytia	75.398	77.904	0.000	0.000	79.834	82.829	80.006	77.818	76.550	78.509	76.435	75.2
TG2 Aguaytia	0.000	0.000	0.000	78.278	0.000	83.261	80.410	78.336	76.435	77.098	76.234	0.00
SHOUGESA	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	15.80
San Nicolás TV1	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	15.80
San Nicolás TV2	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
San Nicolás TV3	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
Cunimins (3)												
CNP ENERGIA	21.483	21.167	0.000	0.000	0.000	0.000	15.917	14.032	13.844	2.912	0.000	0.00
GD Pacasmayo	21.483	21.167	0.000	0.000	0.000	0.000	15.917	14.032	13.844	2.912	0.000	0.00
ELECTROPERU	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	17.671	17.601	17.326	17.312	13.790	0.000	5.21
umb (4)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	17.671	17.601	17.326	17.312	13.790	0.000	5.21
EGASA	9.741	9.097	0.000	0.000	0.000	4.877	41.111	24.130	9.724	4.869	5.132	9.81
T Chilina	9.741	9.097	0.000	0.000	0.000	4.877	9.896	9.027	9.724	4.869	5.132	9.81
Mollendo Mirreos	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	31.215	15.103	0.000	0.000	0.000	0.00
Mollendo TG1, TG2	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
ENERSUR	57.434	81.946	49.062	185.965	201.378	171.670	75.743	126.775	84.416	187.143	155.478	182.46
ILO TV1	10.708	20.626	9.718	9.744	9.819	10.050	0.000	20.092	20.964	19.492	10.070	10.2
ILO TV2	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	18.836	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0
ILO TV3	43.681	59.035	39.344	39.328	55.066	0.000	0.000	59.832	63.452	0.000	38.536	41
ILO TV4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	25.128	56.906	46.851	0.000	35.962	0.000	0
ILO CATKATO	3.046	2.285	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
ILO TG1	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
ILO TG2	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
ILO 2 TV1	0.000	0.000	0.000	136.893	136.493	136.493	0.000	0.000	0.000	131.689	106.873	130.88
EGESUR	25.142	25.327	23.936	23.969	0.000	18.915	17.359	17.853	24.989	23.303	0.000	20.86
CT Calana	24.339	24.513	23.936	23.969	0.000	18.915	16.952	17.853	24.989	23.303	0.000	20.86
CT Moquegua	0.803	0.814	0.000	0.000	0.000	0.000	0.407	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0
EGEMSA	5.663	5.079	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.544	0.000	0.00
CT Dolorespata	5.663	5.079	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.544	0.000	0.00
SAN GABAN	26.695	8.100	0.000	0.000	2.148	0.000	0.228	0.222	0.255	0.635	0.312	0.00
CT Tintaya	16.200	4.700	0.000	0.000	2.148	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
CT San Rafael	2.849	3.400	0.000	0.000	0.000	0.000	0.228	0.222	0.255	0.268	0.312	0.00
CT Bellavista	3.346	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00
CT Taparachi	4.300	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.367	0.000	0.00
TOTAL TERMICA	294.234	318.631	222.189	431.464	374.022	469.957	470.886	440.904	387.565	475.858	423.462	388.61

TOTAL GENERACION	2,606.782	2,623.597	2,641.802	2,694.143	2,673.182	2,676.649	2,685.489	2,669.779	2,694.097	2,740.842	2,768.847	2,792.224
DIA Y HORA M.D.	31/01/01 20:00	06/02/01 19:45	27/03/01 19:30	19/04/01 19:00	30/05/01 19:15	21/06/01 19:00	23/07/01 19:15	24/08/01 19:00	13/09/01 19:00	30/10/01 19:00	21/11/01 19:00	20/12/01 19:45

[1] EGR CEN hasta el 26 de febrero de 2001

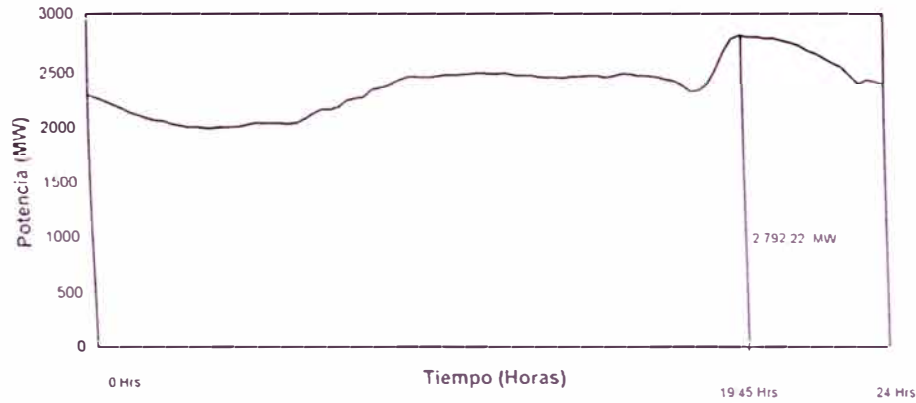
[3] El 19 de noviembre de 2001 ingresó en operación comercial el grupo O'HAN CURBANS de la C.T. San Nicolás

[2] El 06 de Junio, 01 de Julio y 20 de Octubre de 2001 ingresaron en operación los grupos 1 y 2 y 1 respectivamente de la C.H. Machupicchu

[4] El 28 de febrero de 2001 ingresaron en operación comercial Los grupos Max 1 y 2 de la C.T. Tumbes

GRAFICO F1.2.7

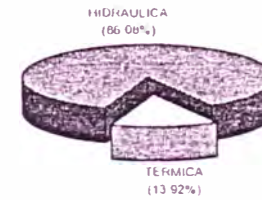
DIAGRAMA DE CARGA DEL DIA DE LA MAXIMA DEMANDA  
(20 de diciembre de 2001)



MAXIMA DEMANDA

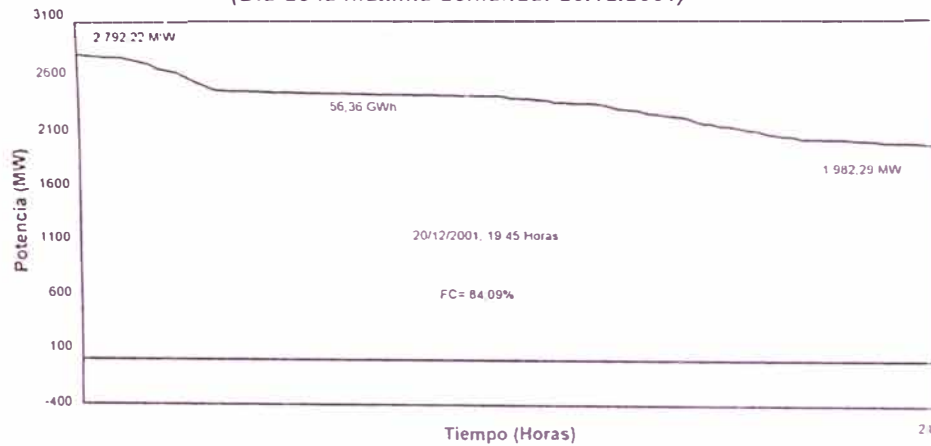
(MW)	Noviembre-2000	Diciembre-2001	inc(%)
Fecha	2620.69	2792.22	6.55
	29/11/2000 19.30	20/12/2001 19.45	

COBERTURA DE LA MAXIMA DEMANDA DE POTENCIA DEL SINAC POR TIPO DE GENERACION

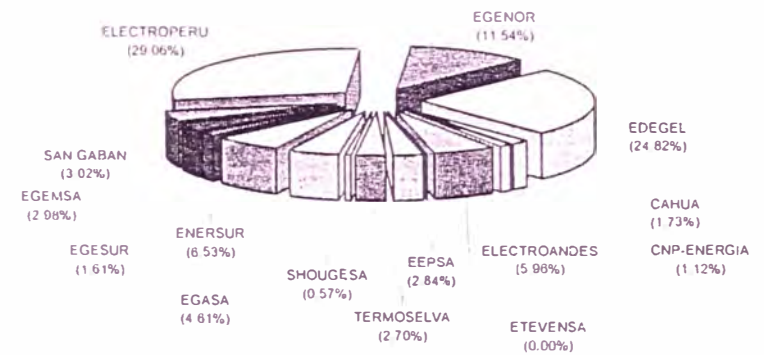


Total 2792.22 MW

DIAGRAMA DE DURACION  
(Dia de la máxima demanda: 20.12.2001)

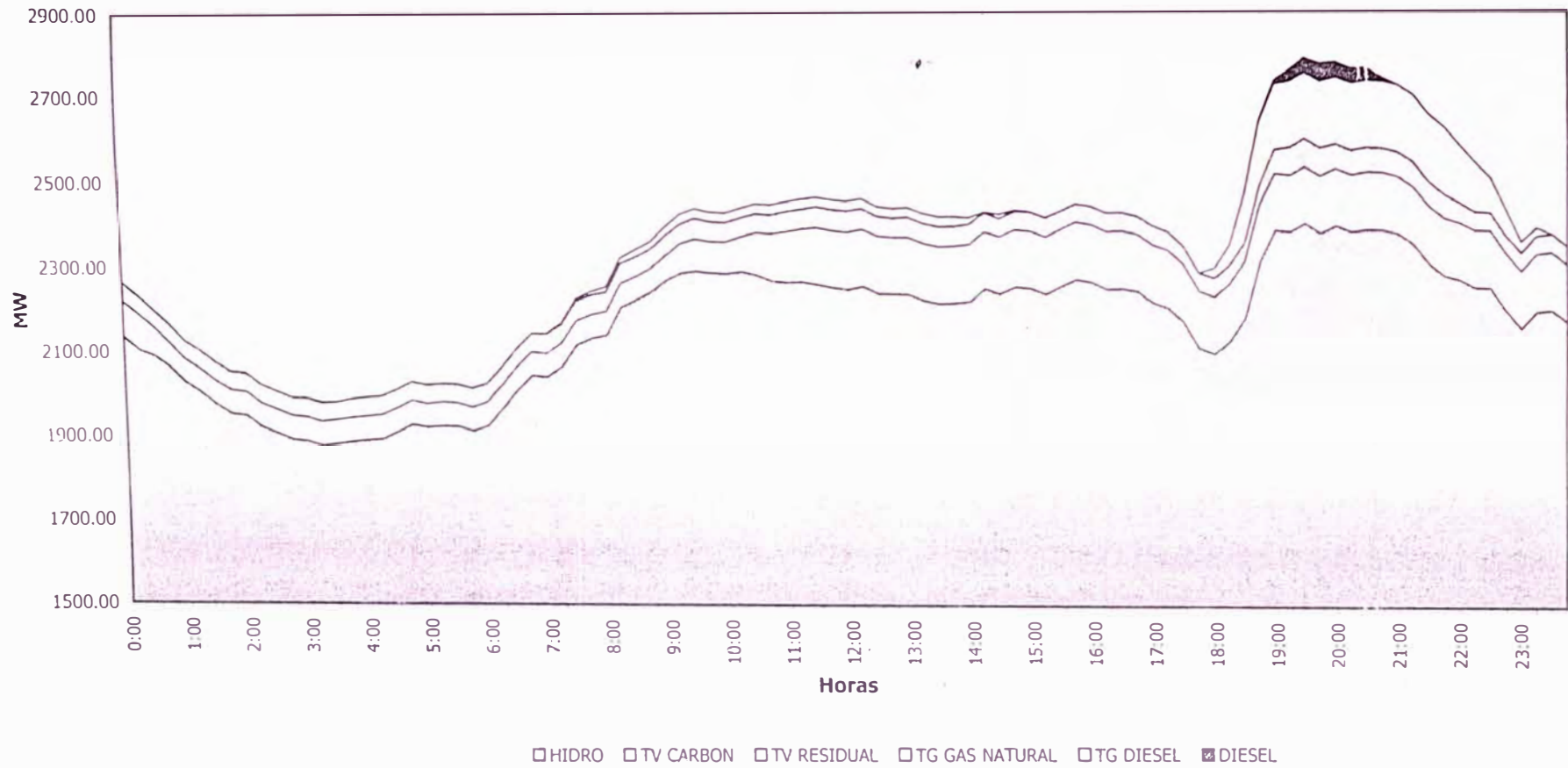


COBERTURA DE LA MAXIMA DEMANDA DE POTENCIA DEL SINAC POR EMPRESAS



Total 2792.22 MW

**GRAFICO F1.2.8**  
**DESPACHO DE GENERACION PARA EL DIA DE LA MAXIMA DEMANDA DEL AÑO**  
**(20 de diciembre de 2001)**



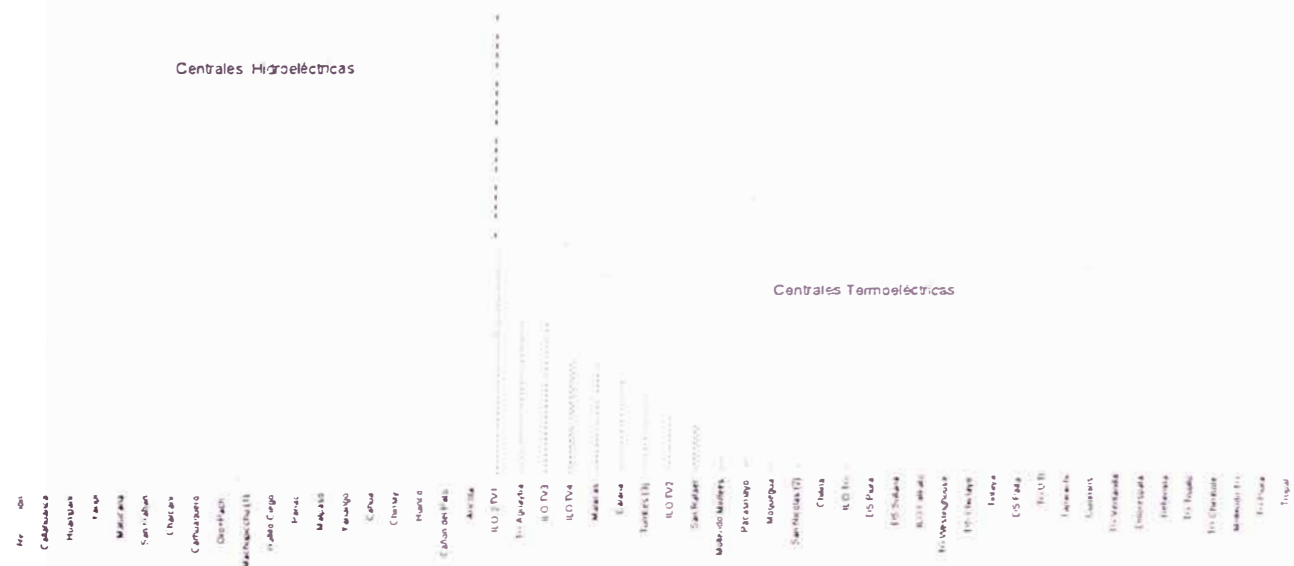


CUADRO C1.2.9  
FACTORES DE PLANTA ANUAL DE LAS CENTRALES DEL SINAC - 2001

Centrales	Energía (MWh) 2001	P. Efect. (MW) 2001	Factor de planta 2001	Factor de planta 2000	Factor de planta 1999	Factor de planta 1998	Factor de planta 1997	Factor de planta 1996	Factor de planta 1995
<b>Centrales Hidroeléctricas</b>									
Pach	127,722.6	21.0	69.49%	71.87%	61.65%	57.89%	99.83%		
Antero	5,204,571.7	631.8	94.04%	93.77%	92.27%	95.44%	83.18%	86.85%	86.61%
Upi	810,610.9	104.9	83.19%	84.18%	85.09%	85.57%	82.38%		
Institución	1,700,323.0	209.7	92.55%	90.80%	90.72%	89.89%	81.93%	81.38%	81.12%
Lahuenca	602,740.7	75.1	91.67%	91.40%	85.76%	89.36%	76.75%	89.02%	79.78%
Campani	237,895.9	30.2	90.00%	90.59%	83.93%	81.05%	76.58%	71.63%	71.13%
Coypampa	528,850.8	64.7	93.31%	95.70%	92.68%	96.26%	75.07%	89.73%	79.72%
Cañon del Pato	1,105,170.4	256.6	49.18%	50.48%	67.59%	65.34%	70.57%	75.71%	75.34%
Chua	210,561.5	43.1	55.75%	73.15%	55.53%	45.73%	70.47%	77.14%	78.25%
Chuaquero	593,747.4	95.0	71.33%	59.19%	71.04%	74.56%	65.25%	75.90%	75.33%
Canal	858,496.9	128.6	76.22%	79.02%	71.63%	78.56%	64.61%	73.33%	62.01%
Malpaso	242,215.7	48.0	57.58%	58.84%	48.03%	56.14%	43.80%		
Gallito Ciego	205,915.8	38.1	61.62%	57.52%	53.62%				
Panamá	23,283.6	4.5	59.17%						
Huanco	1,170,300.5	247.3	54.01%	50.56%	42.99%	45.25%	34.72%	43.07%	38.57%
Chango	214,600.8	42.6	57.50%	49.91%					
May	724,762.5	150.9	54.83%	32.08%					
Hercules	1,058,975.7	170.3	73.02%	62.44%					
Acosta	95,388.2	34.9	48.95%	35.69%	29.00%				
Chupichu (1)	319,644.1	92.3	62.04%						
Merca	6,378.6	0.8	93.32%	92.28%	94.00%				
San Gabán	734,880.9	112.9	74.31%	57.54%	44.00%				
<b>Centrales Termoeléctricas</b>									
Alacas	297,037.3	144.0	23.55%	33.01%	49.16%	35.93%	77.61%		
San Nicolás (2)	11,456.9	64.8	2.02%	0.20%	0.50%	20.83%	75.05%		
DS Sullena	880.9	11.1	0.91%	1.16%	0.78%	2.40%	49.88%	39.69%	43.92%
DS Piura	3,270.0	27.3	1.37%	3.05%	3.41%	6.67%	42.77%	40.17%	40.75%
DS Paite	592.1	9.2	0.74%	0.60%	0.73%	2.17%	43.50%	40.47%	39.83%
DS Chudayo	1,748.3	25.2	0.79%	2.35%	2.59%	6.40%	38.10%	40.81%	44.45%
G Westinghouse	9,410.2	122.0	0.83%	0.97%	2.56%	0.35%	33.14%	3.51%	
G Ventanilla	9,213.3	328.1	0.32%	0.07%	0.73%	6.63%	71.51%	16.48%	35.27%
G UTI	7,918.1	141.7	0.64%	1.14%	2.35%	2.10%	5.03%	4.75%	9.25%
G Aguaytia	447,113.9	156.6	32.59%	18.97%	22.65%	54.64%			
G Trujillo	409.3	21.2	0.22%	0.15%	0.29%	0.95%	1.27%	2.39%	5.73%
Pacasmayo	8,542.6	24.6	3.97%	5.45%	7.63%				
G Piura	170.8	21.1	0.09%	0.00%	0.10%	1.53%	0.72%	1.17%	1.55%
G Chimbote	932.5	62.3	0.17%	0.02%	0.28%	0.35%	0.26%	0.30%	3.14%
Umbas (3)	22,381.3	18.3	16.62%						
Urupal	0.0	13.9	0.00%	0.08%	80.00%				
Ullina	7,959.6	47.2	1.94%	16.35%	82.00%				
Molendo Miraflores	10,985.3	31.3	4.00%	33.80%					
Jalando TG	728.6	71.5	0.12%	0.54%					
ILO TV2	23,660.1	22.9	11.81%	23.93%	60.00%				
ILO TV3	187,698.5	67.0	31.96%	63.07%	84.00%				
LO TV4	123,905.9	59.5	23.79%	52.88%	75.00%				
LO Catkero	263.7	3.4	0.89%	7.30%	39.00%				
ILO TG	11,003.2	70.4	1.78%	8.40%					
ILO 2 TV1	333,783.0	141.5	46.63%	56.78%					
Galana	44,031.8	25.3	19.64%	44.60%					
Moquegua	180.4	0.8	2.49%	2.58%	42.00%				
Dalacrespa	280.1	11.8	0.27%	1.01%					
Bellavista	120.7	5.7	0.24%	1.75%	30.00%				
aparachi	173.2	5.4	0.36%	2.22%	25.00%				
Antaya	1,164.0	17.4	0.76%	4.80%					
San Rafael	4,412.1	4.9	10.21%	32.92%	8.00%				

1. El factor de planta de las centrales hidroeléctricas de la C.T. Moquegua se compone de la operación con sus turbinas y del bombeo de agua.  
2. El factor de planta de las centrales de la C.T. Ventanilla se compone de la operación de sus turbinas y de la planta de generación de vapor.

CENTRALES ELECTRICAS DEL SINAC ( Enero - Diciembre 2001 )  
Factor de Planta Anual de Centrales



1. El factor de planta de las centrales hidroeléctricas de la C.T. Moquegua se compone de la operación con sus turbinas y del bombeo de agua.  
2. El factor de planta de las centrales de la C.T. Ventanilla se compone de la operación de sus turbinas y de la planta de generación de vapor.  
3. El factor de planta de las centrales de la C.T. Huancayo se compone de la operación de sus turbinas y de la planta de generación de vapor.

**CUADRO C1.3.1  
FACTORES DE CARGA Y RELACION MIN/MAX DEL SINAC - 2001**

Mes	Potencia Máxima ( MW )	Producción Energía ( GWh )	Factor de carga	Relación Min/Max
ENERO	2,606.8	1,515.5	0.7814	0.5017
FEBRERO	2,623.6	1,397.4	0.7926	0.6218
MARZO	2,641.8	1,549.3	0.7882	0.6060
ABRIL	2,694.1	1,480.2	0.7631	0.5635
MAYO	2,673.2	1,551.2	0.7800	0.5494
JUNIO	2,676.6	1,503.6	0.7802	0.4302
JULIO	2,685.5	1,556.1	0.7788	0.5503
AGOSTO	2,669.8	1,563.0	0.7869	0.2845
SETIEMBRE	2,694.1	1,541.3	0.7946	0.5892
OCTUBRE	2,740.8	1,615.6	0.7923	0.6069
NOVIEMBRE	2,768.8	1,569.3	0.7872	0.5919
DICIEMBRE	2,792.2	1,620.2	0.7799	0.5294
<b>ANUAL</b>	<b>2,792.2</b>	<b>18,462.8</b>	<b>0.7548</b>	<b>0.4684</b>

El valor mínimo de la demanda de junio y agosto, no se considera en la relación Min/Max anual, por deberse a fallas en el Sistema.

**CENTRALES ELECTRICAS DEL SINAC 2001  
Factor de carga**

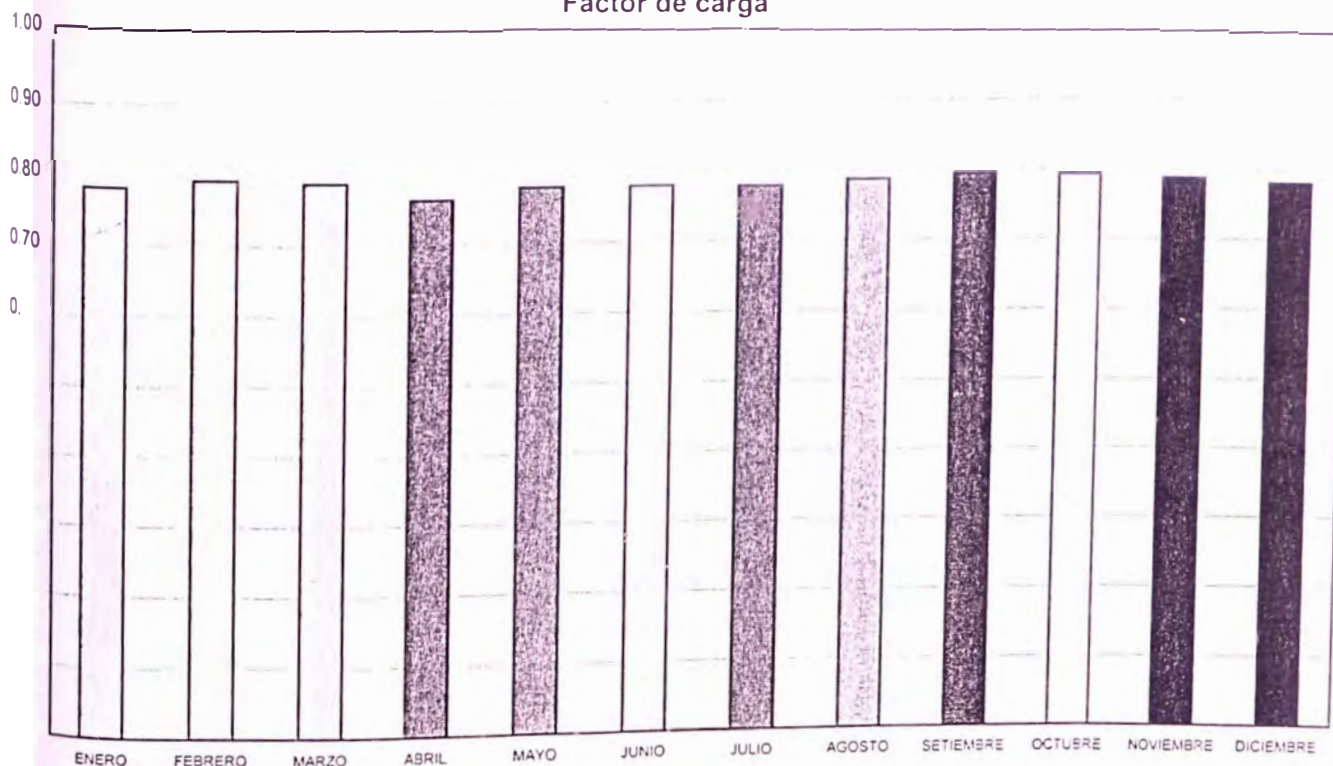


GRAFICO F1.3.1

DIAGRAMA DE DURACION ANUAL 2001

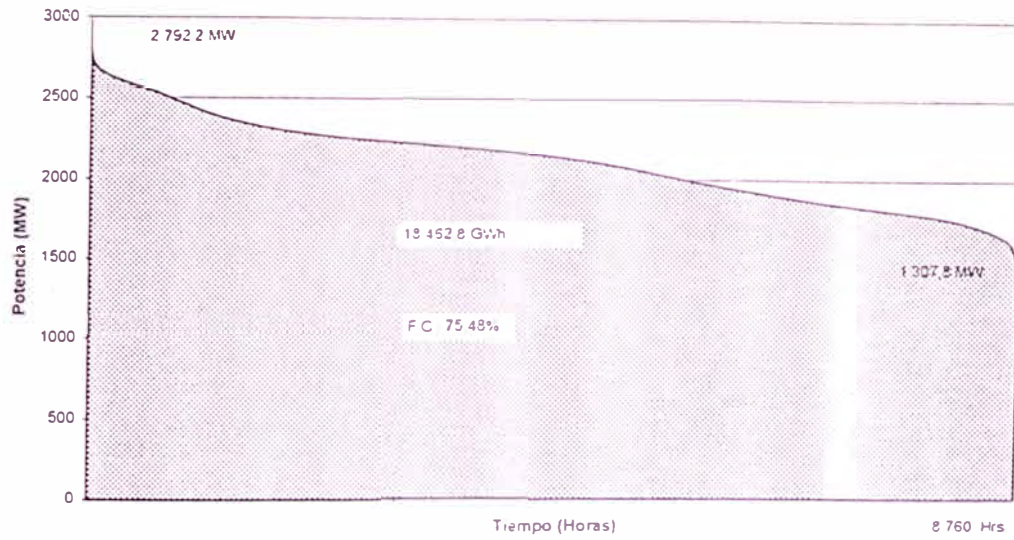


GRAFICO F1.3.2

DIAGRAMA DE CARGA SINAC  
MAXIMA Y MINIMA DEMANDA 2001

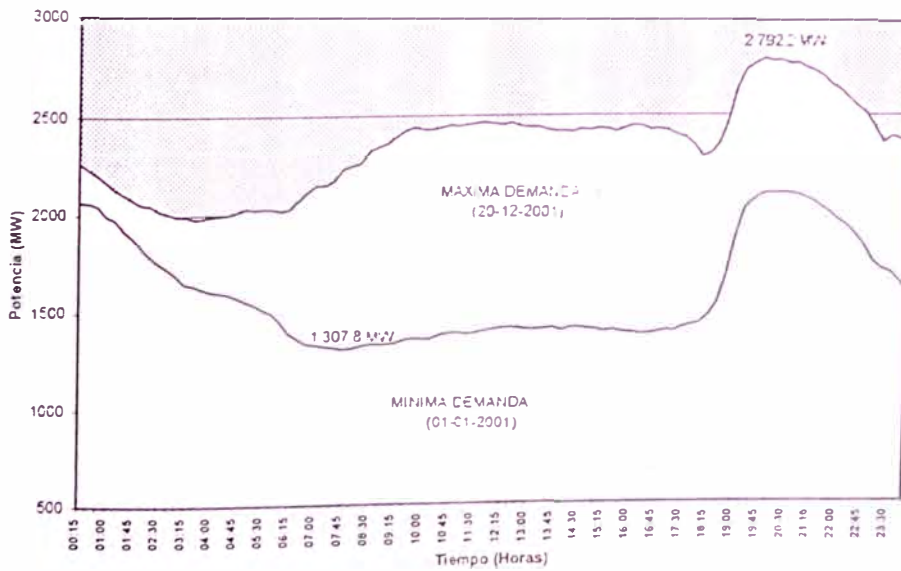
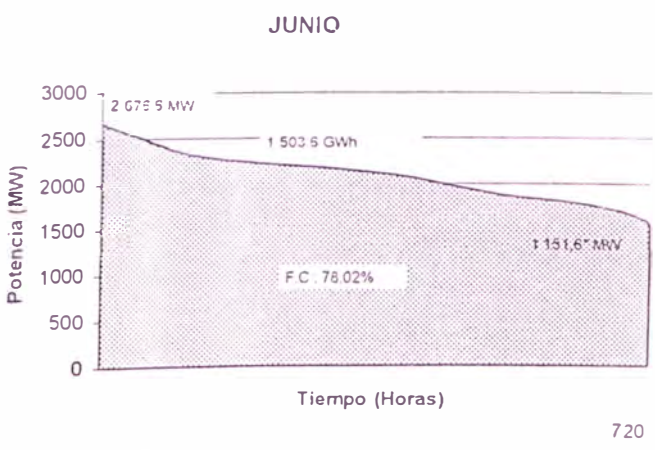
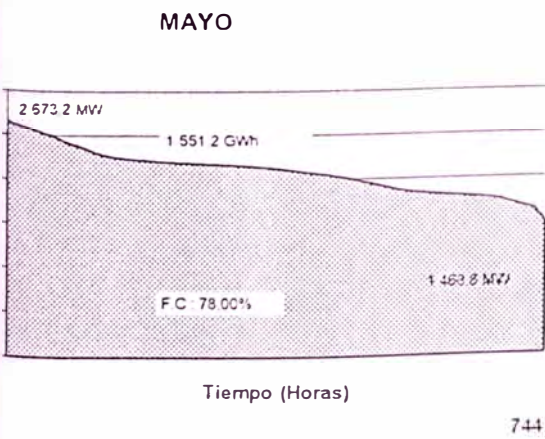
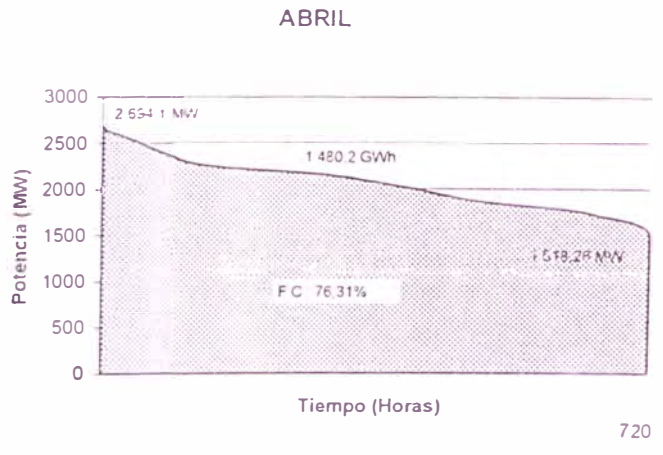
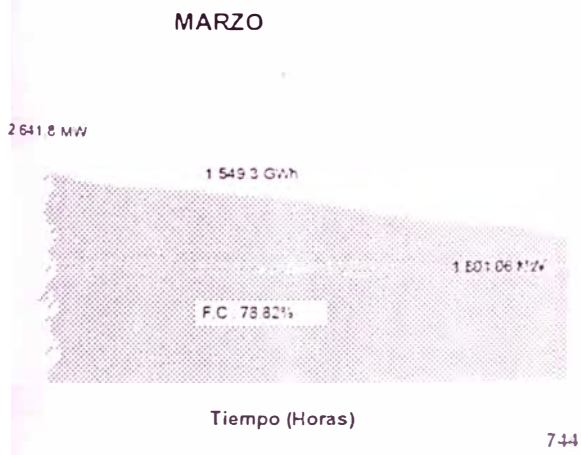
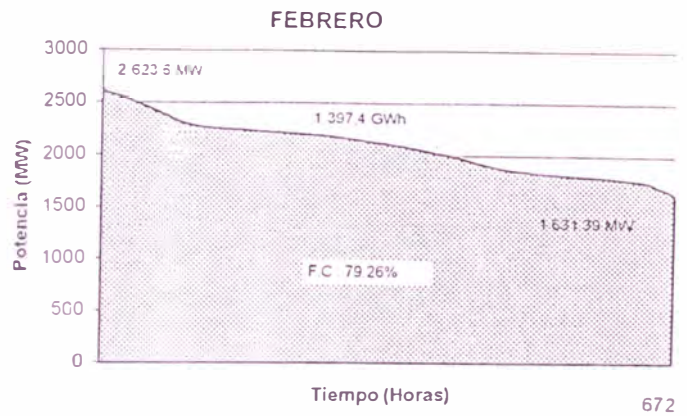
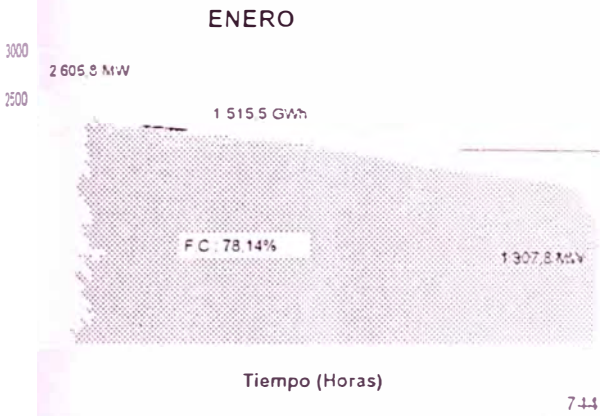




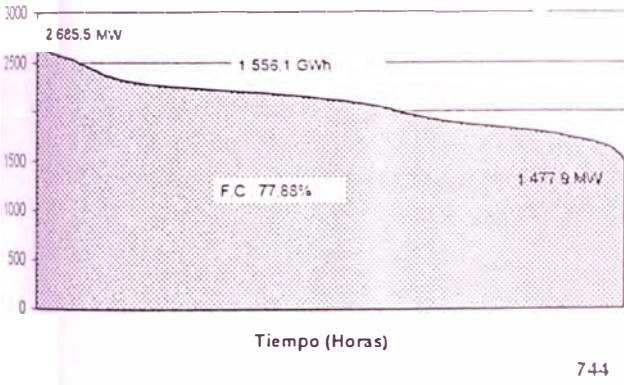
GRAFICO F1.3.3  
DIAGRAMA DE DURACION MENSUAL SINAC - 2001



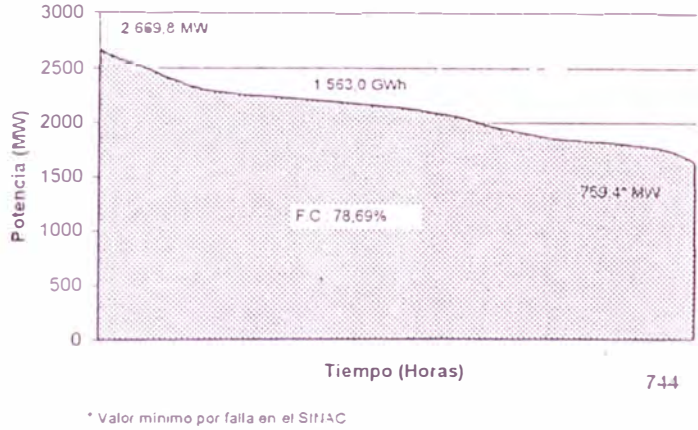
\* Valor mínimo por falla en el SINAC

GRAFICO F1.3.4  
 DIAGRAMA DE DURACION MENSUAL SINAC - 2001

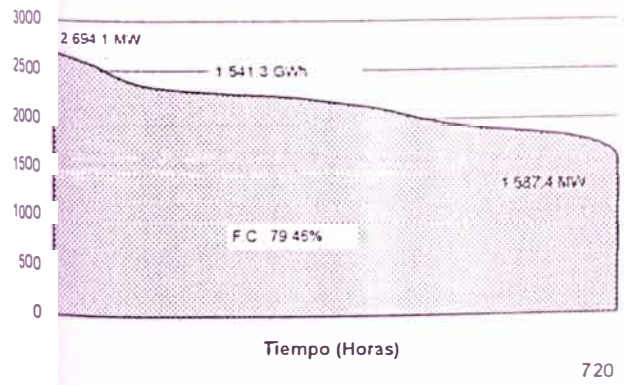
JULIO



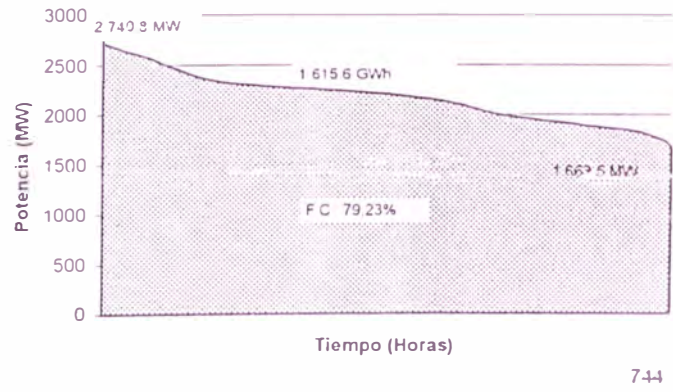
AGOSTO



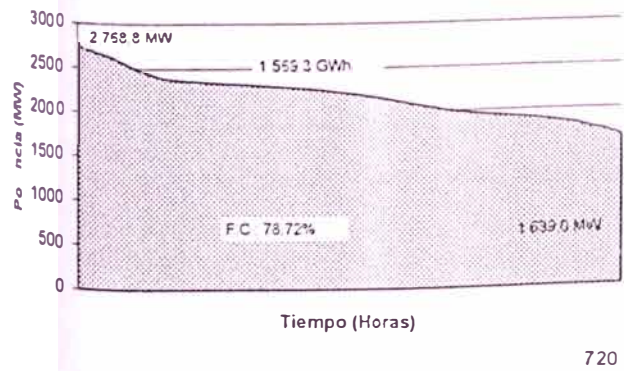
SETIEMBRE



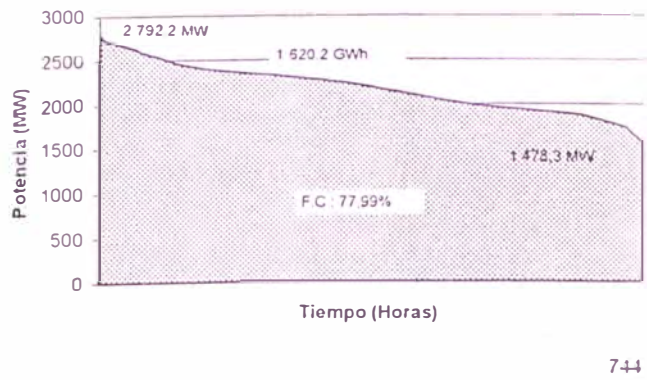
OCTUBRE



NOVIEMBRE



DICIEMBRE



CUADRO C1.4.1

PRODUCCION TERMOELECTRICA, CONSUMO DE  
COMBUSTIBLE Y RENDIMIENTO

2001

EMPRESA	Agua (GWh)	%	Combustible (mill. gal)	%	Rendimiento (kWh/gal)
<b>C. Líquidos</b>					
ETEVENSA	9.21	2.50	768.86	2.68	11.98
EGENOR	8.00	2.17	673.67	2.35	11.88
EDEGEL	17.33	4.70	1,707.07	5.96	10.15
SHOUGESA	11.50	3.12	1,041.05	3.64	11.04
CNP ENERGIA	8.54	2.32	669.19	2.34	12.77
ELECTROPER	22.38	6.07	1,288.69	4.50	17.37
EGASA	19.71	5.34	1,287.64	4.50	15.31
ENERSUR*	221.80	60.13	18,049.78	63.02	12.29
EGESUR	44.21	11.99	2,685.04	9.38	16.47
EGEMSA	0.28	0.08	24.79	0.09	11.30
SAN GABAN	5.87	1.59	443.87	1.55	13.22
<b>Total</b>	<b>368.84</b>	<b>100.00</b>	<b>28,639.65</b>	<b>100.00</b>	
<b>Gas natural</b>					
			(mill. pies cúb.)		(kWh/kpc)
EEPSA	297.04	39.92	3,944.63	42.46	75.30
TERMOSELVA	447.11	60.08	5,344.93	57.54	83.65
<b>TOTAL</b>	<b>744.15</b>	<b>100.00</b>	<b>9,289.56</b>	<b>100.00</b>	
<b>Carbón</b>					
			(miles-ton.)		(KWh/Kg)
ENERSUR	338.78	100.00	122.09	100.00	2.77
<b>TOTAL</b>	<b>338.78</b>	<b>100.00</b>	<b>122.09</b>	<b>100.00</b>	

\* Se descuenta la energía producida por el caldero de recuperación de la CT Ilo1



CUADRO C1.4.2

POTENCIA EFECTIVA, RENDIMIENTO PROMEDIO ANUAL Y  
CONSUMO ESPECIFICO NOMINAL

2001

Proyecto	Potencia Efectiva (MW)	Rendimiento Promedio (KWh/año)	Consumo Específico (kg/kWh)
TG Chimbote	62.31	7.23	0.346
TG Trujillo	21.18	8.52	0.343
TG Piura	21.11	8.84	0.347
TG Santa Rosa UT	105.66	9.51	0.301
TG Santa Rosa BE	36.04	5.32	0.501
TG Santa Rosa W	121.96	11.02	0.260
GD Piura	27.28	13.95	0.222
GD Chiclayo Oeste	25.23	14.11	0.225
GD Sullana	11.06	12.70	0.240
GD Paita	9.17	11.89	0.254
TG Ventanilla	328.08	11.98	0.237
TV San Nicolás	63.59	11.01	0.305
TGN4 Malacas (1)	97.279	75.30	12.610
GD Pacasmayo	24.59	12.77	0.250
CT Aguaytia (1)	156.62	83.65	11.308
CT Chilina	47.17	15.01	0.317
Mollendo Mirrlees	31.32	16.80	0.223
Mollendo TG1, TG	71.54	7.23	0.274
ILO Turbinas a Va	149.36	25.45	0.146
ILO Catkato	3.40	15.15	0.198
ILO Turbinas a Ga	70.37	11.35	0.295
ILO 2 TV1 (2)	141.47	2.77	0.365
CT Calana	25.34	16.48	0.210
CT Moquegua	0.83	13.22	0.233
TG Malacas Diese	46.69	0.00	0.354
CT Dolorespata	11.76	11.30	0.240
CT Bellavista	5.72	12.87	0.232
CT Taparachi	5.43	11.61	0.232
CT Tintaya	17.43	13.87	0.234
CT San Rafael	4.94	13.14	0.278
CT Verdún	2.32	-	0.236
CT Trupal	13.86	-	0.455
CT Tumbes	18.34	17.37	0.206

Notas:

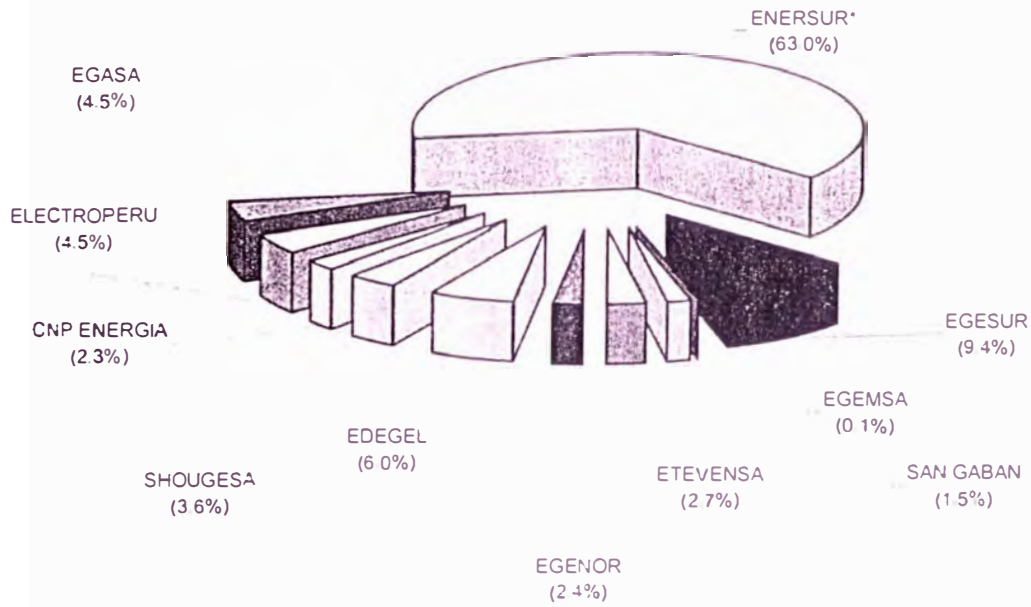
(1) El rendimiento en KWh/ kpc y el consumo específico pc/kWh

(2) El rendimiento en KWh/Kg



GRAFICO F1.4.1

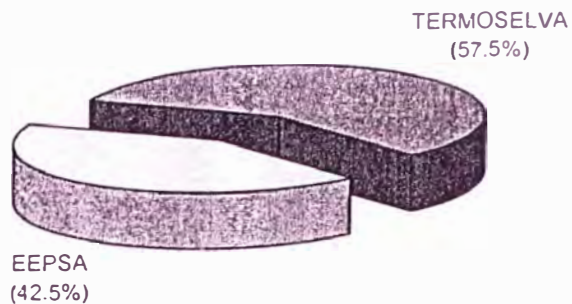
CONSUMO DE COMBUSTIBLES LIQUIDOS  
2001



Total: 28 639,65 miles glns.

\* Se descuenta la energía producida por el caldero de recuperación de la CT Ilo1

CONSUMO DE COMBUSTIBLE GAS NATURAL  
2001



Total: 9 289,56 mill. de p.c.

			<b>219,580.0</b>			<b>0</b>	<b>1,248.0</b>	<b>71,975.0</b>	<b>103,704.0</b>	<b>0.0</b>	<b>1</b>				
	TG Rosa UTI D2	70,452.6	94,223.3	276,386.7	136	6	53,583.0	474.2	7,896.2	59,702.0	0.0	52,566.0	19,925.0	34,535.4	806,550.0
	TG Santa Rosa BBC D	701.4	671.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,515.4	44,002.0	0.0	0.0	0.0	0.0	46,889.7
	TG Santa Rosa WTC D	0.0	124,685.7	224,188.3	280,072.4	0.0	773.8	62,563.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	161,344.6	853,628.3
<b>GENOR</b>	<b>TOTAL D2+R6</b>	<b>55,728.0</b>	<b>79,145.0</b>	<b>25,343.0</b>	<b>51,020.0</b>	<b>37,877.0</b>	<b>7,596.0</b>	<b>116,519.0</b>	<b>74,085.0</b>	<b>45,640.0</b>	<b>105,389.0</b>	<b>15,178.0</b>	<b>60,146.0</b>	<b>673,666.0</b>	<b>673,666.0</b>
	Total Diesel D2	55,728.0	79,145.0	25,343.0	51,020.0	37,877.0	7,596.0	116,519.0	74,085.0	45,640.0	105,389.0	15,178.0	60,146.0	673,666.0	673,666.0
	Total Residual R6	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
	<b>C. T. PIURA</b>	<b>26,493.0</b>	<b>33,576.0</b>	<b>15,728.0</b>	<b>20,837.0</b>	<b>5,056.0</b>	<b>5,515.0</b>	<b>52,719.0</b>	<b>35,021.0</b>	<b>27,910.0</b>	<b>22,867.0</b>	<b>1,935.0</b>	<b>6,007.0</b>	<b>253,664.0</b>	<b>253,664.0</b>
	GD Diesel	26,493.0	33,576.0	15,728.0	20,837.0	5,056.0	5,515.0	52,719.0	35,021.0	27,910.0	22,867.0	1,935.0	6,007.0	253,664.0	253,664.0
	Diesel D2	26,493.0	33,576.0	15,728.0	20,837.0	5,056.0	5,515.0	52,719.0	35,021.0	27,910.0	4,420.0	1,055.0	6,007.0	234,337.0	234,337.0
	Residual R6	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
	<b>TG Piura D2</b>	<b>10,463.0</b>	<b>9,145.0</b>	<b>915.0</b>	<b>5,236.0</b>	<b>1,563.0</b>	<b>815.0</b>	<b>17,710.0</b>	<b>10,798.0</b>	<b>3,311.0</b>	<b>4,697.0</b>	<b>385.0</b>	<b>4,312.0</b>	<b>69,350.0</b>	<b>69,350.0</b>
	GD SULLANA D2	10,463.0	9,145.0	915.0	5,236.0	1,563.0	815.0	17,710.0	10,798.0	3,311.0	4,697.0	385.0	4,312.0	69,350.0	69,350.0
	GD PAITA D2	4,133.0	4,577.0	448.0	15,779.0	1,241.0	684.0	7,464.0	6,278.0	4,926.0	4,061.0	224.0	0.0	49,815.0	49,815.0
	<b>GD CHICLAYO OESTE</b>	<b>12,040.0</b>	<b>31,075.0</b>	<b>7,874.0</b>	<b>2,170.0</b>	<b>3,137.0</b>	<b>582.0</b>	<b>37,873.0</b>	<b>12,450.0</b>	<b>8,013.0</b>	<b>7,184.0</b>	<b>48.0</b>	<b>1,453.0</b>	<b>123,899.0</b>	<b>123,899.0</b>
	Diesel D2	12,040.0	31,075.0	7,874.0	2,170.0	3,137.0	582.0	37,873.0	12,450.0	8,013.0	7,184.0	48.0	1,453.0	123,899.0	123,899.0
	Residual R6	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
	<b>TG CHIMBOTE D2</b>	<b>2,150.0</b>	<b>772.0</b>	<b>0.0</b>	<b>6,689.0</b>	<b>15,268.0</b>	<b>0.0</b>	<b>444.0</b>	<b>6,024.0</b>	<b>0.0</b>	<b>47,231.0</b>	<b>1,967.0</b>	<b>48,374.0</b>	<b>128,919.0</b>	<b>128,919.0</b>
	GD TRUJILLO D2	2,150.0	772.0	0.0	6,689.0	15,268.0	0.0	444.0	6,024.0	0.0	47,231.0	1,967.0	48,374.0	128,919.0	128,919.0
	TG TRUJILLO D2	449.0	0.0	378.0	309.0	11,612.0	0.0	309.0	3,514.0	1,480.0	19,349.0	10,619.0	0.0	48,019.0	48,019.0
	C.T. TRUPAL R6	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
<b>ETEVENSA</b>	<b>TOTAL</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>26,174.8</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>246,123.8</b>	<b>0.0</b>	<b>496,566.0</b>	<b>766,864.0</b>	<b>766,864.0</b>
	TG Ventanilla D2	0.0	0.0	26,174.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	246,123.8	0.0	496,566.0	766,864.0	766,864.0
<b>RMOSELVA</b>	<b>TOTAL</b>	<b>23,360.4</b>	<b>88,968.6</b>	<b>141,070.3</b>	<b>16,755.2</b>	<b>133,755.7</b>	<b>561,005.5</b>	<b>1,060,441.4</b>	<b>1,176,355.8</b>	<b>1,016,805.4</b>	<b>678,423.0</b>	<b>314,703.1</b>	<b>133,287.9</b>	<b>5,344,932.1</b>	<b>5,344,932.1</b>
	TG Aguaytia (1)	23,360.4	88,968.6	141,070.3	16,755.2	133,755.7	561,005.5	1,060,441.4	1,176,355.8	1,016,805.4	678,423.0	314,703.1	133,287.9	5,344,932.1	5,344,932.1
<b>EEPSA</b>	<b>TG Malacas (1)</b>	<b>189,709.9</b>	<b>102,181.8</b>	<b>204,630.0</b>	<b>151,062.9</b>	<b>203,731.9</b>	<b>226,428.1</b>	<b>522,038.1</b>	<b>617,544.6</b>	<b>616,527.4</b>	<b>601,518.5</b>	<b>279,396.4</b>	<b>229,859.3</b>	<b>3,944,628.8</b>	<b>3,944,628.8</b>
	TGN4	144,172.2	102,181.8	166,635.7	132,138.8	178,253.0	212,221.0	488,366.1	506,515.8	610,068.1	601,418.5	279,396.4	224,881.9	3,736,249.4	3,736,249.4
	TG1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4,151.3	115.0	100.0	0.0	681.5	5,047.8	5,047.8
	TG2	45,537.7	0.0	14,805.2	11,748.1	14,178.1	7,927.7	13,584.6	14,261.7	4,458.8	0.0	0.0	1,806.0	128,407.9	128,407.9
	TG3	0.0	0.0	23,189.0	7,178.0	11,300.8	6,279.4	20,087.4	2,615.8	1,885.5	0.0	0.0	2,389.9	74,923.7	74,923.7
	<b>TG Malacas D2</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>26,843.0</b>	<b>26,843.0</b>	
	TGN4	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
	TG1	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
	TG2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	92.0	92.0	92.0
	TG3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11,347.0	11,347.0	11,347.0
	GD Verdun D2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15,404.0	15,404.0	15,404.0
	V9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	550.0	550.0	550.0
<b>SHOUGESA</b>	<b>TOTAL</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>64,754.8</b>	<b>0.0</b>	<b>90,579.7</b>	<b>0.0</b>	<b>2,089.5</b>	<b>19,456.2</b>	<b>63,436.8</b>	<b>96,306.0</b>	<b>111,090.0</b>	<b>593,339.5</b>	<b>1,041,052.3</b>	<b>1,041,052.3</b>
	C.T. San Nicolás (R500)	0.0	0.0	64,754.8	0.0	90,579.7	0.0	2,089.5	19,456.2	63,436.8	96,306.0	111,090.0	593,339.5	1,041,052.3	1,041,052.3
<b>NP ENERGIA</b>	<b>TOTAL</b>	<b>56,001.2</b>	<b>84,173.5</b>	<b>53,486.0</b>	<b>32,343.3</b>	<b>21,999.6</b>	<b>12,201.7</b>	<b>175,211.8</b>	<b>132,151.0</b>	<b>64,379.8</b>	<b>6,762.1</b>	<b>15,594.6</b>	<b>14,880.8</b>	<b>669,185.5</b>	<b>669,185.5</b>
	GD Pacasmayo D2	18,465.3	28,192.2	18,383.8	11,440.9	6,831.8	4,372.0	24,782.3	15,775.5	7,296.6	3,918.4	8,109.0	6,223.5	153,780.0	153,780.0
	Pacasmayo R6	37,535.9	55,981.3	35,102.4	20,893.4	15,168.0	7,829.8	150,449.5	116,375.5	57,083.2	2,843.7	7,485.6	8,657.3	515,405.5	515,405.5
<b>ELECTROPERU</b>	<b>TOTAL D2 + R6</b>	<b>27,308.0</b>	<b>70.0</b>	<b>60,834.0</b>	<b>58,834.0</b>	<b>27,639.0</b>	<b>63,116.0</b>	<b>358,409.0</b>	<b>310,811.0</b>	<b>212,011.0</b>	<b>117,975.0</b>	<b>23,768.0</b>	<b>27,912.0</b>	<b>1,288,885.0</b>	<b>1,288,885.0</b>
	Tumbes D2	6,462.0	70.0	18,405.0	12,296.0	7,750.0	11,063.0	11,055.0	20,009.0	14,974.0	15,910.0	7,830.0	5,942.0	131,792.0	131,792.0
	Tumbes R6	20,826.0	0.0	42,429.0	46,538.0	19,889.0	52,047.0	347,354.0	290,802.0	197,037.0	102,065.0	15,936.0	21,970.0	1,156,893.0	1,156,893.0
<b>SUB TOTAL 1</b>	<b>Total Diesel</b>	<b>151,629.3</b>	<b>326,987.2</b>	<b>586,881.4</b>	<b>491,643.9</b>	<b>106,041.8</b>	<b>24,285.0</b>	<b>224,311.3</b>	<b>1,213,573.5</b>	<b>67,910.8</b>	<b>423,907.2</b>	<b>51,042.0</b>	<b>791,600.5</b>	<b>3,462,013.6</b>	<b>3,462,013.6</b>
	Total Residual R6	58,361.9	55,981.3	77,531.4	87,431.4	35,057.0	59,878.8	497,803.5	407,177.5	254,129.2	104,908.7	23,421.0	30,627.3	1,672,298.5	1,672,298.5
	Total R500	0.0	0.0	64,754.8	0.0	90,579.7	0.0	2,089.5	19,456.2	63,436.8	96,306.0	111,090.0	593,339.5	1,041,052.3	1,041,052.3
	Total Gas Natural (1)	213,070.3	191,150.4	345,700.3	167,818.1	337,467.8	787,433.6	1,582,479.5	1,793,900.2	1,633,332.8	1,279,941.5	594,099.5	383,147.2	9,289,560.9	9,289,560.9

(1) Gas natural expresado en miles de pies cúbicos

(2) Vapor producido por los calderos de la CT Ilo I

	Mirless R500	0,0	33,795,0	65,521,0	8,931,0	0,0	0,0	259,783,0	108,433,0	101,136,0	23,164,0	0,0	0,0	600,7
	Molledo TG D2	0,0	0,0	0,0	5,563,0	0,0	0,0	46,907,0	0,0	6,962,0	8,332,0	0,0	32,968,0	100,732,0
	C.T. Chilina D2+R500	5,118,0	28,753,0	27,598,0	15,275,0	14,953,0	35,810,0	176,359,0	80,692,0	100,999,0	22,183,0	9,225,0	16,083,0	533,048,0
	Sulzer D2	4,608,0	20,620,0	17,046,4	12,588,5	12,206,2	12,918,1	29,633,3	21,190,0	25,702,3	11,358,7	8,646,3	14,864,4	191,382,2
	Sulzer R500	510,0	1,409,0	10,551,6	2,686,5	2,746,8	7,434,9	126,020,7	58,302,0	75,296,7	10,824,3	578,7	1,218,6	297,579,8
	Vapor R500	0,0	6,724,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,705,0	1,200,0	0,0	0,0	0,0	0,0	28,629,0
	C Combinado D2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,457,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,457,0
RSUR	TOTAL D2+R500	739,502,4	827,108,2	744,063,5	883,017,1	882,987,9	1,748,436,9	2,948,657,5	3,758,989,4	2,028,098,8	2,525,251,1	722,387,7	865,095,2	18,049,775,8
	TOTAL Vapor (klb)	163,137,0	148,938,0	121,904,0	153,848,0	242,784,9	161,429,1	188,114,9	187,120,0	178,600,0	182,328,0	166,416,0	171,904,0	2,048,501,8
	TOTAL Carbón (t)	17,959,8	1,259,0	10,919,0	5,848,0	13,481,1	21,834,9	0,0	0,0	0,0	14,524,7	25,917,4	10,350,0	122,091,7
	C.T. Ilo 1 D2+R500	653,827,9	514,608,7	676,225,1	573,790,6	620,207,6	1,732,512,5	2,948,857,5	3,756,989,4	2,026,098,8	2,311,749,8	685,056,2	818,173,6	17,318,098,7
	TVs - R500	648,473,8	500,696,7	668,538,5	571,548,6	616,959,2	1,253,778,8	2,528,626,6	3,714,935,3	1,994,868,4	2,303,134,0	675,462,5	812,526,7	16,289,549,8
	TVs - D2	4,368,0	4,505,3	3,002,2	335,2	3,047,1	6,684,7	708,5	8,269,8	5,667,9	3,523,0	1,505,3	448,1	42,065,1
	Calkato D2	986,1	2,697,3	2,784,0	519,8	201,3	623,4	3,873,9	2,880,9	1,272,4	0,0	77,2	1,494,2	17,410,4
	Turbinas a Gas D2	0,0	6,709,4	1,900,4	1,387,1	0,0	471,426,6	415,648,5	30,903,4	24,290,1	5,092,9	8,011,2	3,704,6	969,074,2
	C.T. Ilo 1 Vapor (klb)	163,137,0	148,938,0	121,904,0	153,848,0	242,784,9	161,429,1	188,114,9	167,120,0	178,600,0	182,328,0	166,416,0	171,904,0	2,046,501,8
	C.T. Ilo 2 D2	85,674,5	112,499,5	67,838,4	89,226,5	62,780,3	15,921,5	6,0	0,0	0,0	213,501,3	37,311,5	46,921,6	731,677,2
	C.T. Ilo 2 Carbón (t)	17,959,8	1,259,0	10,919,0	5,848,0	13,481,1	21,834,9	0,0	0,0	0,0	14,524,7	25,917,4	10,350,0	122,091,7
EGESUR	TOTAL D2+R8	110,202,7	151,810,0	218,665,0	110,190,0	97,986,0	208,928,0	802,478,0	530,688,0	380,081,0	177,023,0	39,790,4	59,424,0	2,685,044,1
	C.T. Calana D2 + R6	109,691,0	149,511,0	216,745,0	109,582,0	97,754,0	204,352,0	598,106,0	530,339,0	379,628,0	176,533,0	59,369,0	2,671,400,4	
	Calana D2	23,844,0	25,482,0	30,736,0	22,747,0	19,104,0	19,296,0	22,830,0	27,735,0	22,281,0	20,113,0	12,834,0	15,281,0	262,263,0
	Calana R6	85,847,0	124,029,0	186,009,0	86,835,0	78,650,0	185,056,0	575,276,0	502,604,0	357,367,0	156,420,0	26,956,4	44,088,0	2,409,137,4
	C.T. Moquegua D2	511,7	2,099,0	1,920,0	608,0	232,0	2,574,0	4,372,0	329,0	453,0	490,0	55,0	13,643,7	
EGEMSA	TOTAL D2	1,298,2	3,839,9	5,709,3	4,370,3	1,882,1	400,8	0,0	97,6	138,6	6,496,6	21,5	539,4	24,794,3
	C.T. Dolorespata	1,298,2	3,839,9	5,709,3	4,370,3	1,882,1	400,8	0,0	97,6	138,6	6,496,6	21,5	539,4	24,794,3
SAN GABAN	TOTAL D2	141,182,3	133,294,9	28,088,5	7,908,3	10,548,3	13,863,5	20,527,4	29,388,8	14,292,2	21,258,6	17,569,9	8,257,7	443,874,4
	C.T. Bellavista	764,0	488,0	2,703,0	255,0	1,373,0	370,0	1,658,0	412,0	393,0	374,0	245,0	347,0	9,382,0
	C.T. Taparachi	699,7	581,4	2,700,4	383,5	1,833,2	306,9	2,285,2	391,4	710,4	1,936,2	2,089,2	1,002,0	14,919,5
	C.T. Tintaya	10,113,6	15,397,3	14,200,8	7,167,8	7,342,1	335,5	4,377,8	14,930,0	871,9	3,701,5	665,8	4,813,7	83,917,8
	C.T. San Rafael	129,604,9	116,828,2	6,484,3	0,0	0,0	12,651,1	12,206,3	13,653,4	12,317,0	15,244,9	14,569,9	2,095,0	335,655,0
SUB TOTAL 2	Total Diesel 2	262,472,9	319,881,3	188,621,2	147,873,8	112,278,3	558,967,6	553,206,8	128,078,5	108,789,5	292,335,1	89,160,0	126,010,0	2,865,474,4
	Total Residual 6	85,847,0	124,029,0	188,009,0	88,835,0	78,850,0	185,058,0	575,278,0	502,804,0	357,387,0	158,420,0	26,958,4	44,088,0	2,409,137,4
	Total R500	648,983,8	542,824,7	744,811,1	583,188,1	819,708,0	1,261,213,7	2,935,135,3	3,882,870,3	2,171,301,1	2,337,122,3	878,041,2	813,745,3	17,218,520,8
	Total Vapor (klb) (2)	183,137,0	148,938,0	121,904,0	153,848,0	242,784,9	161,429,1	188,114,9	167,120,0	178,600,0	182,328,0	166,416,0	171,904,0	2,046,501,8
	Total Carbón (t)	17,959,8	1,259,0	10,919,0	5,848,0	13,481,1	21,834,9	0,0	0,0	0,0	14,524,7	25,917,4	10,350,0	122,091,7

CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN LAS CENTRALES TERMOELECTRICAS DEL SINAC 2001

TOTAL	Total Diesel 2	262,472,9	319,881,3	188,621,2	147,873,8	112,278,3	558,967,6	553,206,8	128,078,5	108,789,5	292,335,1	89,160,0	126,010,0	2,865,474,4
SINAC	Total Residual 6	85,847,0	124,029,0	188,009,0	88,835,0	78,850,0	185,058,0	575,278,0	502,804,0	357,387,0	158,420,0	26,958,4	44,088,0	2,409,137,4
	Total R500	648,983,8	542,824,7	744,811,1	583,188,1	819,708,0	1,261,213,7	2,935,135,3	3,882,870,3	2,171,301,1	2,337,122,3	878,041,2	813,745,3	17,218,520,8
	Total Gas Natural (1)	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
	Total Vapor (klb) (2)	183,137,0	148,938,0	121,904,0	153,848,0	242,784,9	161,429,1	188,114,9	167,120,0	178,600,0	182,328,0	166,416,0	171,904,0	2,046,501,8
	Total Carbón (t)	17,959,8	1,259,0	10,919,0	5,848,0	13,481,1	21,834,9	0,0	0,0	0,0	14,524,7	25,917,4	10,350,0	122,091,7

(1) Gas Natural, expresado en miles de pies cúbicos

(2) Vapor producido por los calderos de la CT Ilo 1

1991	455.7	9,420.4		16,773.6														26,649.7
1992	13,309.2	34,324.1		12,691.8														60,325.1
1993	4,433.3	20,807.7	8,648.1	3,695.5				9,567.6		211.4	89.5							47,453.1
1994	4,872.6	13,173.4	25,406.1	6,464.7				65.5		5.2	44.8							50,032.3
1995	2,888.1	7,992.4	51,093.2	12,722.2				4,896.8		470.7	29.2							80,092.6
1996	375.2	7,992.4	23,439.6	17,265.7				17,788.4		7,708.8	77.8							74,647.9
1997	0.0	33,583.7	59,845.2	16,953.4	13,332.4		157.3	6,464.7	29,249.9	6,365.4	29.1							166,456.0
1,998	0.0	2,339.4	26,673.4	2,949.1	9,600.1	465.9	873.4	29,475.9	66,909.0	7,443.9	8,055.4							154,785.5
1,999	714.5	4,749.1	2,664.9	1,416.4	187.0	0.0	1,292.1	33,057.5	69,658.1	9,482.9	4,884.7	4,545.2	132,652.4	6,628.3	3,900.0			
2,000	601.8	2,045.9	212.4	1,068.0	137.6	0.0	996.3	7,509.1	52,378.2	6,154.4	205.9	1,593.8	72,903.4	5,429.6	3,220.6	136.1		
2,001	1,288.7	1,707.1	768.9	673.7	1,041.1	0.0	669.2	1,287.6	18,049.8	2,685.0	24.8	443.9	28,639.7	3,944.6	5,344.9	122.1		

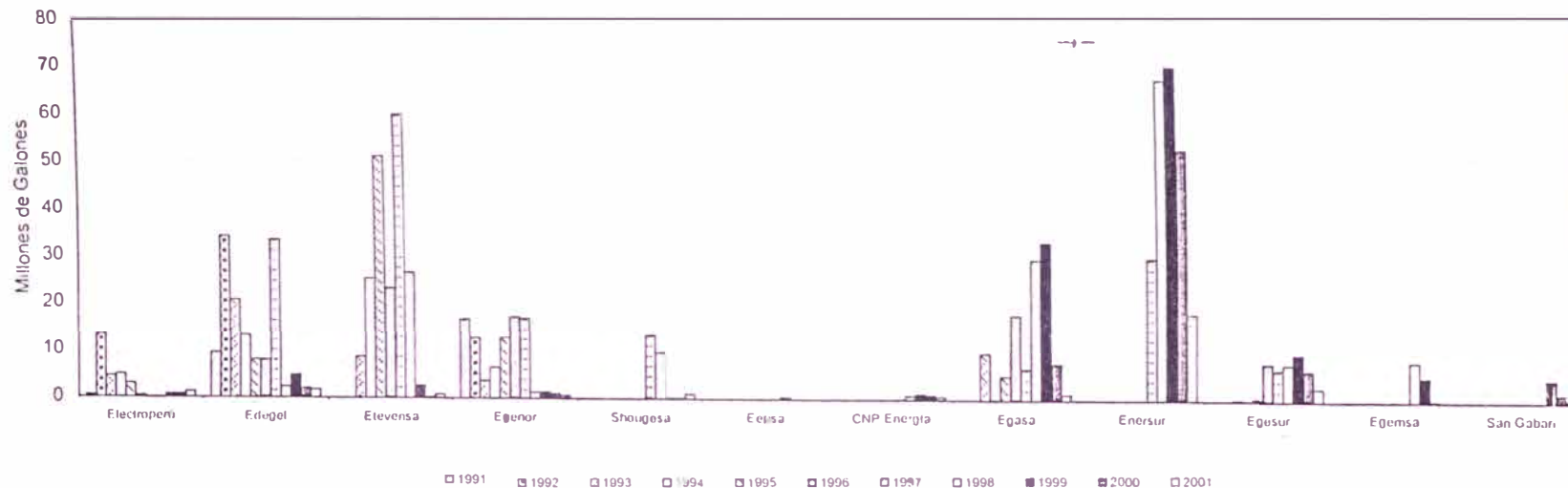
Nota:

(1) Combustibles líquidos: Diesel 2, R-6 y R500.

(2) Gas natural expresado en millones de pies cúbicos

(3) Miles de toneladas de carbón

## CONSUMO DE COMBUSTIBLES - SINAC 1991 - 2001





EMPRESA	POR BARRIL	COMBUSTIBLE																				
SHOUGESA	TV1 SHOUGESA	RESIDUAL 500	27.44	27.44	27.44	27.44	27.44	27.44	25.39	25.39	25.39	25.39	25.38	25.38	25.38	25.38	25.38	25.38	25.38	25.38	25.38	
	TV2 SHOUGESA	RESIDUAL 500	27.44	27.44	27.44	27.44	27.44	27.44	25.39	25.39	25.39	25.39	25.38	25.38	25.38	25.38	25.38	25.38	25.38	25.38	25.38	
	TV3 SHOUGESA	RESIDUAL 500	27.44	27.44	27.44	27.44	27.44	27.44	25.39	25.39	25.39	25.39	25.38	25.38	25.38	25.38	25.38	25.38	25.38	25.38	25.38	
	CUMMINS	DIESEL 2																				
TERMOSELVA	AGUAYTIA (111)	GAS NATURAL	2.72	2.72	2.72	2.72	2.72	2.72	2.81	2.81	2.81	2.81	2.81	2.81	2.81	2.81	2.81	2.81	2.81	2.81	2.81	
	AGUAYTIA (2:1)	GAS NATURAL	2.72	2.72	2.72	2.72	2.72	2.72	2.81	2.81	2.81	2.81	2.81	2.81	2.81	2.81	2.81	2.81	2.81	2.81	2.81	
CEPSA	MALACAS TGN-4 DIESEL	DIESEL 2	48.22	63.90	63.90	63.90	63.90	63.90	64.12	64.12	64.12	64.12	64.10	64.10	64.10	64.10	64.10	64.10	64.10	64.10	64.10	
	MALACAS TGN-4 (GAS) (1) MALACAS TGN-4 (GAS CON H2O) (1) VERDUJI	GAS NATURAL GAS CON AGUA RESIDUAL 6																				
ETEFENSA	IG VENTANILLA	DIESEL 2	40.20	54.64	54.64	54.64	54.64	47.51	47.51	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	
CORGLL	STA ROSARIBO	DIESEL 2	48.11	58.89	47.51	47.51	47.51	47.51	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	
	IG WEGMITHOUSE	DIESEL 2	48.11	58.89	47.51	47.51	47.51	47.51	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	
	IG S ROSA UTIS	DIESEL 2	48.11	58.89	47.51	47.51	47.51	47.51	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	
	IG S ROSA UTIS	DIESEL 2	48.11	58.89	47.51	47.51	47.51	47.51	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	
EGENOR	DS PAIJA	DIESEL 2	39.43	47.51	47.51	47.51	47.51	47.51	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	
	DS PIURA	DIESEL 2	44.42	47.51	47.51	47.51	47.51	47.51	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	
	DS PIURA2	DIESEL 2	44.42	47.51	47.51	47.51	47.51	47.51	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	
	DS CHICLAYO OESTF-D	DIESEL 2	40.27	47.87	47.87	47.87	47.87	47.87	48.03	48.03	48.03	48.03	48.03	48.02	48.02	48.02	48.02	48.02	48.02	48.02	48.02	48.02
	DS SULLANA	DIESEL 2	39.43	47.51	47.51	47.51	47.51	47.51	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67
	DS PAITA2	DIESEL 2	39.43	47.51	47.51	47.51	47.51	47.51	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67
	IG TRUJILLO	DIESEL 2	35.28	47.75	47.75	47.75	47.75	47.75	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91
	IG1 CHIMBOTE	DIESEL 2	35.28	47.75	47.75	47.75	47.75	47.75	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91
	IG2 CHIMBOTE	DIESEL 2	35.28	47.75	47.75	47.75	47.75	47.75	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91
	IG3 CHIMBOTE	DIESEL 2	35.28	47.75	47.75	47.75	47.75	47.75	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91	47.91
	IG PIURA	DIESEL 2	44.42	47.51	47.51	47.51	47.51	47.51	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67
	TRUPAL	DIESEL 2	27.85	25.89	25.89	25.89	25.89	25.89	25.98	25.98	25.98	25.98	25.98	25.97	25.97	25.97	25.97	25.97	25.97	25.97	25.97	25.97
ENERSUR	TV2 ENERSUR	RESIDUAL 500	27.77	25.5373	25.54	19.480	19.48	19.48	19.48	19.4750	19.48	19.480	19.47	10.4741	10.47	19.474	10.474	10.474	10.474	10.474	20.374	
	IG1 ILO	DIESEL 2	44.80	52.08	52.08	52.08	52.08	52.08	53.16	53.16	53.16	53.16	53.14	53.14	53.14	53.14	53.14	53.14	53.14	53.14	53.14	
	TV3 ENERSUR	RESIDUAL 500	27.77	25.54	25.54	19.48	19.48	19.48	19.48	19.48	19.48	19.48	19.47	10.47	10.47	19.47	10.47	10.47	10.47	10.47	20.37	
	TV4 ENERSUR	RESIDUAL 500	27.77	25.54	25.54	19.48	19.48	19.48	19.48	19.48	19.48	19.48	19.47	10.47	10.47	19.47	10.47	10.47	10.47	10.47	20.37	
	PATCATO (ENERSUR)	DIESEL 2	44.80	52.08	52.08	52.08	52.08	52.08	53.16	53.16	53.16	53.16	53.14	53.14	53.14	53.14	53.14	53.14	53.14	53.14	53.14	
	IG2 ILO	DIESEL 2	44.80	52.08	52.08	52.08	52.08	52.08	53.16	53.16	53.16	53.16	53.14	53.14	53.14	53.14	53.14	53.14	53.14	53.14	53.14	53.14
CNP ENERGIA	TV CARBON ILO 2 (2)	CARBON	40.37	40.37	40.37	40.37	40.37	40.37	40.37	40.37	40.37	40.37	40.37	40.37	40.37	40.37	40.37	40.37	40.37	40.37	40.37	
DS PACAS-SULZER	RESIDUAL 6	30.05	30.05	30.05	30.05	30.05	30.05	30.05	30.15	30.15	30.15	30.15	30.15	30.15	30.15	30.15	30.15	30.15	30.15	30.15	30.15	
	R6 - D2	33.81	35.04	35.04	35.04	35.04	35.04	35.04	35.16	35.16	35.16	35.16	35.16	35.16	35.16	35.16	35.16	35.16	35.16	35.16	35.16	
EGASA	SULZER CHILINA	DIESEL 2	28.99	27.78	27.78	27.78	27.78	27.78	27.88	27.88	27.88	27.88	27.87	27.87	27.87	27.87	27.87	27.87	27.87	27.87	27.87	
	TV1 CHILINA	RESIDUAL 500	27.81	25.66	25.66	25.66	25.66	25.66	25.74	25.74	25.74	25.74	25.74	25.74	25.74	25.74	25.74	25.74	25.74	25.74	25.74	
	TV3 CHILINA	RESIDUAL 500	27.81	25.66	25.66	25.66	25.66	25.66	25.74	25.74	25.74	25.74	25.74	25.74	25.74	25.74	25.74	25.74	25.74	25.74	25.74	
	C COMBINADO	DIESEL 2	39.88	46.92	46.92	46.92	46.92	46.92	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	
	MOLLENDO 1,2,3	RESIDUAL 500	27.81	25.66	25.66	25.66	25.66	25.66	25.74	25.74	25.74	25.74	25.74	25.74	25.74	25.74	25.74	25.74	25.74	25.74	25.74	
	TGM1 MOLLENDO	DIESEL 2	39.68	46.92	46.92	46.92	46.92	46.92	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	
SAN JUAN	(L-2) MOLLENDO	DIESEL 2	39.68	46.92	46.92	46.92	46.92	46.92	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	
	HIL MAN 1,2	DIESEL 2	39.68	46.92	46.92	46.92	46.92	46.92	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	
	HIL ALCO ELUST	DIESEL 2	39.68	46.92	46.92	46.92	46.92	46.92	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	
	IAPAHACHI	DIESEL 2	39.68	46.92	46.92	46.92	46.92	46.92	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	
	INTAYA	DIESEL 2	39.68	46.92	46.92	46.92	46.92	46.92	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	
	SANRAFAEL	DIESEL 2	39.68	46.92	46.92	46.92	46.92	46.92	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	47.08	
EGEMBA	DOLALCO 1-2 GM 1-2-3	DIESEL 2	49.68	49.68	49.68	49.68	49.68	49.68	49.83	49.83	49.83	49.83	49.83	49.83	49.83	49.83	49.83	49.83	49.83	49.83	49.83	
	DOL SULZER 1,2	DIESEL 2	49.88	49.88	49.88	49.88	49.88	49.88	49.86	49.86	49.86	49.86	49.86	49.86	49.86	49.86	49.86	49.86	49.86	49.86	49.86	
	CALLANA	RESIDUAL 500	29.23	26.01	26.01	26.01	26.01	26.01	26.10	26.10	26.10	26.10	26.10	26.10	26.10	26.10	26.10	26.10	26.10	26.10	26.10	
	MOQUEGUA	DIESEL 2	39.82	47.15	47.15	47.15	47.15	47.15	47.32	47.32	47.32	47.32	47.32	47.32	47.32	47.32	47.32	47.32	47.32	47.32	47.32	
ELECTROPERU	CALLANA 4	RESIDUAL 500	29.23	26.01	26.01	26.01	26.01	26.10	26.10	26.10	26.10	26.10	26.10	26.10	26.10	26.10	26.10	26.10	26.10	26.10	26.10	
JUMBES	RESIDUAL 6																					

Notas

(1) Expresados en \$/MMBTU

(2) Expresados en \$/Tn

Los precios no incluye fletes ni tratamiento químico



	POR BARRIL	COMBUSTIBLE																	
	SHOUGESA	RESIDUAL 500	23	23.7	23.78	23.78	23.78	23	23.96	23.96	23.96	23.96	23	24.00	24.00	24	15	23.4	23.41
	SHOUGESA	RESIDUAL 500	23.78	23.78	23.78	23.78	23.78	23.96	23.96	23.96	23.96	23.96	24.00	24.00	24.00	24.00	23.15	23.41	23.41
	TV3 SHOUGESA	RESIDUAL 500	23.78	23.78	23.78	23.78	23.78	23.96	23.96	23.96	23.96	23.96	24.00	24.00	24.00	24.00	23.15	23.41	23.41
	CUMMINS	SEL 2																	
	AGUAYTIA 1 (1)	GAS NATURAL	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25
	AGUAYTIA 2 (1)	GAS NATURAL	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25
	MALACAS TGN 4 DIESEL	DIESEL 2	58.57	58.57	58.57	58.57	58.57	59.00	59.00	60.69	60.69	60.69	60.69	60.78	60.78	60.78	60.78	60.78	60.78
	MALACAS TGN-4 (GAS) (1)	GAS NATURAL																	
	MALACAS TGN 4 (GAS CON H2O) (1)	GAS CON AGUA	2.47	2.47	2.47	2.47	2.47	2.47	2.47	2.47	2.47	2.47	2.47	2.67	2.67	2.67	2.67	2.67	2.67
	VERDUN	RESIDUAL 6	69.57	69.57	69.57	69.57	69.57	69.00	69.00	69.69	69.69	69.69	69.69	69.78	69.78	69.78	69.78	69.78	69.78
	IG VENTANILLA	DIESEL 2	43.75	42.43	42.43	42.43	42.43	42.75	42.75	42.75	42.75	42.75	40.34	40.40	40.40	40.40	40.40	40.40	40.40
	SITA ROSA BBC	DIESEL 2	39.44	39.44	39.44	39.44	39.44	42.43	42.75	42.75	42.75	42.75	42.81	42.81	42.81	42.81	42.81	42.81	42.81
	IG WESTINGHOUSE	DIESEL 2	39.44	39.44	39.44	39.44	39.44	42.43	42.75	42.75	42.75	42.75	42.81	42.81	42.81	42.81	42.81	42.81	42.81
	TG S. ROSA UT6	DIESEL 2	39.44	39.44	39.44	39.44	42.43	42.75	42.75	42.75	42.75	42.75	42.81	42.81	42.81	42.81	42.81	42.81	42.81
	TG S. ROSA UT6	DIESEL 2	39.44	39.44	39.44	39.44	42.43	42.75	42.75	42.75	42.75	42.75	42.81	42.81	42.81	42.81	42.81	42.81	42.81
	DS PAITA 1	DIESEL 2	38.49	38.49	38.49	38.49	38.49	38.77	38.77	40.58	40.58	40.58	40.64	40.64	40.64	40.64	40.64	40.64	40.64
	DS PIURA 1	DIESEL 2	41.47	41.47	41.47	41.47	41.47	41.78	41.78	41.78	41.78	41.78	39.43	39.43	39.43	39.43	39.43	39.43	39.43
	DS PIURA 2	DIESEL 2	41.47	41.47	41.47	41.47	41.47	41.78	41.78	41.78	41.78	41.78	39.43	39.43	39.43	39.43	39.43	39.43	39.43
	DS CHICLAYO OESTE-D	DIESEL 2	42.43	42.43	42.43	42.43	42.43	42.75	42.75	42.75	42.75	42.75	40.40	40.40	40.40	40.40	40.40	40.40	40.40
	DS SULLANA	DIESEL 2	41.47	41.47	41.47	41.47	41.47	41.78	41.78	41.78	41.78	41.78	39.43	39.43	39.43	39.43	39.43	39.43	39.43
	DS PAITA 2	DIESEL 2	38.49	38.49	38.49	38.49	38.49	38.77	38.77	40.58	40.58	40.58	40.64	40.64	40.64	40.64	40.64	40.64	40.64
	TG TRUJILLO	DIESEL 2	39.68	39.68	39.68	39.68	39.68	39.98	39.98	41.78	41.78	41.78	41.84	41.84	41.84	41.84	41.84	41.84	41.84
	TG1 CHIMBOTE	DIESEL 2	39.68	39.68	39.68	39.68	39.68	39.98	39.98	41.78	41.78	41.78	41.84	41.84	41.84	41.84	41.84	41.84	41.84
	TG2 CHIMBOTE	DIESEL 2	39.68	39.68	39.68	39.68	39.68	39.98	39.98	41.78	41.78	41.78	41.84	41.84	41.84	41.84	41.84	41.84	41.84
	TG3 CHIMBOTE	DIESEL 2	39.68	39.68	39.68	39.68	39.68	39.98	39.98	41.78	41.78	41.78	41.84	41.84	41.84	41.84	41.84	41.84	41.84
	TG PIURA	DIESEL 2	41.47	41.47	41.47	41.47	41.47	41.78	41.78	41.78	41.78	41.78	41.84	41.84	41.84	41.84	41.84	41.84	41.84
	TRUPAL	DIESEL 2	23.07	23.07	23.07	23.07	23.07	23.24	23.24	25.29	25.29	25.29	25.32	25.32	25.32	25.32	25.32	25.32	25.32
	TV2 ENERSUR	RESIDUAL 500	21.3944	21.39	21.394	21.394	21.394	21.55	21.55	21.55	21.55	21.55	21.554	21.58	22.3084	20.78	20.355	20.355	20.355
	TG1 ILO	DIESEL 2	43.68	43.68	43.68	43.68	43.68	44.31	44.31	48.38	48.38	48.38	46.43	46.43	46.43	46.43	46.43	46.43	46.43
	TV3 ENERSUR	RESIDUAL 500	21.39	21.39	21.39	21.39	21.39	21.55	21.55	21.55	21.55	21.55	21.58	22.31	20.78	20.35	20.35	20.35	20.35
	TV4 ENERSUR	RESIDUAL 500	21.39	21.39	21.39	21.39	21.39	21.55	21.55	21.55	21.55	21.55	21.58	22.31	20.78	20.35	20.35	20.35	20.35
	KATCATO (ENERSUR)	DIESEL 2	43.68	43.68	43.68	43.68	43.68	44.31	44.31	48.38	48.38	48.38	46.43	46.43	46.43	46.43	46.43	46.43	46.43
	TG ILO	DIESEL 2	43.68	43.68	43.68	43.68	43.68	44.31	44.31	48.38	48.38	48.38	46.43	46.43	46.43	46.43	46.43	46.43	46.43
	TV CARBON ILO 2 2	CARBON	38.31	38.31	.31	38.11	38.11	38.11	38.11	38.11	38.11	38.11	38.11	38.11	38.11	38.11	38.11	38.11	38.11
	DS PACAS-SULZER	RESIDUAL 6	24.98	24.98	24.98	24.98	24.98	25.17	25.17	27.33	27.33	27.33	27.37	27.37	27.37	27.37	27.37	27.37	27.37
	DS PACAS-MAN	R6 - D2	30.48	30.48	30.48	30.48	30.48	30.71	30.98	32.81	32.81	32.81	32.85	32.85	32.85	32.85	32.85	32.85	32.85
	SULZER CHILINA	DIESEL 2	23.47	23.47	23.47	23.47	23.47	23.85	23.85	25.67	25.67	25.67	25.71	26.70	26.70	26.70	26.70	26.70	26.70
	TV2 CHILINA	RESIDUAL 500	21.75	21.75	21.75	21.75	21.75	21.92	21.92	23.96	23.96	23.96	24.00	25.09	25.09	25.09	25.09	25.09	25.09
	TV3 CHILINA	RESIDUAL 500	21.75	21.75	21.75	21.75	21.75	21.92	21.92	23.96	23.96	23.96	24.00	25.09	25.09	25.09	25.09	25.09	25.09
	C. COMBINADO	DIESEL 2	38.98	38.98	38.98	38.98	38.98	39.25	39.25	41.06	41.06	41.06	41.12	41.12	41.12	41.12	41.12	41.12	41.12
	MOLLENDO 1,2,3	RESIDUAL 500	21.75	21.75	21.75	21.75	21.75	21.92	23.85	23.85	23.85	23.85	24.00	25.09	25.09	25.09	25.09	25.09	25.09
	TGM1 MOLLENDO	DIESEL 2	38.98	38.98	38.98	38.98	38.98	39.25	39.25	41.06	41.06	41.06	41.12	41.12	41.12	41.12	41.12	41.12	41.12
	TGM2 MOLLENDO	DIESEL 2	38.98	38.98	38.98	38.98	38.98	39.25	39.25	41.06	41.06	41.06	41.12	41.12	41.12	41.12	41.12	41.12	41.12
	BELL MAJ 1,2	DIESEL 2	38.96	38.96	38.96	38.96	38.96	39.25	39.25	41.06	41.06	41.06	41.12	41.12	41.12	41.12	41.12	41.12	41.12
	BELL ALCO DEUSTZ	DIESEL 2	38.96	38.96	38.96	38.96	38.96	39.25	39.25	41.06	41.06	41.06	41.12	41.12	41.12	41.12	41.12	41.12	41.12
	TAPARACHI	DIESEL 2	38.96	38.96	38.96	38.96	38.96	39.25	39.25	41.06	41.06	41.06	41.12	41.12	41.12	41.12	41.12	41.12	41.12
	TINTAYA	DIESEL 2	38.96	38.96	38.96	38.96	38.96	39.25	39.25	41.06	41.06	41.06	41.12	41.12	41.12	41.12	41.12	41.12	41.12
	SAN RAFAEL	DIESEL 2	38.96	38.96	38.96	38.96	38.96	39.25	39.25	41.06	41.06	41.06	41.12	41.12	41.12	41.12	41.12	41.12	41.12
	DOL ALCO 1-2 GM 1-2-3	DIESEL 2	42.07	42.07	42.07	42.07	42.07	42.39	42.39	42.39	42.39	42.39	42.45	42.45	42.45	42.45	42.45	42.45	42.45
	DOL SULZER 1,2	DIESEL 2	39.08	39.08	42.07	42.07	42.07	42.39	42.39	42.39	42.39	42.39	42.45	42.45	42.45	42.45	42.45	42.45	42.45
	CALANA	RESIDUAL 500	39.08	39.08	42.07	42.07	42.07	42.39	42.39	42.39	42.39	42.39	42.45	42.45	42.45	42.45	42.45	42.45	42.45
	MOQUEGUA	DIESEL 2	24.75	24.75	24.75	24.75	24.75	24.94	24.94	24.94	24.94	24.94	24.94	25.81	25.81	25.81	25.81	25.81	25.81
		RESIDUAL 500	39.20	39.20	39.20	39.20	39.20	39.50	39.50	41.30	41.30	41.30	41.30	41.36	41.36	41.36	41.36	41.36	41.36
	TUMBE S	RESIDUAL 6	83	22.83	22.83	22.83	22.83	23.00	23.00	23.00	23.00	23.00	25.05	25.08	25.08	25.08	25.08	25.08	25.08

Notas

(1) Expresados en \$/MMBTU

(2) Expresados en \$/Tn

Los precios no incluyen fletes ni tratamiento químico



EMPRESA	POR BARRIL	COMBUSTIBLE																
SHOUGESA	SHOUGESA	RESIDUAL 500	23 4	23 41	23 41	23 40	23 40	23 40	23 40	22 57	22 88	22 88	22 88	22 88	22 88	22 88	22 88	22 88
	TV2 SHOUGESA	500	23 4	23 41	23 41	23 40	23 40	23 40	23 40	22 57	22 88	22 88	22 88	22 88	22 88	22 88	22 88	22 88
	TV3 SHOUGESA	RESIDUAL 500	23 41	23 41	23 41	23 40	23 40	23 40	23 40	22 57	22 88	22 88	22 88	22 88	22 88	22 88	22 88	22 88
	CUMMINS	DIESEL 2	39 55	39 5	39 65	39 54	39 54	39 54	39 54	40 01	40 01	40 01	40 01	40 01	40 01	40 01	40 01	40 01
TERMOSELVA	AGUAYTIA 1 (1)	GAS NATURAL	2 21	2 25	2 25	2 25	2 25	2 25	2 25	2 25	2 25	2 25	2 25	2 25	2 25	2 25	2 25	2 25
	AGUAYTIA 2 (1)	GAS NATURAL	2 21	2 25	2 25	2 25	2 25	2 25	2 25	2 25	2 25	2 25	2 25	2 25	2 25	2 25	2 25	2 25
CEPSA	MALACAS TGN 4 DIESEL	DIESEL 2	60 78	60 78	60 78	60 76	60 76	60 76	60 76	58 11	58 11	58 11	58 11	58 11	58 11	58 11	58 11	58 11
	MALACAS TGN 4 (GAS) (1)	GAS NATURAL																
	MALACAS TGN 4 (GAS CON H2O)(1)	GAS CON AGUA	2 67	2 67	2 67	2 50	2 50	2 50	2 50	2 50	2 50	2 50	2 50	2 50	2 50	2 50	2 50	2 50
	VERDUN	RESIDUAL 6	60 78	60 78	60 78	60 76	60 76	60 76	60 76	58 11	58 11	58 11	58 11	58 11	58 11	58 11	58 11	58 11
ETEVENSA	TG VENTANILLA	DIESEL 2	40 40	40 40	40 40	40 38	40 38	40 38	40 38	40 38	40 87	40 87	40 87	40 87	40 87	40 87	40 87	40 87
EDEGEL	STA ROSA BBC	DIESEL 2	40 40	40 40	40 40	40 38	40 38	40 38	40 38	40 38	40 87	40 87	40 87	40 87	40 87	40 87	40 87	40 87
	TG WESTINGHOUSE	DIESEL 2	40 40	40 40	40 40	40 38	40 38	40 38	40 38	40 38	40 87	40 87	40 87	40 87	40 87	40 87	40 87	40 87
	TG S ROSA UT15	DIESEL 2	40 40	40 40	40 40	40 38	40 38	40 38	40 38	40 38	40 87	40 87	40 87	40 87	40 87	40 87	40 87	40 87
	TG S ROSA UT16	DIESEL 2	40 40	40 40	40 40	40 38	40 38	40 38	40 38	40 38	40 87	40 87	40 87	40 87	40 87	40 87	40 87	40 87
EGENOR	DS PAITA1	DIESEL 2	40 64	40 64	40 64	40 63	40 63	40 63	40 63	37 97	37 97	37 97	37 97	37 97	37 97	37 97	37 97	37 97
	DS PIURA1	DIESEL 2	39 43	39 43	39 43	39 42	39 42	39 42	39 42	39 42	39 89	39 89	39 89	39 89	39 89	39 89	39 89	39 89
	DS PIURA2	DIESEL 2	39 43	39 43	39 43	39 42	39 42	39 42	39 42	39 42	39 89	39 89	39 89	39 89	39 89	39 89	39 89	39 89
	DS CHICLAYO OESTE-D	DIESEL 2	40 40	40 40	40 40	40 38	40 38	40 38	40 38	40 38	40 87	40 87	40 87	40 87	40 87	40 87	40 87	40 87
	DS SULLANA	DIESEL 2	39 43	39 43	39 43	39 42	39 42	39 42	39 42	39 42	39 89	39 89	39 89	39 89	39 89	39 89	39 89	39 89
	DS PAITA2	DIESEL 2	40 64	40 64	40 64	40 63	40 63	40 63	40 63	37 97	37 97	37 97	37 97	37 97	37 97	37 97	37 97	37 97
	TG TRUJILLO	DIESEL 2	41 84	41 84	41 84	41 83	41 83	41 83	41 83	39 18	39 18	39 18	39 18	39 18	39 18	39 18	39 18	39 18
	TG1 CHIMBOTE	DIESEL 2	41 84	41 84	41 84	41 83	41 83	41 83	41 83	39 18	39 18	39 18	39 18	39 18	39 18	39 18	39 18	39 18
	TG2 CHIMBOTE	DIESEL 2	41 84	41 84	41 84	41 83	41 83	41 83	41 83	39 18	39 18	39 18	39 18	39 18	39 18	39 18	39 18	39 18
	TG3 CHIMBOTE	DIESEL 2	41 84	41 84	41 84	41 83	41 83	41 83	41 83	39 18	39 18	39 18	39 18	39 18	39 18	39 18	39 18	39 18
	TG PIURA	DIESEL 2	39 43	39 43	39 43	39 42	39 42	39 42	39 42	39 42	39 89	39 89	39 89	39 89	39 89	39 89	39 89	39 89
	TRUPAL	DIESEL 2	25 32	25 32	25 32	25 32	25 32	25 32	25 32	26 78	26 78	26 78	26 78	26 78	26 78	26 78	26 78	26 78
ENERSUR	TV2 ENERSUR	RESIDUAL 600	20 355	20 355	20 355	20 35	20 35	20 35	20 35	20 346	20 346	20 346	20 346	20 346	20 346	20 346	20 346	20 346
	TG ILO	DIESEL 2	46 43	46 43	46 43	46 41	46 41	46 41	46 41	43 52	43 52	43 52	43 52	43 52	43 52	43 52	43 52	43 52
	TV3 ENERSUR	RESIDUAL 600	20 35	20 35	20 35	20 35	20 35	20 35	20 35	20 35	20 35	20 35	20 35	20 35	20 35	20 35	20 35	20 35
	TV4 ENERSUR	RESIDUAL 600	20 35	20 35	20 35	20 35	20 35	20 35	20 35	20 35	20 35	20 35	20 35	20 35	20 35	20 35	20 35	20 35
	KATCATO (ENERSUR)	DIESEL 2	46 43	46 43	46	46 41	46 41	46 41	46 41	43 52	43 52	43 52	43 52	43 52	43 52	43 52	43 52	43 52
	TG2 ILO	DIESEL 2	46 43	46 43	46	46 41	46 41	46 41	46 41	43 52	43 52	43 52	43 52	43 52	43 52	43 52	43 52	43 52
	TV CARBON ILO 2	CARBON	38 11	38 11	38 11	38 11	38 11	38 11	38 11	38 11	38 11	38 11	38 11	38 11	38 11	38 11	38 11	38 11
CNP ENERGIA	DS PACAS-SULZER	RESIDUAL 6	27 37	27 37	27 37	27 37	27 37	27 37	27 37	28 33	28 33	28	28 67	28 67	28 67	28 67	28 67	28 67
	DS PACAS-MAN	RG - D2	32 85	32 85	32 85	32 84	32 84	32 84	32 84	33 25	33 25	33 25	33 64	33 64	33 64	33 64	33 64	33 64
EGASA	SULZER CHILINA	DIESEL 2	26 70	26 70	26 70	26 69	26 69	26 69	26 69	26 42	26 42	26 42	26 74	26 74	26 74	26 74	26 74	26 74
	TV2 CHILINA	RESIDUAL 500	25 09	25 09	25 09	25 09	25 09	25 09	25 09	25 09	25 09	25 09	25 39	25 39	25 39	25 39	25 39	25 39
	TV3 CHILINA	RESIDUAL 500	25 09	25 09	25 09	25 09	25 09	25 09	25 09	25 09	25 09	25 09	25 39	25 39	25 39	25 39	25 39	25 39
	C COMBINADO	DIESEL 2	41 12	41 12	41 12	41 11	41 11	41 11	41 11	25 09	25 09	25 09	25 39	25 39	25 39	25 39	25 39	25 39
	MOLLENDO 1,2,3	RESIDUAL 500	25 09	25 09	25 09	25 09	25 09	25 09	25 09	25 09	25 09	25 09	25 39	25 39	25 39	25 39	25 39	25 39
	TGM1 MOLLENDO	DIESEL 2	41 12	41 12	41 12	41 11	41 11	41 11	41 11	25 09	25 09	25 09	25 39	25 39	25 39	25 39	25 39	25 39
	TGM2 MOLLENDO	DIESEL 2	41 12	41 12	41 12	41 11	41 11	41 11	41 11	25 09	25 09	25 09	25 39	25 39	25 39	25 39	25 39	25 39
SAN GABAN	BELL MAN 1,2	DIESEL 2	41 12	41 12	41 12	41 11	41 11	41 11	41 11	38 46	38 46	38 46	38 91	38 91	38 91	38 91	38 91	38 91
	BELL MAN DEFLECT	DIESEL 2	41 12	41 12	41 12	41 11	41 11	41 11	41 11	38 46	38 46	38 46	38 91	38 91	38 91	38 91	38 91	38 91
	LAPARALLO	DIESEL 2	41 12	41 12	41 12	41 11	41 11	41 11	41 11	38 46	38 46	38 46	38 91	38 91	38 91	38 91	38 91	38 91
	INZAYA	DIESEL 2	41 12	41 12	41 12	41 11	41 11	41 11	41 11	38 46	38 46	38 46	38 91	38 91	38 91	38 91	38 91	38 91
	SAN RAFAEL	DIESEL 2	41 12	41 12	41 12	41 11	41 11	41 11	41 11	38 46	38 46	38 46	38 91	38 91	38 91	38 91	38 91	38 91
EGEMBA	DOL ALCO 1-2 GM 1-2-3	DIESEL 2	38 59	38 59	38 59	38 58	38 58	38 58	38 58	38 58	38 58	38 58	38 58	38 58	38 58	38 58	38 58	38 58
	DOL SULZER 1,2	DIESEL 2	38 59	38 59	38 59	38 58	38 58	38 58	38 58	38 58	38 58	38 58	38 58	38 58	38 58	38 58	38 58	38 58
	CALANA	RESIDUAL 600	38 59	38 59	38 59	38 58	38 58	38 58	38 58	38 58	38 58	38 58	38 58	38 58	38 58	38 58	38 58	38 58
	MOQUEGUA	DIESEL 2	24 37	24 37	24 37	24 36	24 36	24 36	24 36	26 77	26 77	26 77	27 09	27 09	27 09	27 09	27 09	27 09
	CALANA 4	SIDUAL 600	41 36	41 36	41 36	41 35	41 35	41 35	41 35	38 70	38 70	38 70	38 70	38 70	38 70	38 70	38 70	38 70
ELECTHOPURU	TUMBES	RESIDUAL 6	4 37	4 37	4 37	4 36	4 36	4 36	4 36	26 77	26 77	26 77	27 09	27 09	27 09	27 09	27 09	27 09
			25 08	25 08	25 08	25 07	25 07	25 07	25 07	26 04	26 04	26 04	26 35	26 35	26 35	26 35	26 35	26 35

Notas  
(1) Expresados en \$/MMBTU  
(2) Expresados en \$/Tn  
Los precios no incluyen fletes ni tratamiento químico

EMPRESA		COMBUSTIBLE		POP BARRIL		
SHOUDESA	RESIDUAL 500	TV1 SHOUDESA	22.88	22.93	22.93	22.93
		TV2 SHOUDESA	22.88	22.93	22.93	22.93
		TV3 SHOUDESA	22.88	22.93	22.93	22.93
		CUMINS	37.86	37.95	37.95	37.88
		GAS NATURAL	2.25	2.25	2.25	2.25
		GAS NATURAL	2.25	2.25	2.25	2.25
		GAS NATURAL	2.25	2.25	2.25	2.25
		GAS NATURAL	58.80	58.93	58.24	56.13
		GAS NATURAL	2.32	2.32	2.32	1.93
		GAS CON AGUA	2.32	2.32	2.32	1.93
TERMOSELVA	RESIDUAL 6	VERDUN	2.32	2.32	2.32	1.93
		IC VENTANILLA	58.93	58.93	58.24	56.13
		SIA ROSA-BIC	37.57	37.66	34.36	34.29
		IC WESTINGHOUSE	35.50	35.58	35.58	35.51
		TG S ROSA UTB	35.50	35.58	35.58	35.51
		G	35.50	35.58	35.58	35.51
		DS PAITAI	35.50	35.58	35.58	35.51
		DS PUJARI	38.43	38.52	32.16	32.09
		DS PUJARI	36.60	36.68	36.68	36.61
		DS CHILANO OESTE D	36.60	36.68	36.68	36.61
EEDESA	RESIDUAL 500	IC VENTANILLA	37.57	37.66	34.36	34.29
		SIA ROSA-BIC	35.50	35.58	35.58	35.51
		IC WESTINGHOUSE	35.50	35.58	35.58	35.51
		TG S ROSA UTB	35.50	35.58	35.58	35.51
		G	35.50	35.58	35.58	35.51
		DS PAITAI	35.50	35.58	35.58	35.51
		DS PUJARI	38.43	38.52	32.16	32.09
		DS PUJARI	36.60	36.68	36.68	36.61
		DS CHILANO OESTE D	36.60	36.68	36.68	36.61
		DS SULLANA	37.57	37.66	37.66	37.60
EGENON	RESIDUAL 500	IC VENTANILLA	37.57	37.66	34.36	34.29
		SIA ROSA-BIC	35.50	35.58	35.58	35.51
		IC WESTINGHOUSE	35.50	35.58	35.58	35.51
		TG S ROSA UTB	35.50	35.58	35.58	35.51
		G	35.50	35.58	35.58	35.51
		DS PAITAI	35.50	35.58	35.58	35.51
		DS PUJARI	38.43	38.52	32.16	32.09
		DS PUJARI	36.60	36.68	36.68	36.61
		DS CHILANO OESTE D	36.60	36.68	36.68	36.61
		DS SULLANA	37.57	37.66	37.66	37.60
EHERSUR	RESIDUAL 500	IC VENTANILLA	37.57	37.66	34.36	34.29
		SIA ROSA-BIC	35.50	35.58	35.58	35.51
		IC WESTINGHOUSE	35.50	35.58	35.58	35.51
		TG S ROSA UTB	35.50	35.58	35.58	35.51
		G	35.50	35.58	35.58	35.51
		DS PAITAI	35.50	35.58	35.58	35.51
		DS PUJARI	38.43	38.52	32.16	32.09
		DS PUJARI	36.60	36.68	36.68	36.61
		DS CHILANO OESTE D	36.60	36.68	36.68	36.61
		DS SULLANA	37.57	37.66	37.66	37.60
ENP ENERGIA	RESIDUAL G	IC VENTANILLA	37.57	37.66	34.36	34.29
		SIA ROSA-BIC	35.50	35.58	35.58	35.51
		IC WESTINGHOUSE	35.50	35.58	35.58	35.51
		TG S ROSA UTB	35.50	35.58	35.58	35.51
		G	35.50	35.58	35.58	35.51
		DS PAITAI	35.50	35.58	35.58	35.51
		DS PUJARI	38.43	38.52	32.16	32.09
		DS PUJARI	36.60	36.68	36.68	36.61
		DS CHILANO OESTE D	36.60	36.68	36.68	36.61
		DS SULLANA	37.57	37.66	37.66	37.60
EGASA	RESIDUAL G	IC VENTANILLA	37.57	37.66	34.36	34.29
		SIA ROSA-BIC	35.50	35.58	35.58	35.51
		IC WESTINGHOUSE	35.50	35.58	35.58	35.51
		TG S ROSA UTB	35.50	35.58	35.58	35.51
		G	35.50	35.58	35.58	35.51
		DS PAITAI	35.50	35.58	35.58	35.51
		DS PUJARI	38.43	38.52	32.16	32.09
		DS PUJARI	36.60	36.68	36.68	36.61
		DS CHILANO OESTE D	36.60	36.68	36.68	36.61
		DS SULLANA	37.57	37.66	37.66	37.60
SAN GABRIEL	RESIDUAL 500	IC VENTANILLA	37.57	37.66	34.36	34.29
		SIA ROSA-BIC	35.50	35.58	35.58	35.51
		IC WESTINGHOUSE	35.50	35.58	35.58	35.51
		TG S ROSA UTB	35.50	35.58	35.58	35.51
		G	35.50	35.58	35.58	35.51
		DS PAITAI	35.50	35.58	35.58	35.51
		DS PUJARI	38.43	38.52	32.16	32.09
		DS PUJARI	36.60	36.68	36.68	36.61
		DS CHILANO OESTE D	36.60	36.68	36.68	36.61
		DS SULLANA	37.57	37.66	37.66	37.60
ELECTROPERU	RESIDUAL 500	IC VENTANILLA	37.57	37.66	34.36	34.29
		SIA ROSA-BIC	35.50	35.58	35.58	35.51
		IC WESTINGHOUSE	35.50	35.58	35.58	35.51
		TG S ROSA UTB	35.50	35.58	35.58	35.51
		G	35.50	35.58	35.58	35.51
		DS PAITAI	35.50	35.58	35.58	35.51
		DS PUJARI	38.43	38.52	32.16	32.09
		DS PUJARI	36.60	36.68	36.68	36.61
		DS CHILANO OESTE D	36.60	36.68	36.68	36.61
		DS SULLANA	37.57	37.66	37.66	37.60
Mejoras						
(1) Expresados en \$/MMBTU						
(2) Expresados en \$/Tn						
Los precios no incluye fletes ni tratamiento químico						

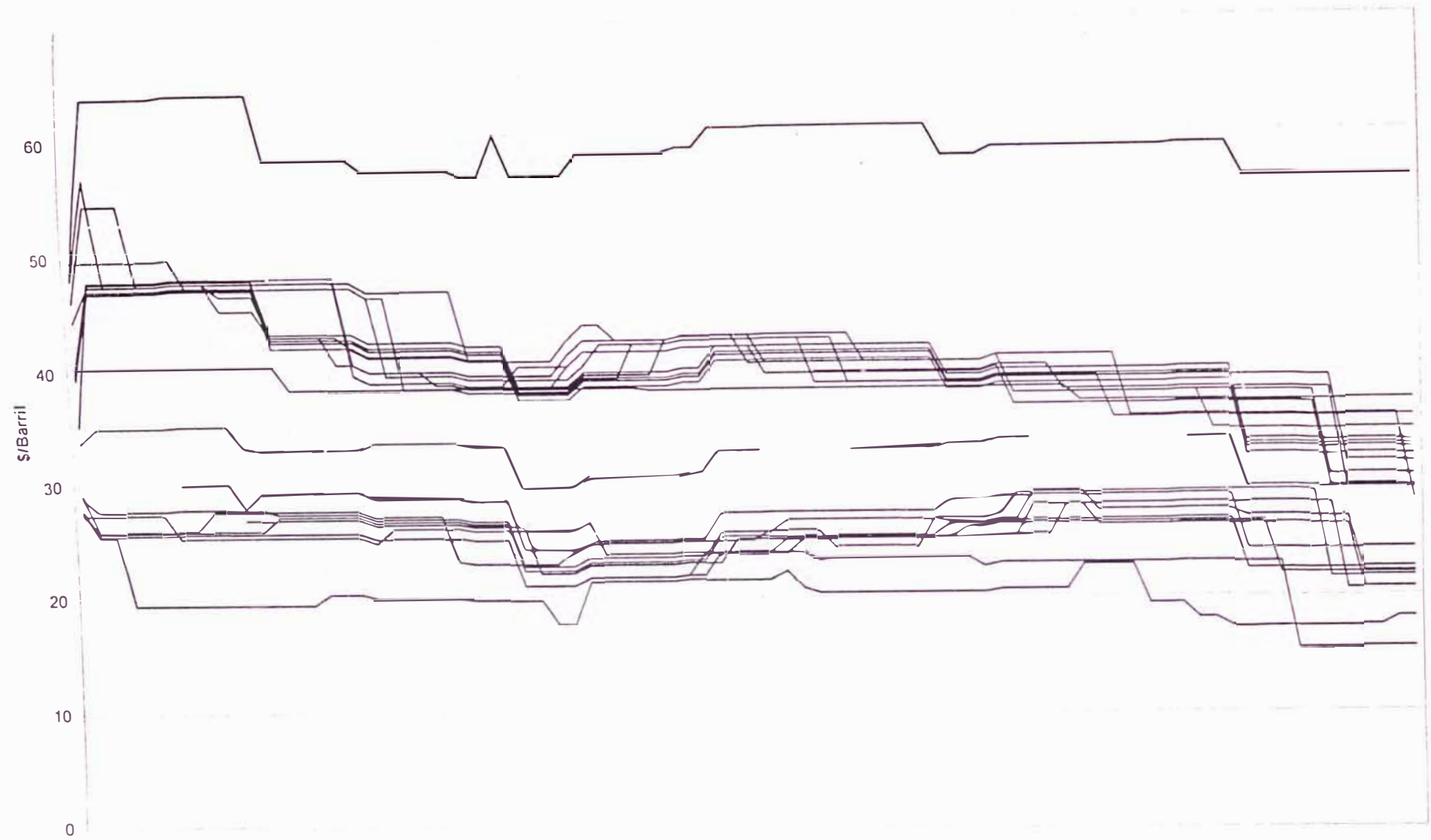
EMPRESA	POR BARRIL	COMBUSTIBLE		
SHOUGESA	TV1 SHOUGESA	RESIDUAL 600	15 50	15 50
	TV7 SHOUGESA	RESIDUAL 600	15 50	15 50
	TV1 SHOUGESA	RESIDUAL 600	15 50	15 50
	CUMMINS	DIESEL 2	29 18	29 18
TERMOSELVA	AGUAYTIA 1 (1)	GAS NATURAL	2 25	2 25
	AGUAYTIA 2 (1)	GAS NATURAL	2 25	2 25
EEPBA	MALACAS TGN-4 DIESEL	DIESEL 2	60 13	60 13
	MALACAS TGN-4 (GAS) (1)	GAS NATURAL	1 60	1 60
	MALACAS TGN-4 (GAS CON H2O) (1)	GAS CON AGUA	1 80	1 60
	VERDUN	RESIDUAL 6	56 13	56 13
ETEVENSA	TG VENTANILLA	DIESEL 2	34 29	34 29
EDEGEL	STA ROSA BDC	DIESEL 2	35 51	28 31
	TG WESTINGHOUSE	DIESEL 2	35 51	28 31
	TG S ROSA UT15	DIESEL 2	35 51	28 31
	TG S ROSA UT6	DIESEL 2	35 51	28 31
EGENOR	DS PAITA1	DIESEL 2	32 09	32 09
	DS PIURA1	DIESEL 2	29 41	29 41
	DS PIURA2	DIESEL 2	29 41	29 41
	DS CHICLAYO OESTE-D	DIESEL2	30 38	30 38
	DS SULLANA	DIESEL 2	29 41	29 41
	DS PAITA2	DIESEL 2	32 09	32 09
	TG TRUJILLO	DIESEL 2	33 31	33 31
	TG1 CHIMBOTE	DIESEL 2	33 31	33 31
	TG2 CHIMBOTE	DIESEL 2	33 31	33 31
	TG3 CHIMBOTE	DIESEL 2	33 31	33 31
	TG PIURA	DIESEL 2	29 41	29 41
	TRUPAL	DIESEL 2	22 33	22 33
ENERSUR	TV2 ENERSUR	RESIDUAL 600	18 10	18 10
	TG1 ILO	DIESEL 2	36 97	36 97
	TV3 ENERSUR	RESIDUAL 600	18 10	18 10
	TV4 ENERSUR	RESIDUAL 600	18 10	18 10
	KATCATO (ENERSUR)	DIESEL 2	36 97	36 97
	TG2 ILO	DIESEL 2	36 97	36 97
	TV CARBON # 0 2 (2)	CARBON	30 87	30 87
ENP ENLHIA	DS PACAS-SULZER	RESIDUAL 6	24 04	24 04
	DS PACAS-MAN	R6 - D2	29 27	29 27
EQASA	SULZER CHILINA	DIESEL 2	21 83	21 83
	TV2 CHILINA	RESIDUAL 500	20 82	20 82
	TV3 CHILINA	RESIDUAL 500	20 82	20 82
	C COMBINADO	DIESEL 2	32 70	32 70
	MOLLENDO 1,2,3	RESIDUAL 500	20 82	20 82
	TGM1 MOLLENDO	DIESEL 2	32 70	32 70
	TGM2 MOLLENDO	DIESEL 2	32 70	32 70
SAN GABRIEL	HILLMAN 1,2	DIESEL 2	32 70	32 70
	BELLALCO DEUSTZ	DIESEL 2	32 70	32 70
	TAPARACHI	DIESEL 2	32 70	32 70
	TINTAYA	DIESEL 2	32 70	32 70
	SAN RAFAEL	DIESEL 2	31 48	31 48
EGEMBA	OOLALCO 1-2 GM 1-2-3	DIESEL 2	35 39	35 39
	OOL SULZER 1,2	DIESEL 2	35 39	35 39
	CALANA	RESIDUAL 600	21 60	21 60
	MOQUEGUA	DIESEL 2	32 65	32 65
	CALANA 4	RESIDUAL 600	21 60	21 60
ELLECTROPERU	TUMBES	RESIDUAL 6	21 96	21 96

Notas

(1) Expresados en \$/MMBTU

(2) Expresados en \$/Tn

Los precios no incluye fletes ni tratamiento químico



Periodos del 2001

CUADRO C1.4.6

COSTOS VARIABLES DE LAS CENTRALES TERMOELÉCTRICAS DEL SINAC (al 31 de Diciembre de 2001)

Unidad	Empresa	P. Efectiva MW	Rend. Termic. KWh/ l) 1	Costo Comb. US\$/Barril 1	COSTOS VARIABLES US\$/MWh					
					Valores Nominales			Valores Ejecutados (2)		
					CVC (n)	CVNC	CV (n)	CVC e	CVNC	CV (e)
MALACAS TGN-4 (GAS)	EEPSA	82 222	11.9	1.7	20.0	2.3	22.2	21.7	2.3	23.9
AGUAYTIA TG-2 (GAS)	TERMOSELVA	78 460	11.2	2.3	25.3	3.0	28.3	26.3	3.0	29.4
AGUAYTIA TG-1 (GAS)	TERMOSELVA	78 157	11.3	2.3	25.4	3.0	28.5	26.3	3.0	29.4
MALACAS TG-A.B.C (GAS)	EEPSA	46 534	16.6	1.8	30.2	2.3	32.4			
MALACAS TGN-4 GAS CON H2O	EEPSA	97 279	12.6	1.7	21.2	20.7	41.9			
ILO1 TV1 Carbon	ENERSUR	141 465	2.7	37.0	13.5	1.0	14.5			
ILO1 TV2	ENERSUR	22 663		18.1	0.0	1.1	1.1	0.0	1.1	1.1
ILO1 TV3	ENERSUR	67 036		18.1	33.2	1.1	34.4	24.0	1.1	25.1
SHOUGESA TV-3	SHOUGESA	25 759	13.0	17.7	32.4	2.0	34.4			
SA TV-1	SHOUGESA	18 709	12.2	17.7	31.7	2.0	36.7			
SHOUGESA TV-2	SHOUGESA	19 108	11.4	17.7	37.2	2.0	39.2			
ILO1 TV4	ENERSUR	59 454		18.1	38.3	1.1	39.4			
CHILINA TV3	EGASA	10 082	9.3	21.7	55.3	4.2	59.5			
LINA TV2	EGASA	7 159	8.8	21.7	58.6	4.5	63.1			
TRUPAL TV	EGENOR	13 855	8.2	23.0	67.1	8.0	75.1			
CALANA 4	EGESUR	6 358	18.3	22.8	29.7	3.2	32.9	29.7	3.2	32.3
1 2 Y 3	EGESUR	18 912	18.0	22.8	30.2	3.2	33.4	30.2	3.2	33.4
TUMBES P5	ELP	18 339	18.2	23.9	31.2	7.0	38.2			
MOLLENDO 1. 2. 3	EGASA	31 318	17.1	21.0	29.2	13.8	43.1			
CHILINA (SULZ 1.2)	EGASA	10 566	16.6	27.7	39.9	6.8	46.6			
CNP SULZER 123-R6	CAHUA-CNP	22 563	14.8	25.2	40.5	7.0	53.2			
CNP VAL (RS-DS)	CAHUA-CNP	1 529	15.7	30.4	46.2	7.0	53.2			
PIURA 1	EGENOR	22 121	15.2	30.6	47.9	7.1	55.1			
CHICLAYO GESTE	EGENOR	25 229	14.2	31.1	52.1	7.0	59.2			
SULLANA	EGENOR	11 060	13.4	30.5	54.0	7.3	61.3			
MOQUEGUA 1.2	EGESUR	0 327	14.5	34.3	56.5	6.1	62.6			
PIURA 2	EGENOR	5 123	12.7	30.6	57.1	7.1	64.2			
CUMMINSD2	SHOUGESA	1 241	15.6	38.1	58.2	7.1	65.3			
TINYAYA	SAN GABAN	17 426	15.2	35.8	56.0	9.3	65.3			
ILO1 CATACATO	ENERSUR	3 395	16.8	37.1	52.6	13.4	66.0			
PAITA 1	EGENOR	6 483	13.0	33.2	60.7	7.5	68.3			
BELLAVISTA (MAN1, MAN2)	SAN GABAN	3 507	14.6	36.1	59.0	9.6	68.6			
TAPACHCHI	SAN GABAN	5 429	14.5	36.0	59.0	10.1	69.1			
BELLAVISTA (ALCO, DEUTZ)	SAN GABAN	2 118	14.2	36.1	60.4	9.5	69.9			
PAITA 2	EGENOR	2 503	12.1	33.2	65.4	7.5	73.0			
DOLORES (S2 1.2)	EGENISA	2 913	13.2	39.5	71.1	4.8	75.9			
DOLORES (S1 1.2)	EGENISA	8 348	13.2	39.5	71.1	4.8	75.9			
DOLORES (S1 2.3, ALC 1.2)	EGENISA	4 535	11.8	39.0	78.5	13.5	91.9			
SAN RAFAEL	SAN GABAN	2 319	13.7	57.0	98.8	7.4	106.2			
RDUN V8 V9	EEPSA	19 360	11.5	33.7	69.5	3.5	73.1			
CICLO COMBUSTADO	EGASA	121 563	12.4	28.9	55.5	4.1	59.6			
WEST TG-7 (CON H2O)	EDEGEL	154 578	14.2	34.9	58.7	4.0	62.7			
VENTANILLA TG-4 (SIN H2O)	ETEVENSA	154 297	14.0	34.9	59.2	4.0	63.2			
VENTANILLA TG-3 (SIN H2O)	ETEVENSA	35 973	11.8	32.9	66.13	2.56	68.69			
MOLLENDO TG1	EGASA	52 762	11.1	28.9	61.80	7.07	68.9			
STA ROSA - UTI-6	EDEGEL	35 669	11.6	32.9	66.4	2.6	68.9			
MOLLENDO TG2	EGASA	53 501	11.0	28.9	62.3	7.1	69.4			
STA ROSA - UTI-5	EDEGEL	36 755	14.0	37.1	63.4	6.4	69.7			
ILO1 TG2	ENERSUR	21 110	9.3	30.3	77.3	2.7	80.0			
PIURA TG	EGENOR	33 504	11.2	37.1	78.8	2.6	81.4			
ILO1 TG1	ENERSUR	21 537	9.9	33.7	80.9	2.7	83.6			
CHIMBOTE TG3	EGENOR	21 180	9.5	33.7	84.1	2.7	86.8			
TRUJILLO TG	EGENOR	20 549	9.3	33.7	86.3	2.7	89.0			
CHIMBOTE TG2	EGENOR	20 019	9.0	33.7	88.9	2.7	91.6			
CHIMBOTE TG1	EGENOR	36 337	6.5	28.9	105.0	6.3	111.3			
STA ROSA - BBC	EDEGEL	78 004	12.5	57.0	108.9	4.0	112.9			
MALACAS TGN-4 (DIESEL)	EEPSA									
TG VENTANILLA-1	ETEVENSA		Retirada del Sistema							
TG VENTANILLA-2	ETEVENSA		Retirada del Sistema							

des de generación que operan con gas y carbon las unidades de medida respectivamente son

l) térmico : kWh/MPC y kWh/kg

2) combustible : US\$/MPC y US\$/T.M

de las unidades despachadas en el último periodo de vigencia de costo (del 29 al 31 de diciembre)

según el Procedimiento de COES SINAC N° 07 "Calculo de Costos Marginales de Energía de Corto Plazo"

térmico de las turbinas a vapor de la CT Ilo 1 es evaluado en conjunto para toda la central, motivo por el que no se dispone de rendimientos térmicos individuales

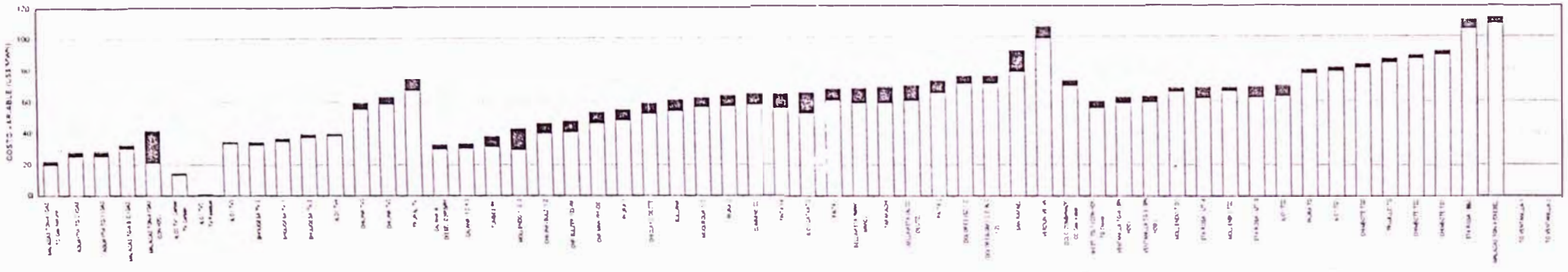
combustible utilizado incluye los cargos por flete de combustible, tratamiento químico-mecánico y costo financiero de almacenamiento



GRAFICO F1.4.6

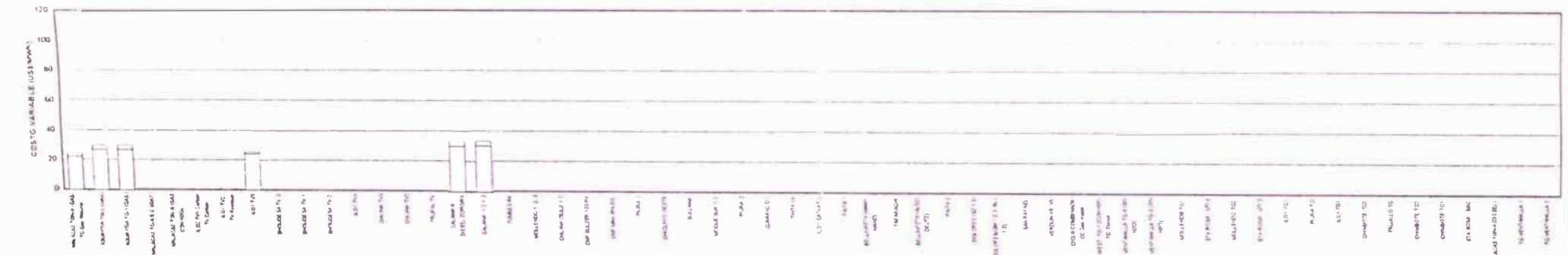
**COSTO VARIABLE NOMINAL DE LAS CENTRALES TERMOELÉCTRICAS DEL SINAC**

■ CVC (a) ■ CVNC



**COSTO VARIABLE EJECUTADO<sup>(1)</sup> DE LAS CENTRALES TERMOELÉCTRICAS DEL SINAC**

■ CVC (a) ■ CVNC



(1) Costo variable de las unidades despachadas en el último periodo de vigencia de costo (del 29 al 31 de diciembre) calculadas según el Procedimiento de COES SINAC N° 07 "Cálculo de Costos Marginales de Energía de Corto Plazo"

CUADRO C1.5.1

PRODUCCION DE ENERGIA, VOLUMEN TURBINADO Y RENDIMIENTO  
POR CENTRALES HIDROELECTRICAS DEL SINAC - 2001

Central	Energía (GWh)	Volumen turbinado millones de m <sup>3</sup>	Rendimiento (kWh/m <sup>3</sup> )
Huinco	1,170.301	425.87	2.748
Matucana	858.497	355.63	2.414
Mantaro	5,204.572	2,965.57	1.755
San Gaban	734.881	445.11	1.651
Charcani V	837.346	536.42	1.561
Aricota I	50.748	37.34	1.359
Yaupi	810.611	688.71	1.177
Carhuaquero	593.747	517.65	1.147
Moyopampa	528.861	514.96	1.027
Callahuanga	602.741	592.08	1.018
Cañón del Pato	1,105.170	1,202.58	0.919
Machupicchu I (1)	319.644	383.73	0.833
Aricota II	44.640	59.60	0.749
Yanango	214.601	362.50	0.592
Restitución	1,700.323	2,916.51	0.583
Pariac	23.284	40.99	0.568
Cahua	210.561	401.83	0.524
Chimay	724.763	1,418.32	0.511
Huampani	237.896	525.16	0.453
Oro+Pach.	127.723	312.28	0.409
Charcani IV	121.219	442.41	0.274
Gallito Ciego	205.916	872.52	0.236
Malpaso	242.216	1,288.38	0.188
Charcani VI	71.935	441.32	0.163
Herca	6.379	47.96	0.133
Charcani III	39.158	359.25	0.109
Charcani I	14.595	247.37	0.059
Charcani II	4.722	168.63	0.028
<b>total</b>	<b>16,807.05</b>	<b>18,570.69</b>	<b>0.905</b>

1) El 06 de Junio, 01 de Julio y 20 de Octubre de 2001 ingresaron en operación los grupos 1,3 y 2 respectivamente de la C.H. Machupicchu.



CUADRO C1.5.2

POTENCIA EFECTIVA Y CAUDAL TURBINABLE DE  
LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS

Central	Potencia Efectiva (MW)	Caudal Turbinable (m <sup>3</sup> /seg)
Mantaro	631.789	100.00
Restitución	209.736	100.00
Cañón del Pato	256.550	77.53
Malpaso	48.021	71.00
Gallito Ciego	38.147	44.80
Chimay	150.900	82.00
Huinco	247.340	25.00
Yaupi	104.929	24.76
Charcani V	139.900	24.90
Carhuaquero	95.020	23.00
Cahua	43.114	22.86
Callahuanca	75.059	20.50
San Gaban	112.900	19.00
Huampani	30.176	18.50
Moyopampa	64.704	17.50
Charcani VI	8.947	15.00
Matucana	128.578	14.80
Charcani IV	15.301	15.00
Charcani I	1.601	7.60
Charcani III	3.906	10.00
Oro+Pach.	20.982	5,92-8,35
Charcani II	0.300	6.00
Aricota I	22.500	4.60
Aricota II	12.400	4.60
Pariac	4.492	2.20
Yanango	42.607	20.00
Hercca	0.720	1.50
Machupicchu (1)	92.250	30.00

(1) El 06 de Junio, 01 de Julio y 20 de Octubre de 2001 ingresaron en operación los grupos 1,3 y 2 respectivamente de la C.H. Machupicchu

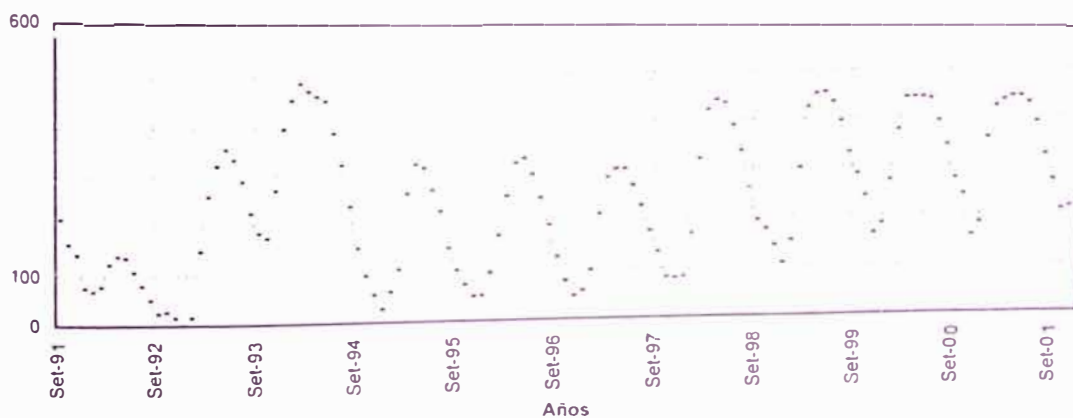
CUADRO C1.5.3

VOLUMEN UTIL DEL LAGO JUNIN (Millones de m<sup>3</sup>)

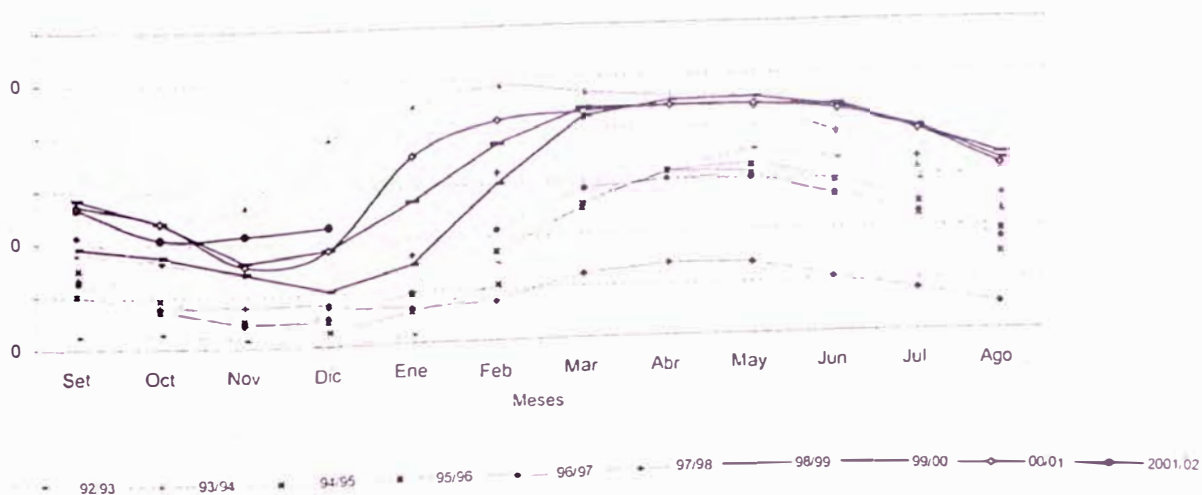
91/92	92/93	93/94	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/00	00/01	2001/02
214.5	23.8	183.9	150.6	103.3	126.8	133.6	193.9	285.8	274.4	268.7
164.2	27.2	173.9	94.4	73.3	77.4	81.5	176.4	241.1	241.1	209.3
142.8	15.4	270.0	55.6	49.8	46.0	79.4	142.8	164.2	157.0	214.5
75.3	(1.5)	394.4	26.7	51.2	57.5	81.5	106.8	183.9	183.9	227.7
68.7	15.4	452.2	61.4	96.1	98.2	169.1	152.2	271.5	357.4	
78.4	149.0	486.3	106.8	171.5	211.9	320.9	300.2	376.2	421.4	
123.0	259.4	470.1	259.5	251.2	285.8	421.4	424.7	441.2	434.3	
139.5	320.9	460.0	317.9	317.9	303.1	441.2	451.4	441.2	441.2	
136.5	354.3	450.5	310.8	326.9	303.1	434.6	454.2	441.2	441.2	
107.5	333.0	384.5	265.9	294.4	268.7	388.9	434.6	438.0	428.0	
79.6	288.6	319.5	222.4	246.6	227.7	335.9	395.3	392.1	388.9	
50.9	225.0	234.8	147.6	191.4	176.4	260.3	329.9	342.0	320.9	

os el último día de cada mes

TRAYECTORIA - VOLUMEN UTIL LAGO JUNIN  
1991-2001



VOLUMEN UTIL LAGO JUNIN 1991 - 2001



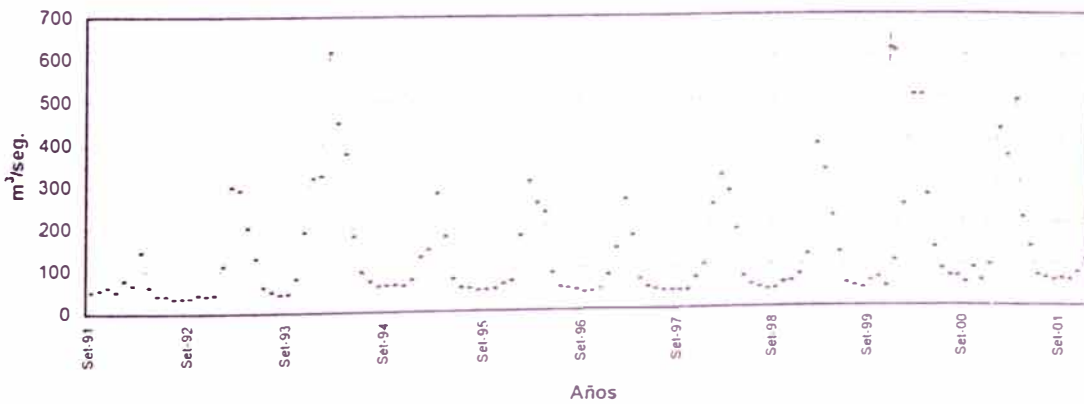
CUADRO C1.5.4

CAUDALES NATURALES PROMEDIO DEL RIO MANTARO (m<sup>3</sup>/s)  
(Estación La Mejorada)

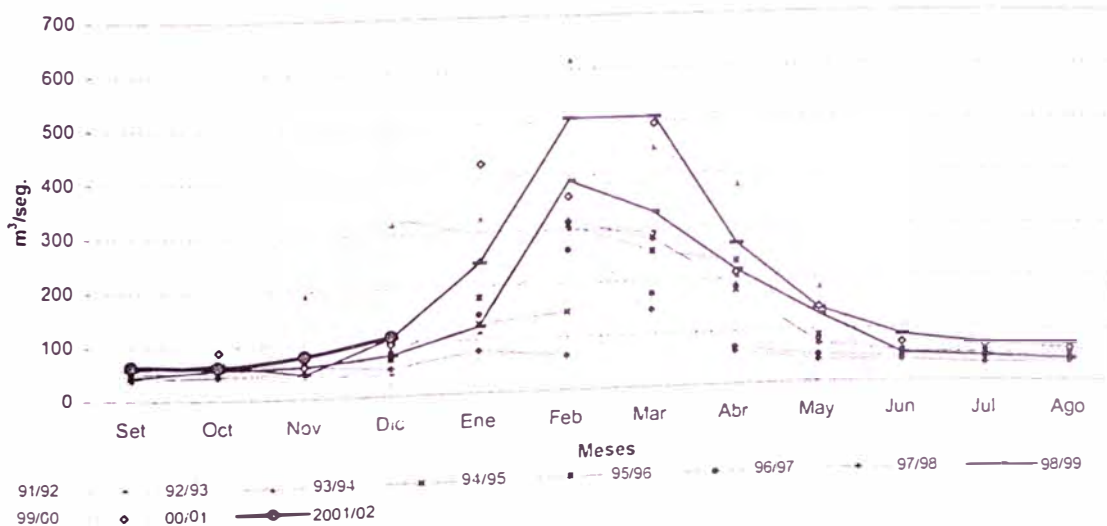
1/92	92/93	93/94	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/00	00/01	2001/02
50.8	35.5	45.0	62.3	50.6	41.0	41.9	43.0	58.9	55.5	64.6
56.0	44.8	80.8	64.1	52.0	43.6	42.2	57.7	68.2	90.2	62.2
61.3	40.7	190.9	61.3	64.0	49.0	71.9	60.3	46.3	60.2	80.1
51.7	40.3	318.2	75.8	70.1	81.8	102.6	76.9	108.9	96.5	111.3
79.3	111.9	324.5	129.4	177.8	145.9	246.9	124.4	242.4	425.8	
65.7	298.9	616.1	146.9	308.1	261.7	316.8	390.4	506.9	360.9	
145.3	290.8	449.5	281.2	255.2	175.5	278.1	329.1	507.0	493.9	
63.3	202.2	376.5	178.1	232.7	70.5	186.0	216.3	265.7	211.1	
43.1	129.4	180.6	76.3	88.4	51.9	73.1	128.8	139.7	142.2	
40.6	61.4	93.9	56.0	55.2	46.2	53.3	53.3	88.1	72.9	
33.5	50.3	72.3	54.5	52.2	42.4	47.0	47.0	71.0	66.9	
35.5	43.4	60.6	49.7	47.7	42.0	41.4	41.4	70.1	60.8	

promedio mensuales en La Mejorada menos los caudales promedio en Upamayo menos aporte de Pachacayo

TRAYECTORIA - CAUDALES EN MANTARO  
1991-2001



CAUDALES NATURAL PROMEDIO RIO MANTARO  
1991 - 2001

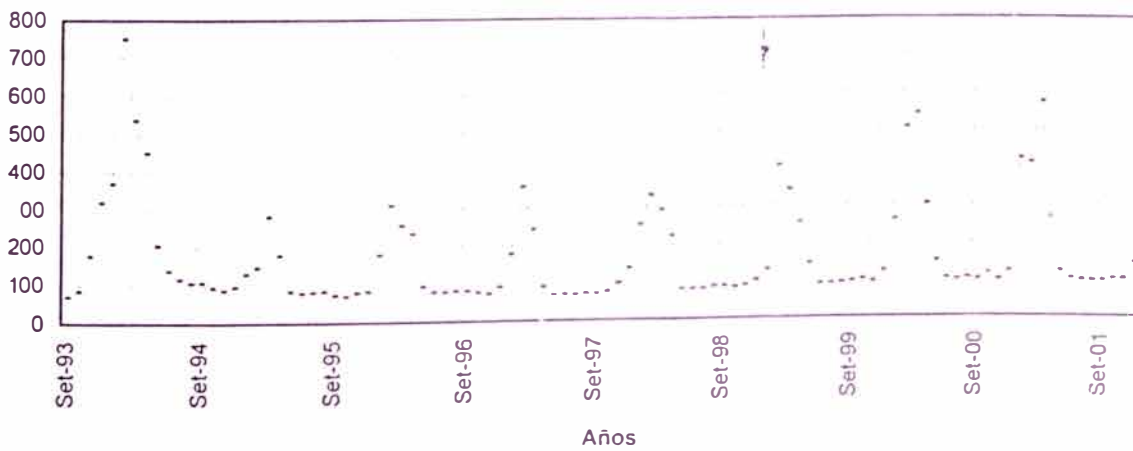


CUADRO C1.5.5

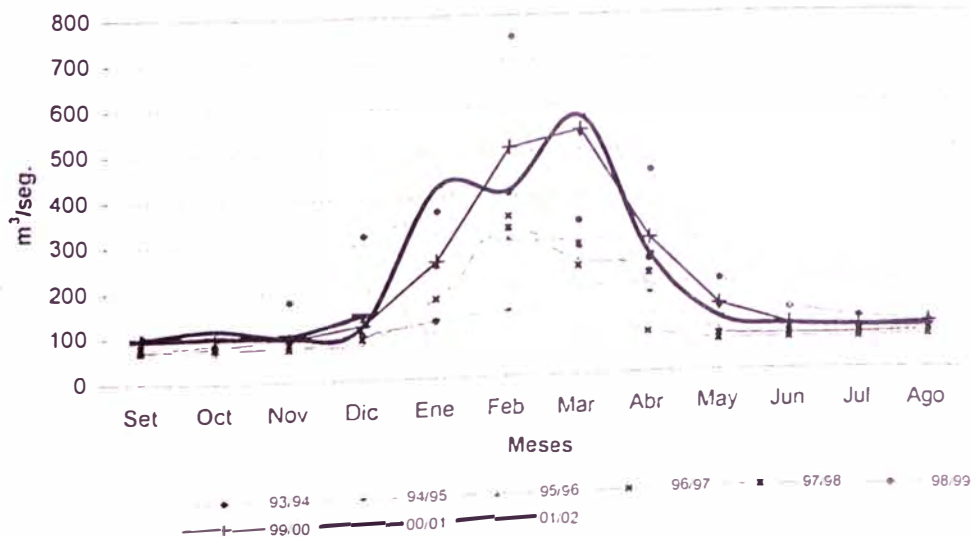
CAUDALES PROMEDIO DEL RIO MANTARO (m<sup>3</sup>/s)  
(Estación La Mejorada)

93/94	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/00	00/01	01/02
70.4	107.6	72.8	81.4	70.5	86.5	95.0	98.9	96.0
85.5	94.6	69.6	76.1	76.1	82.4	100.2	116.6	100.7
177.8	87.5	79.2	72.4	97.2	87.6	93.2	98.0	101.9
319.2	96.0	81.7	91.2	136.9	100.9	122.1	120.0	145.3
369.2	129.9	178.2	176.9	252.3	128.0	258.5	424.0	
752.1	147.3	308.4	355.3	330.0	407.3	506.9	413.2	
537.1	281.6	255.6	241.7	290.9	342.1	543.9	574.1	
450.8	178.4	233.0	90.2	222.3	253.4	300.5	265.0	
205.8	83.7	93.3	69.8	81.3	143.8	149.0	120.6	
138.4	79.4	78.9	70.1	80.2	88.7	102.8	101.7	
116.9	81.0	78.8	69.4	80.1	89.7	97.8	96.8	
106.5	83.4	81.2	74.0	85.6	91.3	104.1	95.6	

TRAYECTORIA - CAUDALES EN LA MEJORADA  
1993-2000



CAUDAL PROMEDIO RIO MANTARO  
EN LA ESTACION LA MEJORADA 1993 - 2000



CUADRO C1.5.6

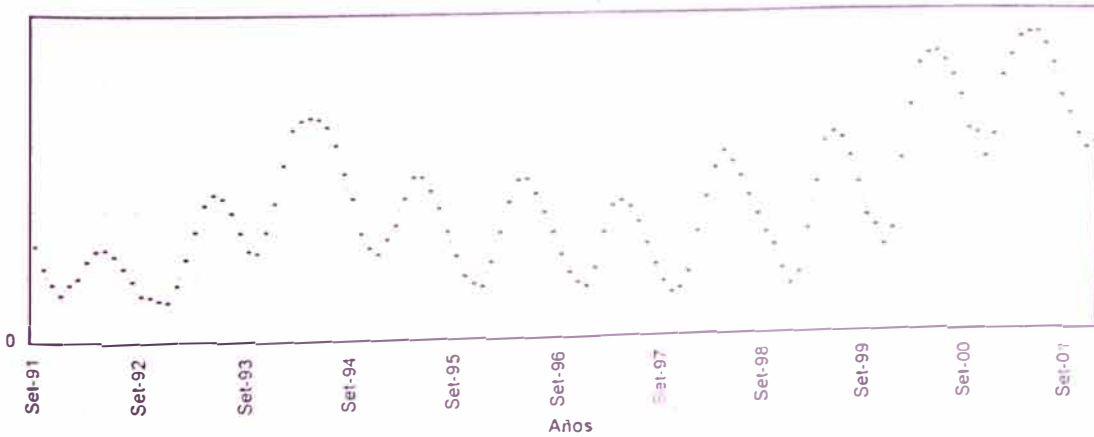
LUMEN UTIL DE LAGUNAS DE EDEGEL - CUENCA SANTA EULALIA (millones de m<sup>3</sup>)

2	92/93	93/94	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/00	00/01	2001/02
3.0	36.0	70.0	109.0	63.8	63.3	41.8	77.9	89.5	155.8	167.9
56.0	35.0	68.0	82.0	48.1	49.4	33.2	68.0	81.7	152.8	151.3
44.0	32.0	84.0	71.0	42.5	41.6	36.4	50.0	66.5	134.1	140.7
36.0	31.0	106.0	66.0	40.0	38.6	48.6	37.5	79.0	151.1	145.2
44.0	44.0	135.0	77.5	58.7	52.5	79.7	46.2	133.0	197.5	
49.0	64.0	162.0	87.9	81.3	80.0	106.4	80.1	175.1	213.1	
62.0	85.0	169.0	108.5	104.3	100.6	128.7	116.0	207.4	227.5	
70.0	105.0	171.0	124.7	121.0	104.3	141.2	147.3	215.5	231.1	
71.0	113.0	170.0	124.4	121.8	99.7	133.1	154.1	216.9	231.7	
66.0	110.0	164.0	113.8	110.5	88.0	121.7	149.7	209.5	221.8	
57.0	99.0	150.0	100.8	96.1	71.3	107.0	135.6	197.7	206.9	
47.0	84.0	128.0	82.8	80.7	55.1	92.0	115.3	182.1	182.0	

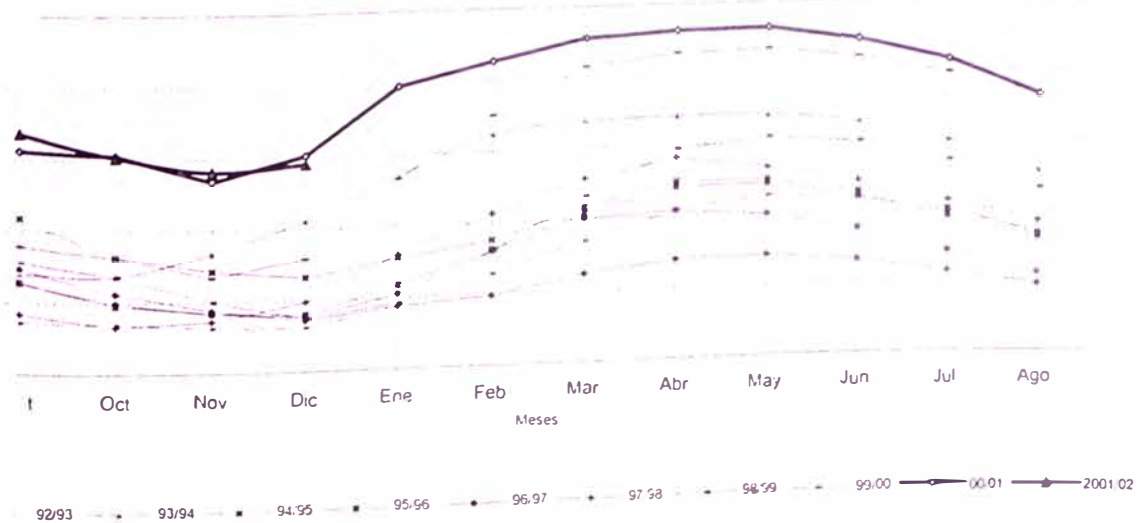
el último día de cada mes

Reservorio de Yuracmayo

TRAYECTORIA - VOLUMEN LAGUNAS EDEGEL  
1991-2000



VOLUMEN UTIL LAGUNAS EDEGEL 1991 - 2000



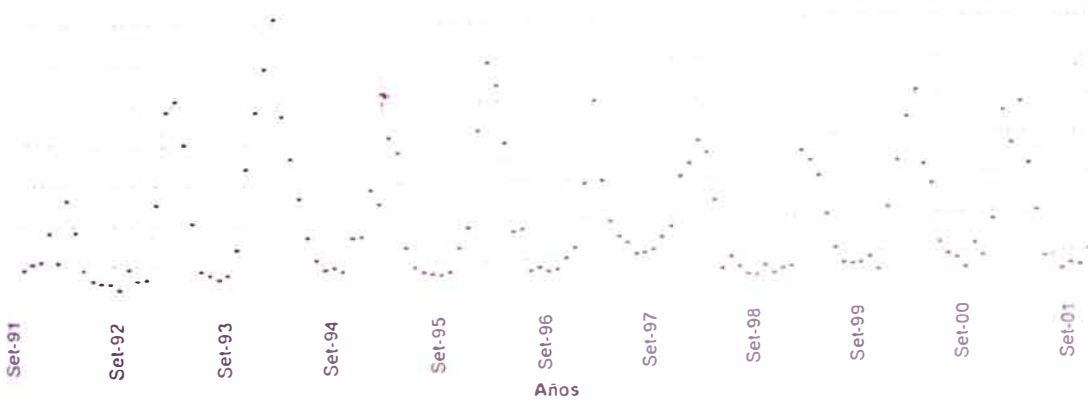
CUADRO C1.5.7

CAUDALES NATURALES DEL RIO SANTA EULALIA - EN SHEQUE  
(m<sup>3</sup>/seg.)

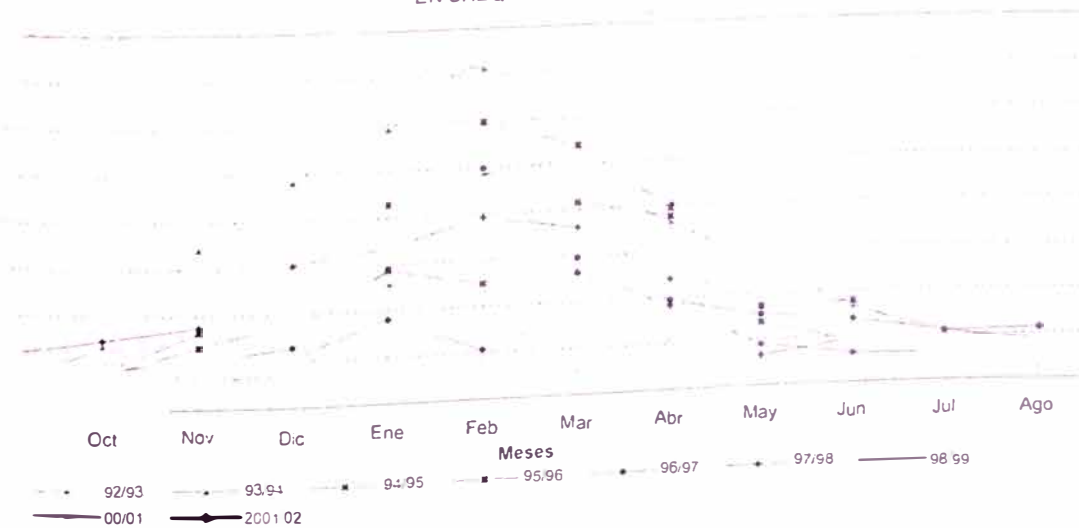
	92/93	93/94	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/00	00/01	2001/02
2	2.1	3.8	4.6	3.4	3.5	5.9	2.3	3.6	2.8	3.3
4.3	4.6	7.0	4.1	3.7	3.7	7.5	3.5	4.4	5.9	3.1
5.1	3.2	17.1	8.3	6.7	5.1	8.8	2.5	2.7	4.3	5.1
5.4	3.4	24.2	8.4	9.2	6.4	15.2	3.1	10.7	9.0	5.1
9.0	12.7	29.5	14.3	21.4	14.5	16.8	3.3	16.6	22.8	
5.3	24.2	35.7	12.5	29.9	24.9	19.6	18.0	22.1	18.6	
13.2	25.6	23.6	20.8	27.0	14.8	18.1	16.8	25.5	23.9	
9.2	20.2	18.3	18.9	19.8	9.7	12.0	14.8	16.0	16.1	
4.5	10.3	13.4	6.9	8.6	7.7	3.3	9.9	13.6	10.2	
.2	4.3	8.4	4.4	8.9	6.9	4.7	5.6	6.1	4.2	
2.9	3.9	5.6	3.8	3.6	5.4	3.4	3.6	4.5	4.3	
.9	3.3	4.3	3.5	4.0	5.6	2.5	3.5	4.0	2.5	

io mensuales en Sheque

TRAYECTORIA - CAUDALES EN SHEQUE  
1991-2001



CAUDALES NATURALES RIO SANTA EULALIA  
EN SHEQUE 1991 - 2001

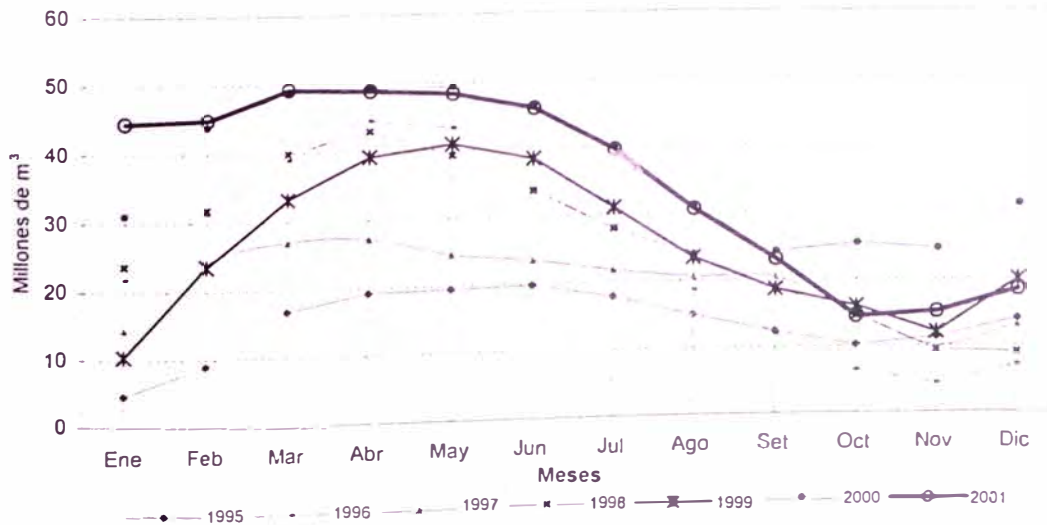


CUADRO C1.5.8

VOLUMEN UTIL EN YURACMAYO 1995-2001 (millones de m<sup>3</sup>)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
	4.7	21.7	14.4	23.6	10.5	31.0	44.5
	9.0	31.3	24.2	31.9	23.5	43.9	44.9
	16.8	39.0	27.0	39.9	33.2	49.0	49.2
	19.2	44.5	27.2	43.0	39.2	49.2	48.9
	19.5	43.3	24.6	39.2	40.8	49.3	48.3
	19.8	34.0	23.5	33.7	38.5	46.2	45.9
	17.8	27.9	21.8	27.9	31.0	39.9	39.6
	14.9	18.6	20.6	23.8	23.4	30.8	30.6
	12.3	11.9	20.4	18.8	18.6	24.2	23.0
	10.2	6.4	14.9	14.6	16.0	25.4	14.5
	11.3	4.3	10.1	9.4	12.1	24.5	15.1
	14.0	7.0	13.1	9.0	19.9	31.1	18.4

VOLUMEN UTIL YURACMAYO 1995 - 2001





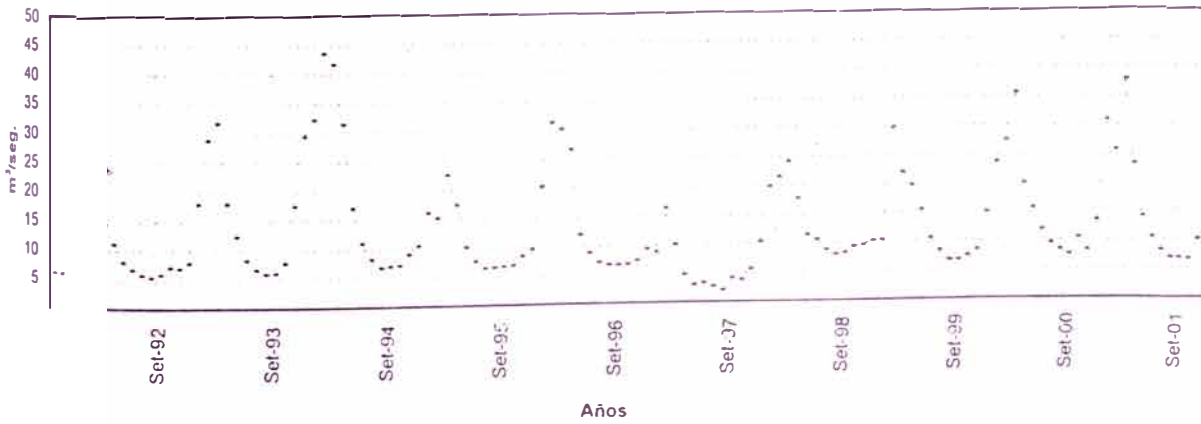
CUADRO C1.5.9

CAUDALES NATURALES DEL RIO RIMAC - EN TAMBORAQUE  
(m<sup>3</sup>/seg.)

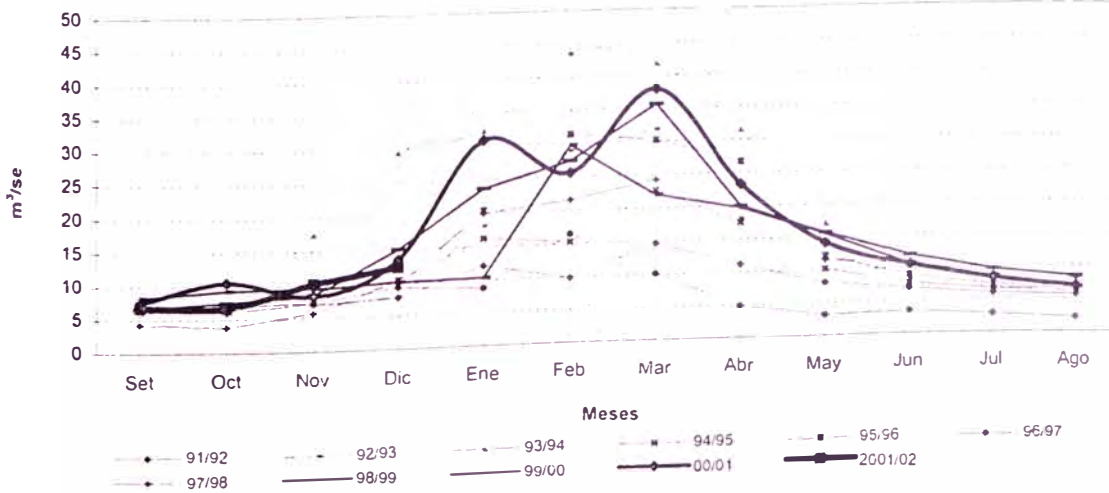
	91/92	92/93	93/94	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/00	00/01	2001/02
1	6.2	6.0	6.1	7.1	6.7	6.7	4.2	8.3	6.7	7.5	6.9
2	6.0	7.2	7.8	7.2	6.9	6.8	3.8	9.3	7.5	10.5	6.7
3	7.2	7.0	17.6	9.0	8.4	7.4	5.7	9.5	8.5	8.3	10.1
4	7.9	8.0	29.5	10.5	9.6	9.4	10.4	10.2	15.0	13.5	12.4
5	12.1	18.1	32.3	16.2	20.4	8.8	19.9	10.3	23.6	30.9	
6	9.8	28.9	43.7	15.3	31.4	16.4	21.5	29.8	27.4	25.7	
7	14.6	31.8	41.8	22.6	30.2	10.1	24.2	22.0	35.6	37.9	
8	11.2	18.1	31.5	17.5	26.7	4.9	17.8	19.7	20.0	23.3	
9	8.1	12.4	17.1	10.1	12.0	3.1	11.5	15.5	15.7	14.1	
10	6.9	8.3	11.1	7.7	8.9	3.4	10.6	10.6	11.9	10.5	
11	5.9	6.7	8.3	6.5	7.2	2.8	8.9	8.4	9.6	8.3	
12	5.5	6.0	6.9	6.6	6.8	2.1	8.0	6.7	8.4	6.9	

1 Caudales promedio mensuales en Tamboraque

TRAYECTORIA - CAUDALES EN TAMBORAQUE  
1991-2001



CAUDALES NATURALES DEL RIO RIMAC  
EN TAMBORAQUE 1991 - 2001



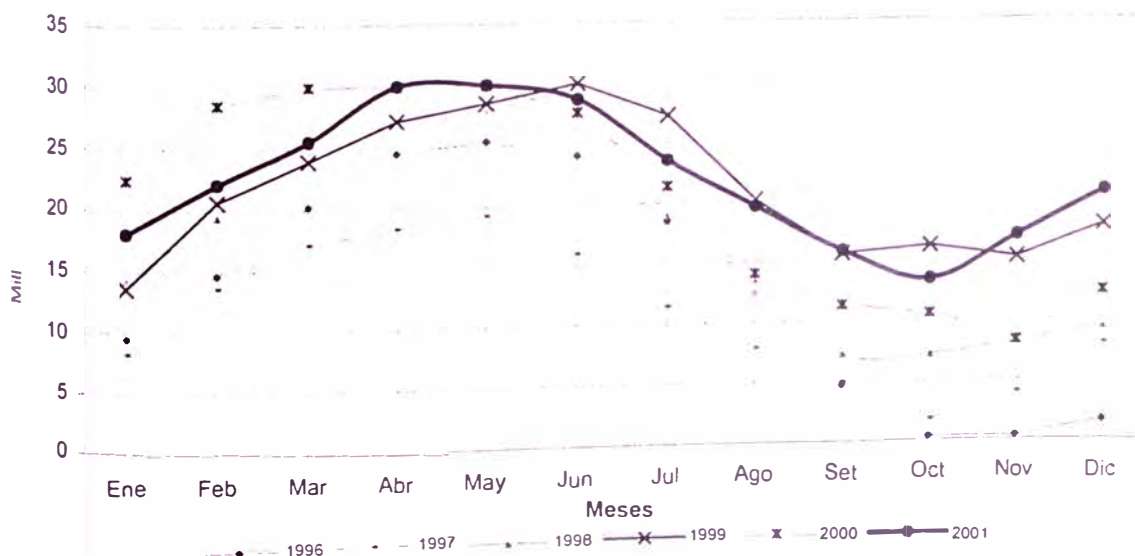
CUADRO C1.5.10

VOLUMEN UTIL EN VICONGA - CUENCA RIO PATIVILCA 1996 - 2001  
(millones de m<sup>3</sup>)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001
U	9.5	8.3	14.4	13.7	22.5	18.1
o	14.7	13.7	19.5	20.7	28.6	22.1
t	20.3	17.2	25.0	24.0	30.0	25.6
	24.5	18.4	26.9	27.2	30.0	30.0
	25.4	19.3	28.0	28.5	30.0	30.0
	24.1	16.0	28.3	30.0	27.6	28.7
	18.5	11.5	19.0	27.2	21.4	23.6
	12.4	7.9	13.6	20.2	14.1	19.7
	4.7	5.0	7.3	15.7	11.4	15.9
	0.3	1.8	7.2	16.3	10.6	13.5
O	0.3	4.0	8.2	15.3	8.3	17.1
V	1.6	8.0	9.4	17.9	12.5	20.7

No existen datos registrados antes del año 1995

VOLUMEN UTIL EN VICONGA - CUENCA RIO PATIVILCA 1996 - 2001



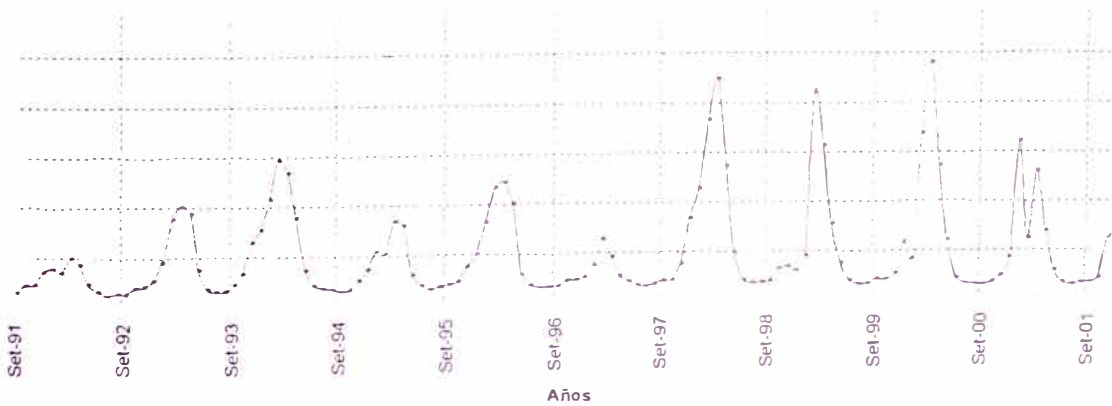
CUADRO C1.5.11

CAUDALES DEL RIO SANTA - ESTACIONES LA Balsa Y LOS CEDROS  
(m<sup>3</sup>/s)

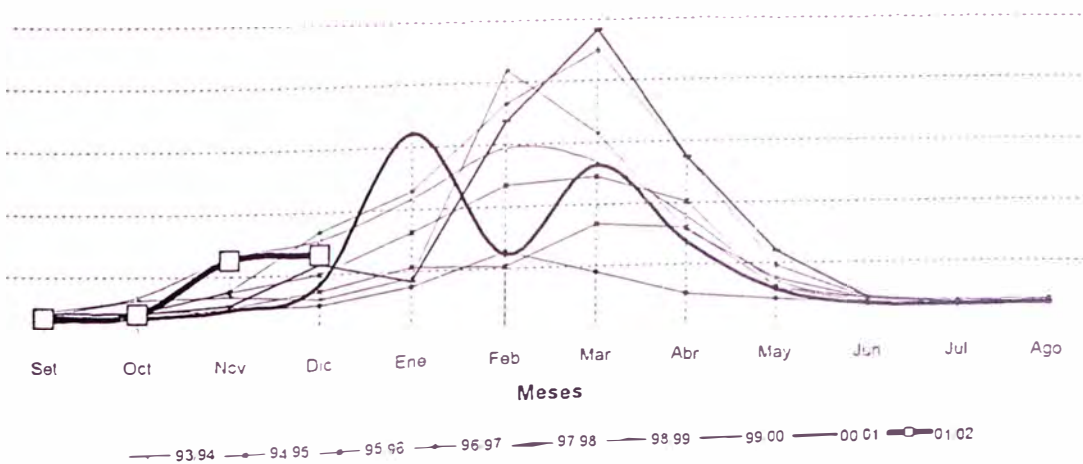
	91/92	92/93	93/94	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/00	00/01	01/02
	29.50	28.45	45.32	29.88	40.62	34.30	42.10	39.69	43.13	29.75	34.01
	44.35	39.70	67.89	32.93	45.86	44.00	42.46	63.93	42.26	34.68	41.1
	45.23	43.59	130.68	50.52	75.10	45.97	77.33	68.22	54.34	46.54	126.0
	70.82	54.98	154.97	73.11	100.18	50.61	168.13	60.04	116.99	83.74	131.7
	78.53	92.05	216.73	107.00	162.87	75.15	229.27	89.5	83.7	321.9	
	70.49	178.02	294.40	103.55	234.33	127.35	365.44	419.6	338.3	123.1	
	99.82	201.54	268.73	168.65	244.66	90.99	449.19	315.2	481.9	262.8	
	85.46	188.55	177.81	159.47	202.14	53.01	272.71	155.3	273.6	137.3	
	46.51	75.59	72.59	61.07	59.54	42.07	95.80	76.0	119.6	57.0	
	32.06	36.35	42.31	39.39	35.44	33.59	41.97	40.8	43.4	32.7	
	25.67	30.33	36.31	30.95	30.77	30.60	36.83	32.2	32.6	28.6	
	28.19	30.85	33.53	36.79	31.26	34.40	38.15	33.3	31.0	31.0	

Actualizados a partir de septiembre de 1996

TRAYECTORIA - CAUDALES EN ESTACIONES LA Balsa Y LOS CEDROS  
1991 - 2000



CAUDALES DEL RIO SANTA  
1991 - 2000

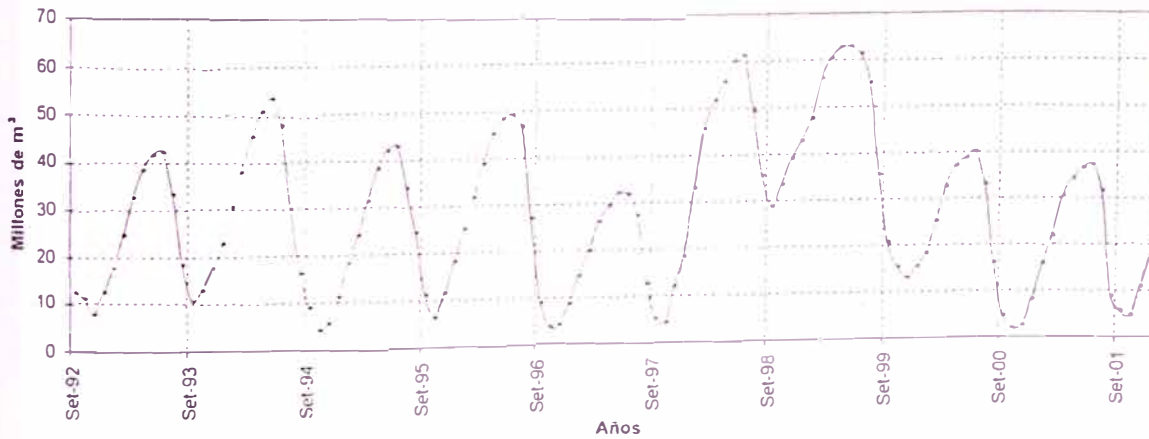


CUADRO C1.5.12

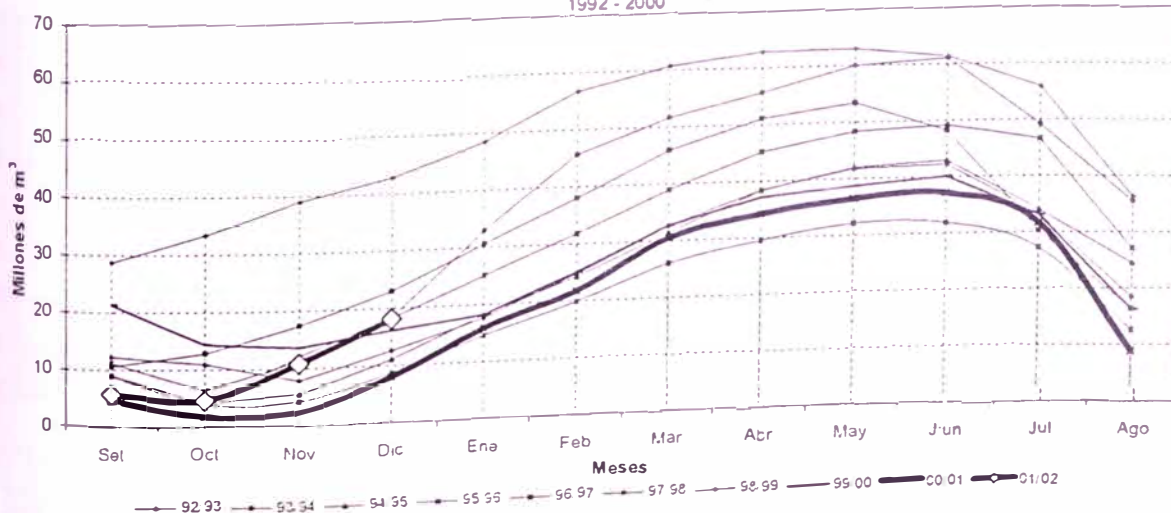
VOLUMEN UTIL EN LA LAGUNA PARON Y CULLICOCHA - CUENCA RIO SANTA  
(Millones de m<sup>3</sup>)

	92:93	93:94	94:95	95:96	96:97	97:98	98:99	99:00	00:01	01:02
Set	12.2	10.6	9.0	11.1	9.0	5.2	28.7	21.3	4.6	5.6
Oct	10.9	12.8	4.1	6.3	3.9	4.3	33.4	14.3	1.8	4.6
Nov	7.8	17.4	5.5	11.4	4.3	12.1	39.1	13.7	2.4	10.8
Dic	12.6	23.0	11.1	18.2	8.7	18.3	42.8	16.1	8.0	18.1
Ene	17.6	30.6	18.2	25.1	14.6	33.0	48.5	18.3	15.9	
Feb	24.7	38.0	24.2	31.8	19.8	45.6	56.7	25.1	21.8	
Mar	32.6	45.8	31.4	38.9	26.0	51.6	60.7	32.7	30.5	
Abr	38.5	51.1	38.3	45.2	29.5	55.7	62.8	37.1	34.3	
May	41.7	53.4	42.0	48.3	32.2	60.0	62.9	38.7	36.5	
Jun	42.2	48.3	42.9	49.2	31.9	61.1	61.5	40.1	37.2	
Jul	33.3	30.2	34.0	46.6	27.3	49.2	55.9	33.1	31.7	
Ago	18.4	16.3	24.5	27.0	12.6	35.5	36.2	16.2	8.8	

TRAYECTORIA - VOLUMEN UTIL DE LA LAGUNA PARON Y CULLICOCHA  
1992 - 2000



VOLUMEN UTIL DE LA LAGUNA PARON Y CULLICOCHA  
1992 - 2000

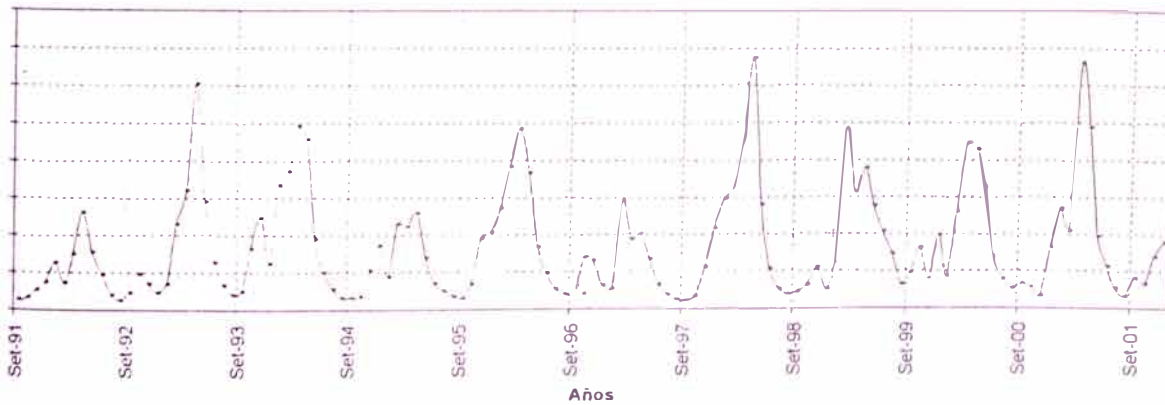


CUADRO C1.5.13

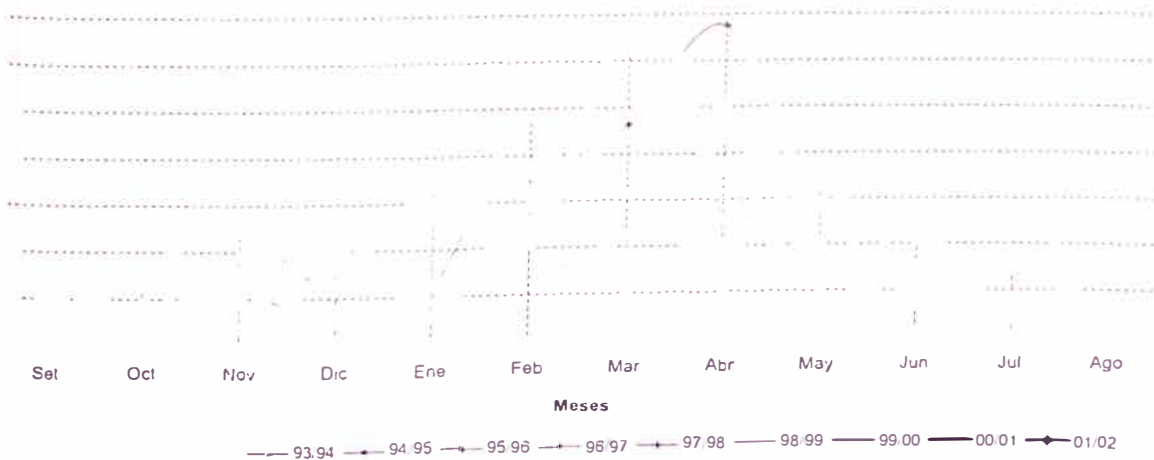
CAUDALES DEL RIO CHANCAY - ESTACION CIRATO  
( m<sup>3</sup>/s )

	3	93/9	5	6	7	99				
5.5	9.8	10.3	6.4	6.0	8.0	4.8	8.8	18.9	13.4	17.0
7.1	19.3	32.8	7.1	13.8	27.7	6.9	12.6	32.5	11.6	13.
11.0	14.4	49.6	21.4	38.3	25.9	22.2	22.1	16.1	6.7	28.
15.1	9.8	24.9	34.6	41.3	12.4	43.5	10.2	39.4	32.7	36.0
25.2	14.4	67.0	17.5	54.8	10.7	59.3	23.9	17.1	53.8	
14.7	46.2	74.5	46.5	76.5	58.5	65.0	97.1	52.4	42.5	
29.9	64.2	98.4	44.7	96.6	37.3	92.6	62.8	89.1	132.4	
52.5	121.2	91.4	52.2	73.2	40.3	135.3	76.0	86.1	98.0	
31.0	58.1	38.1	27.7	33.3	26.7	56.2	55.2	66.4	38.7	
18.9	25.5	20.3	14.0	19.1	13.0	21.2	41.9	28.6	22.7	
8.7	13.6	11.3	10.1	10.8	7.7	10.4	29.0	15.8	11.3	
5.8	8.6	6.6	7.3	7.9	5.0	7.4	13.0	10.8	7.0	

TRAYECTORIA - CAUDALES EN RIO CHANCAY  
1991 - 2000



CAUDALES DEL RIO CHANCAY  
1991 - 2000



CUADRO C1.6.1

FACTORES DE INDISPONIBILIDAD EN HORAS DE PUNTA DEL SISTEMA - 2001

TERMOSELVA	Aguaytia	TG 1	0.08%	3.67%	0.00%			
		TG 2	0.24%	4.46%	0.89%			
Asoc. CAHUA-CNP	Pacasmayo	SULZER 1	0.20%	10.75%	3.28%			
		SULZER 2	0.33%	3.27%	7.10%			
		SULZER 3	0.42%	7.54%	41.53%			
EDEGEL	Santa Rosa	MAN	0.10%	9.20%	0.00%			
		BBC-2	0.14%	2.50%	0.00%			
		BBC-3	0.14%	2.50%	0.00%			
		BBC-4	0.14%	2.51%	0.00%			
		UTI-5	0.00%	2.86%	0.00%			
		UTI-6	0.10%	2.60%	0.00%			
		WTG-7	0.28%	3.88%	0.00%			
EEPSA	Malacas	TG-1	0.00%	8.80%	40.98%			
		TG-2	0.00%	2.54%	0.00%			
		TG-3	0.00%	6.76%	0.00%			
		TG-4	0.20%	4.02%	1.09%			
	Verdun	COOPER 8	0.00%	1.53%	0.00%			
		ALCO 9	0.00%	0.88%	0.00%			
EGENOR	Chiclayo Oeste	SULZER 1	0.03%	11.38%	69.95%			
		SULZER 2	0.00%	10.87%	70.49%			
		GMT 0	0.11%	7.73%	7.10%			
		GMT 1	0.02%	4.90%	3.94%			
		GMT 2	0.29%	2.28%	0.05%			
	Piura	GMT 1	0.18%	1.13%	0.25%			
		GMT 2	0.16%	6.30%	0.08%			
		MIRLEES 1	0.00%	1.44%	0.00%			
		MIRLEES 4	0.14%	1.14%	0.00%			
		MIRLEES 5	0.00%	4.05%	0.00%			
	Sullana	Sullana	STORK	0.00%	5.12%	0.00%		
			MAN	0.20%	1.59%	3.83%		
			TG	0.00%	0.88%	0.00%		
			ALCO 1	0.00%	1.13%	1.64%		
			ALCO 2	0.00%	12.39%	0.00%		
			ALCO 3	0.02%	1.75%	0.00%		
			ALCO 4	0.00%	2.05%	2.19%		
			ALCO 5	0.00%	2.00%	1.17%		
			Paita	Paita	SKODA 1	0.00%	0.88%	0.00%
					SKODA 2	0.00%	0.88%	0.00%
SKODA 3	0.03%	2.52%			0.00%			
EMD 1	0.20%	3.15%			6.56%			
EMD 2	0.14%	3.58%			0.00%			
Chimbote	Chimbote	EMD 3	0.00%	3.82%	7.10%			
		TG 1	0.00%	1.04%	1.14%			
		TG 2	0.02%	0.90%	0.05%			
		TG 3	0.00%	0.98%	0.05%			
Trujillo	Trujillo	TG 4	0.00%	0.88%	0.00%			
		TV	0.00%	21.28%	0.00%			
TEVENSA	Ventanilla	TG-3	0.00%	2.92%	0.00%			
		TG-4	0.00%	3.05%	0.00%			
SHOUGESA	San Nicolas	TV-1	0.00%	6.88%	0.00%			
		TV-2	0.00%	5.58%	0.00%			
		TV-3	0.00%	9.96%	18.55%			
		Cummins	1.83%	2.10%	2.10%			
LECTROPERU	Tumbes Nueva	Mak 1	1.33%	1.96%	1.12%			
		Mak 2	1.33%	1.96%	1.09%			



## FACTORES DE INDISPONIBILIDAD EN HORAS DE PUNTA DEL SISTEMA - 2001

EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD	Fotoperíodo (%)	Estratificada	
				Mensual (%)	Anual (%)
EGASA	Mollendo	Mirless 1	0.36%	2.07%	0.00%
		Mirless 2	0.24%	2.50%	0.00%
		Mirless 3	0.24%	3.27%	0.00%
		TGM 1	0.41%	4.80%	0.00%
		TGM 2	0.00%	5.22%	0.00%
	Chilina	TV 2	0.00%	5.62%	0.00%
		TV 3	0.01%	4.80%	0.00%
		Ciclo Comb.	0.00%	4.71%	0.00%
		Sulzer 1	0.05%	2.36%	0.00%
		Sulzer 2	0.01%	2.08%	0.00%
EGEMSA	Dolorespata	Alco 1	0.00%	11.29%	0.00%
		Alco 2	0.00%	10.37%	0.00%
		GM 1	0.02%	11.43%	0.00%
		GM 2	0.14%	12.35%	0.00%
		GM 3	0.14%	0.89%	0.00%
		Sulzer 1	0.00%	6.45%	0.00%
		Sulzer 2	0.12%	0.98%	0.00%
SAN GABAN	Tintaya	Man 1	0.00%	1.68%	1.09%
		Man 2	0.00%	1.86%	1.09%
		Man 3	0.00%	4.50%	1.09%
		Man 4	0.14%	1.26%	1.09%
		Man 5	0.00%	2.04%	1.09%
		Man 6	0.16%	3.82%	19.52%
		Man 7	0.27%	3.61%	1.64%
		Man 8	0.11%	3.86%	19.67%
	Bellavista	Man 1	0.14%	7.02%	0.00%
		Man 2	0.00%	11.29%	0.00%
		Deutz 2	0.00%	0.88%	0.00%
		Alco	0.00%	5.96%	2.26%
	San Rafael	Sulzer 1	0.00%	1.22%	0.00%
		Sulzer 2	0.00%	1.22%	0.00%
		Sulzer 3	0.00%	1.22%	0.00%
		Sulzer 4	0.00%	1.22%	0.00%
		Sulzer 5	0.00%	1.22%	0.00%
		Sulzer 6	0.00%	1.22%	0.00%
		Sulzer 7	0.00%	1.22%	0.00%
	Taparachi	Skoda 1	0.00%	6.28%	0.00%
		Skoda 2	0.00%	21.59%	87.43%
		Man 1	0.00%	1.45%	0.00%
		Man 3	0.00%	10.44%	0.00%
Man 4		0.00%	6.74%	0.00%	
EGESUR	Calana	Wartsila 1	1.27%	2.83%	1.35%
		Wartsila 2	0.37%	4.08%	7.56%
		Wartsila 3	0.49%	5.23%	0.04%
		Wartsila 4	0.56%	3.84%	2.79%
	Moquegua	Grupo 1	1.15%	3.81%	14.63%
		Grupo 2	0.00%	2.30%	0.04%
	ENERSUR	Ilo 1	TV 2	0.00%	5.78%
TV 3			0.48%	7.21%	0.00%
TV 4			0.12%	6.10%	0.00%
TG 1			0.00%	2.97%	0.07%
TG 2			0.23%	5.82%	0.03%
Catkato			0.13%	1.61%	1.30%
Ilo 2		TV1	2.90%	11.05%	9.94%



**CUADRO C1.7.1**  
**POTENCIA INSTALADA Y EFECTIVA**  
**EMPRESAS INTEGRANTES DEL COES-SINAC A DICIEMBRE DE 2001**

<b>TERMOSELVA</b>	AGUAYTIA	TG-1	86.294	78.157	
	AGUAYTIA	TG-2	86.294	78.460	
	<i>Total térmica Termoselva</i>		<b>172.588</b>	<b>156.617</b>	
	<b>TOTAL TERMOSELVA</b>		<b>172.588</b>	<b>156.617</b>	
<b>CAHUA</b>	CAHUA		43.600	43.114	
	PARIAC		5.216	4.492	
	<i>Total hidro Cahua</i>		<b>48.816</b>	<b>47.606</b>	
<b>TOTAL CAHUA</b>		<b>48.816</b>	<b>47.606</b>		
<b>CNP ENERGIA</b>	GALLITO CIEGO		38.147	38.147	
	<i>Total hidro Cnp</i>		<b>38.147</b>	<b>38.147</b>	
	PACASMAYO	SULZER	22.963	22.963	
	PACASMAYO	MAN	1.628	1.628	
	<i>Total térmica Cnp</i>		<b>24.591</b>	<b>24.591</b>	
<b>TOTAL CNP ENERGIA</b>		<b>62.738</b>	<b>62.738</b>		
<b>EDEGEL</b>	HUINCO		258.400	247.340	
	MATUCANA		128.578	128.578	
	CALLAHUANCA		75.059	75.059	
	MOYOPAMPA		89.250	64.704	
	HUAMPANI		31.360	30.176	
	YANANGO		42.300	42.607	
	CHIMAY		156.000	150.900	
	<i>Total hidro Edegel</i>		<b>780.947</b>	<b>739.364</b>	
	SANTA ROSA	BBC	52.200	36.037	
	SANTA ROSA	UTI	109.800	105.663	
	SANTA ROSA	WTG	127.700	121.963	
	<i>Total térmica Edegel</i>		<b>289.700</b>	<b>263.663</b>	
	<b>TOTAL EDEGEL</b>		<b>1070.647</b>	<b>1003.027</b>	
	<b>EEPSA</b>	MALACAS		173.200	143.971
		VERDUN		2.319	2.319
<i>Total térmica Eepsa</i>		<b>175.519</b>	<b>146.290</b>		
<b>TOTAL EEPSA</b>		<b>175.519</b>	<b>146.290</b>		
<b>EGENOR</b>	CARHUAQUERO		95.020	95.020	
	CAÑON DEL PATO		256.550	256.550	
	<i>Total hidro Egenor</i>		<b>351.570</b>	<b>351.570</b>	
	CHICLAYO OESTE		26.610	25.228	
	PIURA		27.277	27.277	
	TG PIURA		24.300	21.110	
	SULLANA		12.500	11.060	
	PAITA		11.112	9.166	
	CHIMBOTE		63.833	62.305	
	TRUJILLO		22.800	21.180	
	TRUPAL		15.000	13.855	
	<i>Total térmica Egenor</i>		<b>203.432</b>	<b>191.181</b>	
	<b>TOTAL EGENOR</b>		<b>555.002</b>	<b>542.751</b>	
<b>ELECTROANDES <sup>(1)</sup></b>	MALPASO		54.400	48.021	
	OROYA		9.000	8.700	
	PACHACHACA		12.282	12.282	
	YAUPI		108.000	104.929	
	<i>Total hidro Egecen</i>		<b>183.682</b>	<b>173.932</b>	
<b>TOTAL EGECEN</b>		<b>183.682</b>	<b>173.932</b>		
<b>ELECTROPERU</b>	COMPLEJO MANTARC MANTARO		798.000	631.789	
	COMPLEJO MANTARC RESTITUCION		210.400	209.736	
	<i>Total hidro Electroperú</i>		<b>1008.400</b>	<b>841.525</b>	
	TUMBES <sup>(2)</sup>		18.339	18.339	
	<i>Total térmica Electroperú</i>		<b>18.339</b>	<b>18.339</b>	
<b>TOTAL ELECTROPERU</b>		<b>1026.739</b>	<b>859.864</b>		
<b>ETEVENSA</b>	VENTANILLA <sup>(3)</sup>		384.000	328.077	
	<i>Total térmica Etevensa</i>		<b>384.000</b>	<b>328.077</b>	
	<b>TOTAL ETEVENSA</b>		<b>384.000</b>	<b>328.077</b>	
<b>SHOUGESA</b>	SAN NICOLAS	TV 1-2-3	63.586	63.586	
	SAN NICOLAS	CUMMINS <sup>(4)</sup>	1.250	1.241	
	<i>Total térmica Shougesa</i>		<b>64.836</b>	<b>64.827</b>	
	<b>TOTAL SHOUGESA</b>		<b>64.836</b>	<b>64.827</b>	

**CUADRO C1.7.1**  
**POTENCIA INSTALADA Y EFECTIVA**  
**EMPRESAS INTEGRANTES DEL COES-SINAC A DICIEMBRE DE 2001**

SA	CHARCANI		176.890	170.255
	<i>Total hidro Egasa</i>		<i>176.890</i>	<i>170.255</i>
	MOLLENDO	MIRLESS	31.710	31.317
	MOLLENDO	TGM	90.000	71.542
	CHILINA	TV	18.000	17.241
	CHILINA	C.C	20.000	19.360
	CHILINA	SULZER	10.400	10.565
	<i>Total térmica Egasa</i>		<i>170.110</i>	<i>150.025</i>
	<b>TOTAL EGASA</b>		<b>347.000</b>	<b>320.280</b>
	EMSA	HERCA		1.020
MACHUPICCHU <sup>(2)</sup>			92.250	92.250
<i>Total hidro Egemsa</i>		<i>93.270</i>	<i>92.970</i>	
DOLORESPATA			15.620	11.761
<i>Total térmica Egemsa</i>		<i>15.620</i>	<i>11.761</i>	
<b>TOTAL EGEMSA</b>		<b>108.890</b>	<b>104.731</b>	
GABAN	SAN GABAN II		112.900	112.900
	<i>Total hidro San Gaban</i>		<i>112.900</i>	<i>112.900</i>
	TINTAYA		17.960	17.426
	BELLAVISTA		8.600	5.715
	SAN RAFAEL		11.160	4.935
	TAPARACHI		8.800	5.429
	<i>Total térmica San Gaban</i>		<i>46.520</i>	<i>33.505</i>
	<b>TOTAL SAN GABAN</b>		<b>159.420</b>	<b>146.405</b>
ESUR	ARICOTA		35.700	34.900
	<i>Total hidro Egesur</i>		<i>35.700</i>	<i>34.900</i>
	CALANA		25.600	25.340
	MOQUEGUA		1.000	0.827
	<i>Total térmica Egesur</i>		<i>26.600</i>	<i>26.167</i>
<b>TOTAL EGESUR</b>		<b>62.300</b>	<b>61.067</b>	
ERSUR	ILO 1	TV	154.000	149.363
	ILO 1	TG	81.690	70.369
	ILO 1	CATKATO	3.300	3.395
	ILO 2	TVC1	145.000	141.465
	<i>Total térmica Enersur</i>		<i>383.990</i>	<i>364.592</i>
	<b>TOTAL ENERSUR</b>		<b>383.990</b>	<b>364.592</b>
<b>TOTAL SINAC</b>			<b>4806.167</b>	<b>4382.804</b>

GECEN hasta el 28 de febrero de 2001

<sup>(4)</sup> 06-09-01 inicio de operación comercial

2-01 inicio de operación comercial

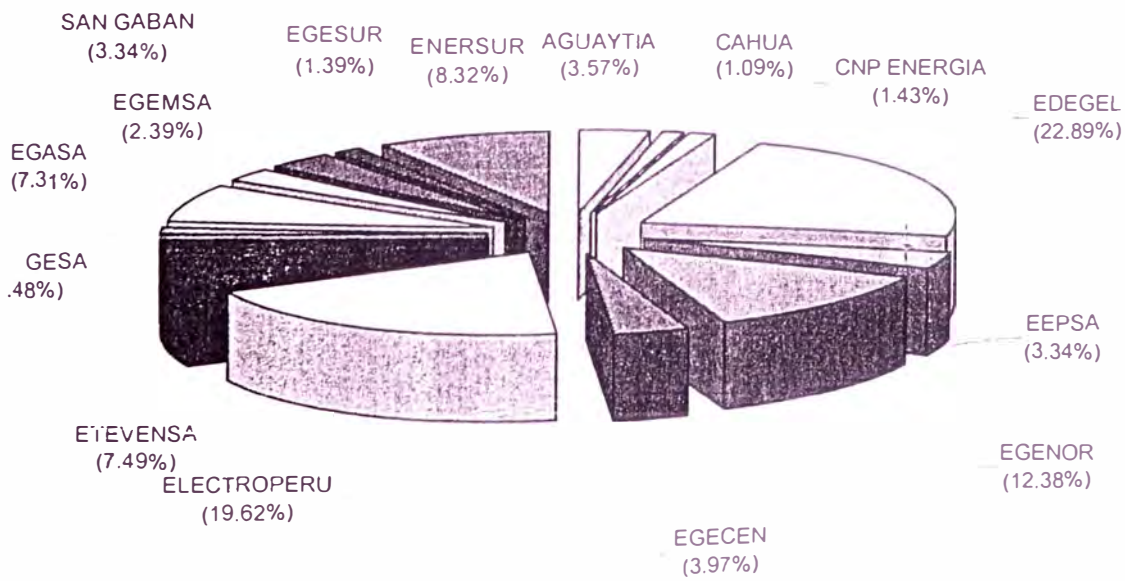
<sup>(5)</sup> 06-06-01, 01-07-01 y 20-10-01 ingreso de G1, G3 y G2

1-05-01 se retiraron del sistema la TG1 y TG2

**CUADRO C1.7.2  
POTENCIA EFECTIVA-TIPO DE GENERACION - 2001**

Generación	Pot. Efect. (MW)	(%)
Hidráulico	2,603.17	59.40
Térmico	1,779.64	40.60
<b>Total</b>	<b>4,382.80</b>	<b>100.00</b>

**Gráfico F1.7.1  
POTENCIA EFECTIVA - 2001  
PARTICIPACION EMPRESAS COES-SINAC**

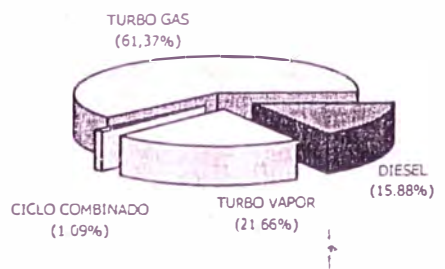


Total a diciembre = 4 382,804 MW

**CUADRO C1.7.3  
POTENCIA EFECTIVA-TIPO DE GENERACION TERMICA - 2001**

Tipo	Pot. Efect. (MW)	(%)
TURBO GAS	1,092.14	61.37
DIESEL	282.62	15.88
TURBO VAPOR	385.51	21.66
CICLO COMBIN	19.36	1.09
<b>Total</b>	<b>1,779.64</b>	<b>100.00</b>

**GRAFICO F1.7.2  
POTENCIA EFECTIVA-TIPO DE GENERACION TERMICA - 2001**



Total a diciembre = 1 779,635 MW

**CUADRO C1.8.1**

**CENTRALES DE GENERACION - SINAC**

Centrales	Pot. Instalada (MVA)	Pot. Efectiva (MW)
Hidroeléctricas	3,142.1	2,603.2
Termoeléctricas	2,165.7	1,779.6
- Turbinas a Gas	1,459.4	1,141.2
- Grupos Diesel	296.5	253.0
- Turbinas a Vapor	264.7	244.0
- Carbon	145.0	141.5
<b>TOTAL SINAC</b>	<b>5,307.7</b>	<b>4,382.8</b>

**CUADRO C1.8.2**

**LONGITUD DE LINEAS DE TRANSMISION - SINAC (km)**

	220 kV.		Total	138 kV.	60- 69 KV	33, 50 kV.
	1 circuito	2 circuitos				
	1,411.0	618.6	2,336.0	306.4	-	-
rio (*)	2,681.0	822.8	3,503.9	2,127.9	717.9	574.8
	<b>4,092.0</b>	<b>1,441.4</b>	<b>5,839.8</b>	<b>2,434.3</b>	<b>717.9</b>	<b>574.8</b>

sistema secundario de ETECEN y de las empresas generadoras

**CUADRO C1.8.3**

**SUBESTACIONES - SINAC**

Descripción	S.F. Elevadora (MVA)	Transformadora (MVA)
Sistema Principal de Transmisión	-	1468.3
Sistema Secundario de Transmisión (*)	5,157.5	2,282.2
<b>TOTAL</b>	<b>5,157.5</b>	<b>3,750.5</b>

(\*) La potencia se refiere al devanado primario

**CUADRO C1.8.4**

**EQUIPOS DE COMPENSACION REACTIVA - SINAC (MVAR)**

COMP. SINCRONO		Reactor	Capacitor	S.V.C.	
Inductivo	Capacitivo			Inductivo	Capacitivo
-	-	110.0	90.0	75.0	75.0
10.0	20.0	255.0	107.4	45.0	90.0
-	-	-	176.2	50.0	100.0

## DATOS DE LAS EMPRESAS GENERADORAS INTEGRANTES DEL COES-SINAC

## CENTRALES HIDRAULICAS

CENTRAL	Tensión (kV)	Pot Instalad (MVA)	Pot Efectiva (MW)	Pot Reactiva (MVAR)	No. De Grupos	Empresa
MANTARO	13.8	840.0	631.8	216.0	7	ELECTROPERU
RESTITUCION	13.8	247.5	209.7	130.4	3	ELECTROPERU
CAÑON DEL PATO	13.8	259.6	256.6	51.6	6	EGENOR
CARHUAQUERO	10.0	96.8	95.0	36.0	3	EGENOR
HUINCO	12.5	340.0	247.3	217.6	4	EDEGEL
MATUCANA	12.5	160.0	128.6	104.0	2	EDEGEL
MOYOPAMPA	10.0	105.0	64.7	64.2	3	EDEGEL
CALLAHUANCA_A	8.0	44.0	37.5	33.0	1	EDEGEL
CALLAHUANCA_B	6.5	52.5	37.5	22.8	3	EDEGEL
HUAMPANI	10.0	44.8	30.2	19.6	2	EDEGEL
CHIMAY	13.8	168.0	150.9	84.0	2	FDEGEL
YANANGO	10.0	49.8	42.6	26.0	1	EDEGEL
CAHUA	10.0	55.0	43.1	38.0	2	CAHUA
PARIAC	10.0	6.1	4.5	1.7	5	CAHUA
GALLITO CIEGO	10.5	40.0	38.1	21.1	2	C.N. PACASMAYO
YAUPI	13.8	120.0	104.9	52.5	5	ELECTROANDES
MALPASO	6.9	68.0	48.0	43.5	4	ELECTROANDES
PACHACHACA	2.3	15.0	12.3	9.0	4	ELECTROANDES
OROYA	2.3	11.3	8.7	6.8	3	ELECTROANDES
CHARCANI I	5.3	1.8	1.6	1.5	2	EGASA
CHARCANI II	5.3	0.8	0.6	0.8	3	EGASA
CHARCANI III	5.3	4.6	3.9	4.2	2	EGASA
CHARCANI IV	5.3	15.5	15.3	14.3	3	EGASA
CHARCANI V	13.8	145.4	139.9	98.3	3	EGASA
CHARCANI VI	5.3	9.0	8.9	6.4	1	EGASA
HERCCA	2.3	1.0	0.7	0.8	2	EGEMSA
MACHUPICCHU	13.8	92.3	92.3	52.3	2	EGESUR
ARICOTA I	10.5	23.8	22.5	16.7	2	EGESUR
ARICOTA II	10.5	11.9	12.4	6.5	1	EGESUR
SAN GABAN II	13.8	112.9	112.9	73.3	2	SAN GABAN
TOTAL		3142.1	2603.2	1452.7	85	

Continua...

## CENTRALES TERMICAS

Continuación

CENTRAL	Tension (kV)	Pot. Instalad (MVA)	Pot. Efectiva (MW)	Pot. Reactiva (MVAR)	Tipo	Empresa
TUMBES	10.0	18.3	18.339	11.4	DIESEL	ELECTROPERU
VENTANILLA (TG-3)	16.0	192.0	163.605	90.0	TG	ETEVENSA
VENTANILLA (TG-4)	16.0	192.0	164.472	90.0	TG	ETEVENSA
MALACAS (G-1)	13.8	18.0	14.869	5.0	TG	EEPSA
MALACAS (G-2)	13.8	18.0	15.169	5.0	TG	EEPSA
MALACAS (G-3)	13.8	18.0	16.654	5.0	TG	EEPSA
MALACAS (G-4)	13.8	119.2	97.279	64.0	TG	EEPSA
VERDUN (COOPER 8)	13.2	1.6	1.353	0.8	TG	EEPSA
VERDUN (ALCO 9)	13.2	1.1	0.966	0.6	TG	EEPSA
WESTINGHOUSE (TG-7)	13.8	150.0	121.963	68.0	TG	EDEGEL
SANTA ROSA (UTI-5)	13.8	70.1	53.601	25.0	TG	EDEGEL
SANTA ROSA (UTI-6)	13.8	70.1	52.062	25.0	TG	EDEGEL
SANTA ROSA (BBC-2)	10.0	18.4	10.767	5.6	TG	EDEGEL
SANTA ROSA (BBC-3)	10.0	18.4	8.840	5.6	TG	EDEGEL
SANTA ROSA (BBC-4)	10.0	28.5	16.430	11.6	TG	EDEGEL
SAN NICOLAS (TV-1)	13.8	22.1	18.709	11.6	TV	SHOUGESA
SAN NICOLAS (TV-2)	13.8	22.1	19.108	11.8	TV	SHOUGESA
SAN NICOLAS (TV-3)	13.8	29.4	25.769	16.0	TV	SHOUGESA
SAN NICOLAS (CUMMINS)	13.8	1.3	1.241	0.8	DIESEL	SHOUGESA
PACASMAYO (SUL)	6.3	23.0	22.963	5.9	DIESEL	C.N. PACASMAYO
PACASMAYO (MAN)	2.3	1.6	1.628	1.0	DIESEL	C.N. PACASMAYO
PIURA-CT (GMT-1)	10.0	6.3	4.608	3.8	DIESEL	EGENOR
PIURA-CT (GMT-2)	10.0	6.3	4.459	3.8	DIESEL	EGENOR
PIURA-CT (MIRRL-1)	4.8	1.7	1.231	0.9	DIESEL	EGENOR
PIURA-CT (MIRRL-4)	4.8	2.9	1.954	1.3	DIESEL	EGENOR
PIURA-CT (MIRRL-5)	4.8	3.0	1.941	1.4	DIESEL	EGENOR
PIURA-CT (STO)	4.8	6.3	5.634	3.8	DIESEL	EGENOR
PIURA-CT (MAN)	10.0	9.3	7.450	4.6	DIESEL	EGENOR
PIURA-TG (MS-5000)	10.0	24.3	21.110	13.7	TG	EGENOR
CHICLAYO O. (GMT-1)	10.0	5.1	4.319	3.1	DIESEL	EGENOR
CHICLAYO O. (GMT-2)	10.0	5.1	4.459	3.1	DIESEL	EGENOR
CHICLAYO O. (GMT-3)	10.5	5.0	4.484	3.0	DIESEL	EGENOR
CHICLAYO O. (SUL-1)	10.0	7.1	5.697	3.1	DIESEL	EGENOR
CHICLAYO O. (SUL-2)	10.0	7.1	6.269	3.1	DIESEL	EGENOR
SULLANA (ALCO-1)	4.2	3.1	2.200	1.7	DIESEL	EGENOR
SULLANA (ALCO-2)	4.2	3.1	2.321	1.7	DIESEL	EGENOR
SULLANA (ALCO-3)	4.2	3.1	2.181	1.7	DIESEL	EGENOR
SULLANA (ALCO-4)	4.2	3.1	2.125	1.7	DIESEL	EGENOR
SULLANA (ALCO-5)	4.2	3.1	2.233	1.7	DIESEL	EGENOR
PAITA (SKODA-1)	4.2	1.4	0.893	0.7	DIESEL	EGENOR
PAITA (SKODA-2)	4.2	1.4	0.898	0.7	DIESEL	EGENOR
PAITA (SKODA-3)	4.2	1.4	0.892	0.7	DIESEL	EGENOR
PAITA (EMD-1)	4.2	3.3	2.107	1.7	DIESEL	EGENOR
PAITA (EMD-2)	4.2	3.3	2.137	1.7	DIESEL	EGENOR
PAITA (EMD-3)	4.2	3.3	2.239	1.7	DIESEL	EGENOR
CHIMBOTE (TG-1)	13.2	27.4	20.019	17.1	TG	EGENOR
CHIMBOTE (TG-2)	13.2	27.4	20.649	17.1	TG	EGENOR
CHIMBOTE (TG-3)	13.2	27.4	21.637	17.1	TG	EGENOR
TRUJILLO (TG-4)	10.0	27.4	21.180	17.1	TG	EGENOR
TRUPAL	4.2	16.0	13.855	8.4	TV	EGENOR
AGUAYTIA TG1	13.8	119.2	78.157	77.5	TG	TERMOSELVA
AGUAYTIA TG2	13.8	119.2	78.460	77.5	TG	TERMOSELVA
CHILINA - SULZER1	10.4	5.2	5.302	3.2	DIESEL	EGASA
CHILINA - SULZER2	10.4	5.2	5.263	3.2	DIESEL	EGASA
CHILINA - VAPOR 1 y 2	5.3	9.4	7.159	5.4	TV	EGASA
CHILINA - VAPOR 3	10.5	11.8	10.082	5.6	TV	EGASA
CHILINA - CICLO COMBINADO	13.8	23.5	19.360	11.8	DIESEL	EGASA
MOLLENDO - MIRRLESS1	13.8	10.6	10.365	6.4	DIESEL	EGASA
MOLLENDO - MIRRLESS2	13.8	10.6	10.502	6.4	DIESEL	EGASA
MOLLENDO - MIRRLESS3	13.8	10.6	10.450	6.4	DIESEL	EGASA
MOLLENDO - TGM1	13.8	45.0	35.873	27.0	TG	EGASA
MOLLENDO - TGM2	13.8	45.0	35.669	26.9	TG	EGASA
DOLORESPATA - SULZER	11.0	3.1	2.9	2.1	DIESEL	EGEMSA
DOLORESPATA - ALCO	4.2	5.0	3.4	2.9	DIESEL	EGEMSA
DOLORESPATA - GM	4.2	7.5	5.4	4.5	DIESEL	EGEMSA
CALANA	10.5	25.6	25.340	15.8	DIESEL	EGESUR
MOQUEGUA	4.2	1.0	0.827	0.6	DIESEL	EGESUR
ILO1 TV	13.8	154.0	149.363	95.5	TV	ENERSUR
ILO1 CATKATO	4.2	3.3	3.395	2.0	DIESEL	ENERSUR
ILO1 TG	13.8	81.7	70.369	50.6	TG	ENERSUR
ILO2	17.0	145.0	141.465	87.7	CARBON	ENERSUR
TINTAYA	4.2	18.0	17.426	11.1	DIESEL	SAN GABAN
SAN RAFAEL	0.5	11.2	4.935	7.1	DIESEL	SAN GABAN
BELLAVISTA - MAN	10.0	5.4	3.6	3.4	DIESEL	SAN GABAN*
BELLAVISTA - ALCO y DEUTZ	2.4	3.2	2.1	2.0	DIESEL	SAN GABAN*
TAPARACHI - SKODA y MAN	2.4	5.7	3.5	7.3	DIESEL	SAN GABAN*
TAPARACHI - MAN 4	10.5	3.1	1.893	1.0	DIESEL	SAN GABAN*
TOTAL		2165.7	1779.6	1151.3		



CUADRO C1.8.6

LINEAS DE TRANSMISION - SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

	NOMBRE	Código	Sistema	Tensión	Longitud	Corriente	No. De	Propietario	
Barra de Envío	Barra de Rec	Actual		kV	Km)	Máxima A	Termas		
	AGUAYTIA	TINGO MARIA		220 0	73.3	499.9	1	ETESSELVA	
	PARAMONGA NUEVA	VIZCARRA	P	220 0	169.4	499.9	1	ETESSELVA	
	VIZCARRA	TINGO MARIA		220 0	150.0	499.9	1	ETESSELVA	
	CALLAHUANCA	PACHACHACA		L-222/223	220.0	72.6	400 0	2	ETECEN
	CAMPO ARMIÑO	POMACOCHA		L-201/202	220 0	192.2	400 0	2	ETECEN
	CAMPO ARMIÑO	HUANCAVELICA		L-204	220 0	66.5	400 0	1	ETECEN
	CAMPO ARMIÑO	INDEPENDENCIA		L-203	220.0	247.3	400 0	1	ETECEN
	CAMPO ARMIÑO	PACHACHACA		L-219/218	220 0	194.8	400 0	2	ETECEN
	CHAVARRIA	VENTANILLA		L-244/245	220 0	10.6	600/800	2	ETECEN
0	CHAVARRIA	VENTANILLA		L-246	220 0	15.0	400 0	1	ETECEN
	CHICLAYO OESTE	GUADALUPE	P	220 0	83.7	400 0	1	ETECEN	
	CHIMBOTE	TRUJILLO NORTE		L-232/233	220 0	134.0	400 0	2	ETECEN
	CHIMBOTE	PARAMONGA NUEVA	P	L-215	220 0	221.2	400 0	1	ETECEN
	GUADALUPE	TRUJILLO NORTE	P	L-234	220 0	103.2	400 0	1	ETECEN
	HUANCAVELICA	INDEPENDENCIA		L-231	220.0	180.8	400 0	1	ETECEN
	HUAYUCACHI	ZAPALLAL		L-221	220 0	244.1	400 0	1	ETECEN
7	HUAYUCACHI	CAMPO ARMIÑO		L-220	220 0	76.6	400 0	1	ETECEN
	ICA	MARCONA		L-211	220 0	155.0	400 0	1	ETECEN
	INDEPENDENCIA	ICA		L-209	220 0	55.2	400 0	1	ETECEN
	INDEPENDENCIA	SAN JUAN		L-207	220 0	214.8	400 0	1	ETECEN
	INDEPENDENCIA	SAN JUAN		L-208	220 0	216.3	400 0	1	ETECEN
22	OROYA	PACHACHACA		L-224	220 0	21.6	677.3	1	ETECEN
	PACHACHACA	POMACOCHA		L-226	220 0	13.5	400 0	1	ETECEN
	PARAMONGA NUEVA	HUACHO	P	L-213	220 0	55.5	400 0	1	ETECEN
	HUACHO	ZAPALLAL	P	L-212	220 0	108.5	400 0	1	ETECEN
	PIURA OESTE	CHICLAYO OESTE		L-238	220 0	211.2	398.9	1	ETECEN
	POMACOCHA	SAN JUAN		L-205/206	220 0	112.2	400 0	2	ETECEN
28	SAN JUAN	SANTA ROSA		L-2010/2011	220 0	26.4	600 0	2	ETECEN
	SANTA ROSA	CHAVARRIA	P	L-2003/2004	220 0	8.5	600 0	2	ETECEN
30	TALARA	PIURA OESTE	P	L-248	220 0	135.0	400 0	1	ETECEN
31	ALLAL	VENTANILLA		L-242/243	220 0	18.0	600 0	2	ETECEN
32	PARAGSHA II	HUANUCO		L-120	138 0	86.2	188.3	1	ETECEN
	TINGO MARIA	HUANUCO	P	L-121	138 0	88.16	188.3	1	ETECEN
	TINGO MARIA	AUCAYACU		L-122	138 0	44.2	188.3	1	ETECEN
	AUCAYACU	TOCACHE		L-124	138 0	107.8	188.3	1	ETECEN
	MARCONA ( * )	SAN NICOLAS		L-627	60 0	15.2	404.1	1	ETECEN
	MARCONA ( * )	SAN NICOLAS		L-628/629	60 0	15.2	404.1	2	ETECEN
38	TALARA	ZORRITOS		L-249	220 0	137.8	600 0	1	ELECTROPERU
9	CAMPO ARMIÑO	RESTITUCION		L-228/229/230	220 0	2.2	400 0	1	ELECTROPERU
	YAUPI	YUNCAN		L-701 A	138 0	14.0	774.8	1	ELECTROANDES
1	YUNCAN	CARHUAMAYO		L-701 B	138 0	53.2	774.8	1	ELECTROANDES
2	OROYA NUEVA	CARIPA		L-702 A	138 0	20.5	574.8	1	ELECTROANDES
	CARIPA	CARHUAMAYO		L-702 B	138 0	53.5	574.8	1	ELECTROANDES
44	CARHUAMAYO	PARAGSHA II		L-703	138 0	39.6	574.8	1	ELECTROANDES
45	PARAGSHA I	PARAGSHA II		L-704	138 0	1.6	574.8	1	ELECTROANDES
46	OROYA NUEVA	PACHACAYO		L-601 A	69 0	37.8	373.2	1	ELECTROANDES
47	PACHACAYO	YURICOCHA		L-601 B	69 0	63.9	373.2	1	ELECTROANDES
	MALPASO	JUNIN		L-501 A	50 0	37.3	291.0	1	ELECTROANDES
9	JUNIN	CARHUAMAYO		L-501 B	50 0	27.4	291.0	1	ELECTROANDES
	MALPASO	CARHUAMAYO		L-502	50 0	64.7	291.0	1	ELECTROANDES
1	MALPASO	C.H. OROYA		L-503	50 0	18.6	457.0	1	ELECTROANDES
	MAYUPAMPA	OROYA NUEVA		L-504 A	50 0	3.4	457.0	1	ELECTROANDES
	MALPASO	MAYUPAMPA		L-504 B	50 0	17.0	457.0	1	ELECTROANDES
	C.H. OROYA	FUNDICION		L-509	50 0	2.4	515.0	1	ELECTROANDES
	OROYA NUEVA	ALAMBRON		L-513	50 0	0.9	350.0	1	ELECTROANDES
	CARHUAMAYO	HUARON (SHELBY)		L-514	50 0	22.9	291.0	1	ELECTROANDES
	SHELBY	BUENAVISTA		L-514 B	50 0	6.4	291.0	1	ELECTROANDES
	CARHUAMAYO	SHELBY		L-515A	50 0	22.9	291.0	1	ELECTROANDES
	SHELBY	BUENAVISTA		L-515B	50 0	6.5	291.0	1	ELECTROANDES
	SHELBY (HUARON)	EXCELSIOR		L-516	50 0	18.1	291.0	1	ELECTROANDES
	BUENAVISTA	VISTA ALEGRE		L-517A	50 0	7.1	291.0	1	ELECTROANDES
	VISTA ALEGRE	EXCELSIOR		L-517B	50 0	4.6	291.0	1	ELECTROANDES
	BUENAVISTA	LA FUNDICION		L-518	50 0	2.1	291.0	1	ELECTROANDES
	VISTA ALEGRE	SAN JUAN		L-519	50 0	2.7	291.0	1	ELECTROANDES
	EXCELSIOR	PARAGSHA I		L-520	50 0	1.2	515.0	1	ELECTROANDES
	PARAGSHA I	DERIV. MILPO		L-524 A	50 0	1.0	311.8	1	ELECTROANDES
67	DERIV. MILPO	HUICRA		L-524 B	50 0	3.5	311.8	1	ELECTROANDES
68	HUICRA	GOYLLAR		L-524 C	50 0	24.6	311.8	1	ELECTROANDES
69	OROYA NUEVA	CURIPATA		L-525 A	50 0	9.8	439.9	1	ELECTROANDES
70	PACHACHACA	CURIPATA		L-525 B	50 0	8.9	291.0	1	ELECTROANDES
71	PACHACHACA	MARH TUNEL		L-526	50 0	2.5	254.0	1	ELECTROANDES
2	MARH TUNEL	CARAH CONC.		L-527 A	50 0	7.9	219.4	1	ELECTROANDES

Continúa

									... Continuación 1
Barra de Envío		NOMBRE	Código	Sistema	Tensión	Longitud	Corriente	No. De	Propietario
Barra de Recepción		Actual	Actual		(kV)	(Km)	Máxima (A)	Termas	
	CARAH.CONC.	CARAH MINA	L-527 B		50 0	3 6	219 4	1	ELECTROANDES
74	CARAH MINA	SAN ANTONIO	L-527 C		50 0	1 5	219 4	1	ELECTROANDES
75	SAN ANTONIO	SAN CRISTÓBAL	L-527 D		50 0	1 9	219 4	1	ELECTROANDES
76	SAN CRISTÓBAL	ANDAYCHAGUA	L-527 E		50 0	7 1	219 4	1	ELECTROANDES
77	PACHACHACA	ALPAMINA	L-528 A		50 0	7 9	254 0	1	ELECTROANDES
78	ALPAMINA	DÚVAZ	L-528 B		50 0	2 8	254 0	1	ELECTROANDES
79	DÚVAZ	MOROCOCHA	L-528 C		50 0	1 3	254 0	1	ELECTROANDES
80	PACHACHACA	MOROCOCHA	L-529		50 0	12 9	254 0	1	ELECTROANDES
81	PACHACHACA	MOROCOCHA C	L-530		50 0	12 9	254 0	1	ELECTROANDES
82	MOROCOCHA	CASAP.NORTE	L-532 A		50 0	13 0	291 0	1	ELECTROANDES
83	CASAP.NORTE	CARLOS FRANSISCO	L-532 B		50 0	1 2	291 0	1	ELECTROANDES
84	MOROCOCHA	TICLIO	L-533 A		50 0	6 7	291 0	1	ELECTROANDES
85	TICLIO	CASAP NORTE	L-533 B		50 0	6 3	291 0	1	ELECTROANDES
86	CASAP.NORTE	CARLOS FRANSISCO	L-533 C		50 0	1 2	291 0	1	ELECTROANDES
87	CARLOS FRANSISCO	ANTUQUITO	L-535 A		50 0	1 6	311 8	1	ELECTROANDES
88	ANTUQUITO	BELLAVISTA	L-535 B		50 0	3 9	311 8	1	ELECTROANDES
89	BELLAVISTA	SAN MATEO	L-535 C		50 0	7 0	311 8	1	ELECTROANDES
90	OROYA NUEVA	PACHACHACA	L-538		50 0	18 2	350 0	1	ELECTROANDES
91	PACHACHACA	SAN CRISTÓBAL	L-539		50 0	17 1	311 8	1	ELECTROANDES
92	OROYA NUEVA	PLANTA DE ZINC	L-540		50 0	2 7	575 0	1	ELECTROANDES
93	OROYA NUEVA	PLANTA DE ZINC	L-541		50 0	2 5	575 0	1	ELECTROANDES
94	CHICLAYO OESTE	CARHUACHERO	L-240		220 0	83 0	300 0	1	EGENOR
95	CHIMBOTE	HUALLANCA	L-103/104/105		138 0	81 0	250 0	3	EGENOR
96	CHIMBOTE 1	CHIMBOTE 2	L 106		138 0	8 6	397 5	1	EGENOR
97	CHIMBOTE 1	CHIMBOTE 2	L 107		138 0	8 6	397 5	1	EGENOR
98	TERNA 1	MALACAS	TALARA		33 0	6 0	314 9	1	EPPSA
99	TERNA 2	MALACAS	TALARA		33 0	6 0	314 9	1	EPPSA
100	TERNA 3	MALACAS	EL ALTO		33 0	35 7	314 9	1	EPPSA
101	HUINCO	SANTA ROSA	L-2001/2002		220 0	62 0	900 0	2	EDEGEL
102	MATUCANA	CALLAHUANCA	L-2007		220 0	22 5	600 0	1	EDEGEL
103	CALLAHUANCA	CHAVARRIA	L-2008		220 0	55 4	892 3	1	EDEGEL
104	PURUNHUASI	CALLAHUANCA	L-716		220 0	0 6	1000 0	1	EDEGEL
105	CHIMAY	YANANGO	L-256		220 0	49 0	997 2	1	EDEGEL
106	YANANGO	PACHACHACA	L-257		220 0	89 4	997 2	1	EDEGEL
107	REFINERIA DE ZINC	CHAVARRIA	L-2015		220 0	21 4	892 3	1	EDEGEL
108	REFINERIA DE ZINC	CALLAHUANCA	L-2009		220 0	36 4	892 3	1	EDEGEL
109	CALLAHUANCA	MOYOPAMPA	L-611		60 0	12 9	539 8	1	EDEGEL
110	CALLAHUANCA	HUACHIPA	L-603		60 0	40 8	389 7	1	EDEGEL
111	HUAMPANI	ÑAÑA	L-654		60 0	7 9	350 0	1	EDEGEL
112	CALLAHUANCA	NVA CONDOR	L-718		60 0	9 7	539 0	1	EDEGEL
113	MOYOPAMPA	CHOSICA	L-673		60 0	0 6	390 0	1	EDEGEL
114	HUAMPANI	CALLAHUANCA	L-604		60 0	23 5	384 9	1	EDEGEL
115	MOYOPAMPA	BALNEARIOS	L-606		60 0	46 4	450 3	1	EDEGEL
116	MOYOPAMPA	SALAMANCA	L-605		60 0	42 0	450 3	1	EDEGEL
117	MOYOPAMPA	SANTA ROSA V	L-601/602		60 0	39 8	270 4	2	EDEGEL
118	TRUJILLO NORTE	CAJAMARCA NORTE	L-2260		220 0	100 0	300 0	1	CONENHUA
119	CAHUA	PARAMONGA NUEV	L-102/L-103		138 0	63 0	200 0	2	CAHUA
120	PARAMONGA EXIST.	PARAMONGA NUEV	L-101		138 0	9 4	354 0	1	CAHUA
121	GALLITO CIEGO	GUADALUPE	L-656/646		60 0	32 0	400 0	2	C N PACASMAYO
122	PACASMAYO	GUADALUPE	L-652		60 0	17 0	400 0	1	C N PACASMAYO
123	CHARCANI 4	CHILINA	L-302		33 0	13 2	262 0	2	EGASA
124	CHARCANI 1-2-3	CHILINA	L-303		33 0	7 0	262 0	1	EGASA
125	CHARCANI 6	CHILINA	L-304		33 0	11 1	262 0	2	EGASA
126	CHILINA	SAN LÁZARO	L-305		33 0	1 3	315 0	1	EGASA
127	CHILINA	PARQUE INDUSTRIAL (SEAL	L-306		33 0	7 4	252 0	2	EGASA
128	CHILINA	SUCRE	L-307		33 0	2 3	315 0	1	EGASA
129	SOCABAYA	PARQUE INDUSTRIAL (SEAL	L-308		33 0	8 2	262 0	2	EGASA
130	SOCABAYA	JESÚS	L-309		33 0	9 0	252 0	2	EGASA
131	CHILINA	JESÚS	L-310		33 0	9 8	252 0	2	EGASA
132	MACHUPICCHU	CACHIMAYO (INCASA)	LT-1001/1		138 0	76 8	390 0	1	EGEMSA
133	MACHUPICCHU	CACHIMAYO ELP	LT-1002/1		138 0	74 5	512 0	1	EGEMSA
134	CACHIMAYO ELP	QUENCORO	LT-1002/2		138 0	20 9	512 0	1	EGEMSA
135	CACHIMAYO (INCASA)	DOLORESPATA	LT-1003		138 0	13 5	390 0	1	EGEMSA
136	DOLORESPATA	QUENCORO	LT-1004	P	138 0	8 3	512 0	1	EGEMSA
137	ARICOTA 1	ARICOTA2	L-661		66 0	5 8	219 0	1	EGESUR
138	ARICOTA 2	TOMASIRI	L-662		66 0	58 3	219 0	1	EGESUR
139	ARICOTA 1	SARITA	L-666		66 0	0 4	131 0	1	EGESUR
140	TOMASIRI	TACNA	L-663		66 0	35 4	219 0	1	ELECTROSUR

Continúa ...

Barra de Envío	NOMBRE Barra de Recepción	Código Actual	Sistema	Tensión (kV)	Longitud (Km)	Corriente Máxima A	No. De Ternas	Propietario
	YARADA	L-665		66.0	27.3	131.0	1	ELECTROSUR
DUSTRIAL (TACNA)	TACNA	L-667		66.0	7.2	219.0	1	ELECTROSUR
	PARQUE INDUSTRIAL (TACNA)	L-668		66.0	3.9	219.0	1	ELECTROSUR
TA MARÍA	QUILLABAMBA	L-602		60.0	16.0	192.0	1	ELECTROSURESTE
ATA	SICUANI	L-603		60.0	28.7	280.0	1	ELECTROSURESTE
O 2	MONTALVO	LT-2027		220.0	72.3	1050.0	1	ENERSUR
ILO 2	MONTALVO	LT-2028		220.0	72.3	1050.0	1	ENERSUR
ALA (ETESUR)	TOQUEPALA (SPCC)	LT-1017		138.0	0.3	251.0	1	ENERSUR
ILO 1	REFINERÍA ILO (SPCC)	LT-1027		138.0	9.5	251.0	1	ENERSUR
DO	CERRO VERDE	LT-1029	P	138.0	85.0	389.0	1	ENERSUR
EPALA (SPCC)	LIXIVIACIÓN (SPCC)	LT-1020		138.0	1.8	690.0	1	ENERSUR
SH BACK TOQUEPALA	TOQUEPALA (SPCC)	LT-1021		138.0	5.0	251.0	1	ENERSUR
TIFLACA (SPCC)	PUSH BACK TOQUEPALA	LT-1022		138.0	27.5	251.0	1	ENERSUR
ILO 1	MOQUEGUA	LT-1023		138.0	30.5	418.0	1	ENERSUR
BRADA HONDA (SPC	TOQUEPALA (SPCC)	LT-1024		138.0	28.2	251.0	1	ENERSUR
CIUDAD	QUEBRADA HONDA (SPCC)	LT-1025		138.0	63.2	251.0	1	ENERSUR
ILO 1	ILO CIUDAD	LT-1026		138.0	14.3	251.0	1	ENERSUR
GUA	BOTIFLACA (SPCC)	LT-1028		138.0	30.8	820.0	1	ENERSUR
EGUA	BOTIFLACA (SPCC)	LT-1029		138.0	32.6	418.0	1	ENERSUR
EGUA	TOQUEPALA (SPCC)	LT-1030 (F/S)		138.0	38.7	418.0	1	ENERSUR
BACK (TOQUEPALA	PUSH BACK (TOQUEPALA)	L-691		66.0	3.7	340.0	1	ENERSUR
CORO	COMBAPATA	LT-1005/1		138.0	87.5	512.0	1	ETESUR
ATA	TINTAYA	LT-1005/2		138.0	131.1	512.0	1	ETESUR
TAYA	AYAVIRI	LT-1006/1	P	138.0	82.5	512.0	1	ETESUR
AVIRI	AZANGARO	LT-1006/2	P	138.0	42.4	512.0	1	ETESUR
O	JULIACA	LT-1011		138.0	78.2	512.0	1	ETESUR
IMAYO (INCASA)	ABANCAY	LT-1007		138.0	95.6	314.0	1	ETESUR
AYA	CALLALLI	LT-1008		138.0	90.0	445.0	1	ETESUR
	SANTUARIO	LT-1020		138.0	89.6	445.0	1	ETESUR
TUARIO	SOCABAYA	LT-1021		138.0	20.7	560.0	1	ETESUR
TUARIO	SOCABAYA	LT-1022		138.0	20.7	560.0	1	ETESUR
YA	CERRO VERDE	LT-1023		138.0	11.0	560.0	1	ETESUR
YA	CERRO VERDE	LT-1024		138.0	11.0	560.0	1	ETESUR
EGUA	TOQUEPALA	LT-1015		138.0	38.7	314.0	1	ETESUR
EPALA	ARICOTA2	LT-1026		138.0	35.0	314.0	1	ETESUR
LIACA	PUNO	L-1012		138.0	36.6	434.8	1	ETESUR
	PUNO	L-630(F/S)		60.0	34.5	192.0	1	ETESUR
YA	MONTALVO	LT-2025	P	220.0	106.7	393.0	1	REDESUR
AYA	MONTALVO	LT-2026	P	220.0	106.7	393.0	1	REDESUR
ALVO	PUNO	LT-2030	P	220.0	135.6	393.0	1	REDESUR
ALVO	LOS HEROES (TACNA)	LT-2029	P	220.0	124.4	393.0	1	REDESUR
GABÁN II	SAN RAFAEL	LT-1013		138.0	76.5	385.0	1	SAN GABAN
NGARO	SAN RAFAEL	LT-1009		138.0	89.3	385.0	1	SAN GABAN
GARO	SAN GABAN II	LT-1010		138.0	159.3	385.0	1	SAN GABAN
GARO	SAN RAFAEL	L-631(F/S)		60.0	92.0	200.0	1	SAN RAFAEL
YA	COTARUSE	LT-2053/2054	P	220.0	314.2	1050.0	2	TRANSMANTARO
USE	MANTARO	LT-2051/2052	P	220.0	295.9	1050.0	2	TRANSMANTARO

Principal  
de servicio

disponible solo dos líneas

CUADRO C1.8.7

CAPACIDAD DE TRANSFORMADORES - SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

TRANSFORMADORES	UNIDADES	SIST.	TENSION NOMINAL (kV)			POTENCIA NOMINAL (MVA)			Propietario
			P	S	T	P	S	T	
	7 B		13.8	230.0		120.0	120.0		ELECTROPERU
ION	3 B		13.8	231.0		82.5	82.5		ELECTROPERU
CHI	2 T		225.0	62.3	10.3	30.0	30.0	10.0	ETECEN
VELICA	1 T		225.0	62.3	10.3	30.0	30.0	10.0	ETECEN
	1 T	P	210.0	10.3	62.3	50.0	30.0	50.0	ETECEN
DENCIA	2 T		210.0	62.3	10.3	50.0	50.0	30.0	ETECEN
	1 T		210.0	62.3	10.3	50.0	50.0	30.0	ETECEN
	1 T		210.0	62.3	10.3	50.0	50.0	30.0	ETECEN
	3 B		13.8	60.0		37.5	37.5		ETECEN
GA NUEVA	1A	P	220.0	132.0	66.0	65.0	50.0	15.0	ETECEN
NGA NUEVA	1T		220.0	66.0	10.0	30.0	30.0	10.0	ETECEN
-1	2A	P	220.0	138.0	13.8	120.0	120.0	36.0	ETECEN
ONORTE	2A	P	220.0	138.0	10.0	100.0	100.0	20.0	ETECEN
ONORTE	1T	P	138.0	10.7		33.3	33.3		ETECEN
UPE	2T	P	220.0	60.0	10.0	30.0	30.0	10.0	ETECEN
YO OESTE	2T	P	220.0	60.0	0.38	50.0	50.0	0.25	ETECEN
ESTE	2 T	P	220.0	60.0	10.0	50.0	50.0	30.0	ETECEN
RIA	1B		138.0	10.0		10.0	16.7	16.7	ETECEN
	1T		138.0	24.0	10.5	14.0	13.0	5.0	ETECEN
CU	1T		138.0	60.0	22.9	20.0	13.0	10.0	ETECEN
HE	1T		132.0	22.9	10.0	7.0	7.0	2.0	ETECEN
	1B		13.2	220.0		75.0	75.0		ETECEN
S	1T		220.0	60.0	10.0	50.0	50.0	10.0	ELECTROPERU
ROSA (UTI)	1T		210.0	13.8	13.8	144.0	72.0	72.0	EDEGEL
	4B		12.5	235.6		85.0	85.0		EDEGEL
	1T		235.0	12.5	12.5	160.0	80.0	80.0	EDEGEL
AMPA	3B		9.5	67.8		30.0	30.0		EDEGEL
UANCA-A	1B		8.0	67.5		44.1	44.1		EDEGEL
UANCA-B	3B		6.5	67.0		17.2	17.2		EDEGEL
	1B		10.0	64.5		22.4	22.4		EDEGEL
ANI	1B		10.0	32.3		22.4	22.4		EDEGEL
	1B		10.0	64.5		25.0	25.0		EDEGEL
UANCA	1T		210.0	62.5	10.0	85.0	85.0	28.3	EDEGEL
	2B		13.8	220.0		84.0	84.0		EDEGEL
O	1B		13.8	220.0		50.0	50.0		EDEGEL
	1B		13.8	220.0		125.0	125.0		EEPSA
ILLA	1B		13.8	220.0		120.0	120.0		ETEVENSA
LLA	1B		13.8	210.0		120.0	120.0		ETEVENSA
LLA	1B		13.8	220.0		215.0	215.0		ETEVENSA
LLA	1B		13.8	210.0		215.0	215.0		ETEVENSA
LLA	1B		13.8	210.0		215.0	215.0		ETEVENSA
NGA	2B		138.6	13.8		27.5	27.5		CAHUA
	2B		10.0	138.0		27.6	27.6		CAHUA
	1B		13.2	66.6		9.2	9.2		CAHUA
EL PATO	6B		13.8	138.0		30.0	30.0		EGENOR
QUERO	3B		10.0	220.0		27.8	27.8		EGENOR
	1T		4.2	10.0	60.0	8.0	8.0	8.0	EGENOR
	2B		4.8	10.0		5.0	5.0		EGENOR
	1B		4.8	10.0		3.0	3.0		EGENOR
T	1B		4.8	10.0		6.0	6.0		EGENOR
-CT	1B		4.8	10.0		25.0	25.0		EGENOR
	1B		13.8	138.0		100.0	80.0	60.0	TERMOSELVA
A	2B		13.8	220.0		100.0	80.0	60.0	TERMOSELVA
IA	1A	P	220.0	138.0		40.0	40.0		ETESSELVA
UEVA	1T		220.0	50.0	13.8	100.0	100.0	33.3	ELECTROANDES
HACA	4B		2.3	50.0		15.0	15.0		ELECTROANDES
	3B		2.4	48.0		3.0	3.0		ELECTROANDES
	3B		6.9	50.0		17.0	17.0		ELECTROANDES
O	4B		6.9	50.0		17.0	17.0		ELECTROANDES
	1B		13.2	132.0		50.0	50.0		ELECTROANDES
	1B		13.2	132.0		75.0	75.0		ELECTROANDES
B	1B		13.2	132.0		75.0	75.0		ELECTROANDES
NUEVA	2A		115.0	48.0	11.0	30.0	30.0	6.6	ELECTROANDES
AYO	1B		125.0	48.0	11.0	30.0	30.0	6.6	ELECTROANDES

Continúa...

RES	UNIDADES SIST	TENSION NOMINAL			POTENCIA NOMINAL			Propietario	
		kV			MVA				
		P	S	T	P	MVA	T		
HA	1B	120.0	48.0	44.0	35.0	44.0	25.0	ELECTROANDES	
I	1T	230.0	69.0	10.0	50.0	16.7	16.7	ELECTROANDES	
RTIDOR 60 HZ	1B	5.3	32.8		11.5	11.5		EGASA	
TG1	1B	13.8	33.0		28.0	28.0		EGASA	
TV3	1B	10.5	33.5		12.5	12.5		EGASA	
I 1-2	1B	5.3	33.6		11.5	11.5		EGASA	
I 3	1B	5.3	33.6		11.5	11.5		EGASA	
I 4	1B	5.3	33.6		6.0	6.0		EGASA	
I 4	1B	5.3	33.6		6.0	6.0		EGASA	
I 4	1B	5.3	33.6		6.0	6.0		EGASA	
GD2	1B	10.4	33.9		7.7	7.7		EGASA	
NA GD1	1B	10.4	34.9		7.7	7.7		EGASA	
I 6	1B	5.3	35.6		11.2	11.2		EGASA	
	1B	138.0	32.2		10.0	10.0		EGASA	
DO	1B	13.8	138.0		40.0	40.0		EGASA	
DO TURBO GAS	2B	13.8	138.0		50.0	50.0		EGASA	
DO	1T	138.0	66.0	33.0	15.0	10.0	8.0	EGASA	
CANI 5	3B	13.8	142.0		57.0	57.0		EGASA	
	1B	2.3	10.5		16.0	16.0		EGEMSA	
ESPATA	5B	4.2	10.5		3.0	3.0		EGEMSA	
MAYO ELP	1T	138.0	34.5	10.5	6.0	3.0	3.0	EGEMSA	
YO INCA	2B	138.0	6.9		20.0	20.0		EGEMSA	
ESPATA	3B	138.0	11.5		12.2	12.2		EGEMSA	
Y	1T	138.0	60.0	13.2	25.0	15.0	12.0	EGEMSA	
TA 1	1B	10.5	66.0		28.2	28.2	28.2	EGESUR	
	1B	10.5	66.0		24.0	24.0		EGESUR	
	1B	10.5	66.0		24.0	24.0		EGESUR	
TA 2	1T	138.0	10.5	66.0	30.0	14.1	30.0	EGESUR	
	1B	61.9	10.5		6.0	6.0		ELECTROSUR	
A	1B	66.0	33.0		2.0	2.0		ELECTROSUR	
IRI	1B	66.0	10.5		3.0	3.0		ELECTROSUR	
	1B	66.0	10.5		3.8	3.8		ELECTROSUR	
	1B	65.0	10.5		6.0	6.0		ELECTROSUR	
	1B	65.0	10.5		6.0	6.0		ELECTROSUR	
	1B	65.0	10.0		6.0	6.0		ELECTROSUR	
INDUSTRIAL (TACNA)	1B	138.0	10.5		6.0	6.0		ELECTROSUR	
CTROSUR	1B	138.0	10.5		6.0	6.0		ELECTROSUR	
ECTROSUR	1B	138.0	10.5		6.0	6.0		ELECTROSUR	
	1A	P	220.0	138.0	10.5	120.0	15.0	15.0	REDESUR
	1T	P	220.0	66.0	10.5	60.0	12.0	12.0	REDESUR
EROES	1B		11.0	2.4	4.0	4.0		ENERSUR	
PALA - CASA DE FUERZA	1B		11.0	2.4	4.0	4.0		ENERSUR	
ALA - CASA DE FUERZA	1B		13.8	11.0	3.8	3.8		ENERSUR	
TE - PLAZA (TOQUEPALA - SPCC)	1B		13.8	11.0	3.8	3.8		ENERSUR	
ITE - PLAZA (TOQUEPALA - SPCC)	1B		13.8	11.0	2.0	2.0		ENERSUR	
ITE - STAFF (TOQUEPALA - SPCC)	1B		13.8	11.0	2.0	2.0		ENERSUR	
RIA	2B		132.0	10.5	15.0	15.0		ENERSUR	
TV1	1B		13.8	138.0	33.0	33.0		ENERSUR	
TV2	1B		13.8	138.0	33.0	33.0		ENERSUR	
TV3	1B		13.8	138.0	70.0	70.0		ENERSUR	
TV4	1B		13.8	138.0	70.0	70.0		ENERSUR	
TG1	1B		13.8	138.0	48.0	48.0		ENERSUR	
TG2	1B		13.8	138.0	135.0	135.0		ENERSUR	
	1B		138.0	13.8	33.0	33.0		ENERSUR	
PALA (SPCC)	1B		138.0	13.8	33.0	33.0		ENERSUR	
EPALA (SPCC)	1B		138.0	13.8	7.5	7.5		ENERSUR	
A HONDA (SPCC)	1B		138.0	13.8	30.0	30.0		ENERSUR	
IÓN (TOTORAL)	1B		138.0	69.0	14.0	14.0		ENERSUR	
BACK	1B		138.0	13.8	6.9	58.0	47.0	ENERSUR	
LACA	1T		138.0	13.8	6.9	58.0	47.0	ENERSUR	
CA	1T		138.0	13.8	6.9	58.0	45.0	ENERSUR	
CA	1T		138.0	13.8	6.9	58.0	45.0	ENERSUR	

Continúa...

ADORES	UNIDADES SIST	TENSION NOMINAL			POTENCIA NOMINAL			Propietario	
		kV			MVA				
		P	S	T	P	S	T		
1 (F/S)	1B	138.0	69.0		15.0	15.0		ENERSUR	
	1B	138.0	69.0		15.0	15.0		ENERSUR	
	1B	17.0	220.0		169.0	169.0		ENERSUR	
	1B	17.0	220.0		169.0	169.0		ENERSUR	
	1B	10.5	132.0		20.0	20.0		ETESUR	
TA RO	1T	138.0	66.0	24.0	15.0	7.0	8.0	ETESUR	
	1T	138.0	34.5	10.5	10.0	3.0	7.0	ETESUR	
	1T	138.0	22.9	10.0	6.5	6.5	4.0	ETESUR	
	1T	138.0	60.0	22.9	12.0	12.0	5.0	ETESUR	
	1T	138.0	60.0	22.9	30.0	30.0	9.0	ETESUR	
SVC	1B	P	10.0	138.0		25.0	25.0	ETESUR	
	1B		60.0	10.0		20.0	20.0	MINSUR	
I - SKODA	1B		2.4	10.0		1.0	1.0	SAN GABAN	
I - MAN 1	1B		2.4	10.0		1.3	1.3	SAN GABAN	
	3B		4.2	10.0		4.0	4.0	SAN GABAN	
A	1B		2.4	10.0		2.3	2.3	SAN GABAN	
AEL	2B		0.5	10.0		3.0	3.0	SAN GABAN	
	2B		60.0	10.0		5.5	5.5	SAN GABAN	
HI	1B		60.0	10.0		12.0	12.0	SAN GABAN	
	1T		138.0	60.0	10.0	40.0	40.0	10.0	SAN GABAN
	2B		13.8	138.0		62.5	62.5		SAN GABAN
(TR1)	3B		32.5	5.3		1.3	1.3		SEAL
	1B		33.0	10.0		10.0	10.0		EGASA
	1B		33.0	10.0		10.0	10.0		EGASA
(TR2)	1B		33.0	10.5		10.0	10.0		SEAL
AMPA	1B		33.0	10.5		0.6	0.6		SEAL
	2B		33.5	10.4		25.0	25.0		SEAL
E INDUSTRIAL (SEAL)	1B		33.5	10.4		25.0	25.0		SEAL
	2A	P	220.0	138.0	10.0	200.0	200.0		TRANSMANTARO
YA	2B		220.0	138.0		150.0	150.0		ENERSUR
VO									

T : TRANSFORMADOR DE TRES DEVANADOS

: TRANSFORMADOR DE DOS DEVANADOS

. AUTOTRANSFORMADOR

) Sistema Principal



## ANEXO 02: MODELOS DE OPTIMIZACION JUNTAR Y JUNRED

### MODELO TARIFARIO JUNTAR

#### INDICE

1. INTRODUCCION
2. ESTRUCTURA DEL MODELO
3. ORGANIZACIÓN Y RESULTADOS DEL MODELO
  - 3.1 Archivos de datos de entrada
    - 3.1.1 Explicación del formato de los datos en los archivos de entrada
    - 3.1.2 Archivo CONFIG.DAT
    - 3.1.3 Archivo CAUDAL.DAT
    - 3.1.4 Archivo DEMFIL.DAT
    - 3.1.5 Archivo JUNPAR.DAT
    - 3.1.6 Archivo JUNMEN.DAT
    - 3.1.7 Archivo FIJTAR.DAT
  - 3.2. Archivos de salida
    - 3.2.1 Archivo RESULT.LIS
    - 3.2.2 Archivo SAL.TMP
  - 3.3 Diagrama de flujo del modelo



## 1. INTRODUCCION

De conformidad con el Artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844, en el cual se establece la forma como se efectuará el cálculo del precio básico de la energía, se indica lo siguiente:

- a) Proyectará la demanda para los próximos cuarentiocho meses y determinará un programa de obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en dicho periodo, considerando las que se encuentren en construcción y de aquellas contempladas en el Plan Referencial elaborado por el Ministerio de Energía y Minas.
- b) Determinará un programa de operación que minimice la suma del costo actualizado de operación y racionamiento para el periodo de estudio (48 meses), tomando en cuenta, entre otros: la hidrología, los embalses, los costos de combustible; así como la Tasa de Actualización a que se refiere el Artículo 79° de la presente Ley (12%);
- c) Calculará los Costos Marginales de Corto Plazo esperados de energía del sistema, para los bloques horarios que establece la Comisión de Tarifas de Energía, correspondiente al programa de operación a que se refiere el acápite anterior;
- d) Determinará el Precio Básico de la energía por Bloques Horarios para el periodo de estudio, como un promedio ponderado de los costos marginales antes calculados y la demanda proyectada debidamente actualizados;

El modelo que determina el programa de operación indicado por la Ley de Concesiones Eléctricas es el JUNTAR, que utilizando los costos futuros actualizados, salida del modelo JUNRED, permite determinar el referido programa de operación, calculándose los Costos Marginales de Costo de corto plazo esperados para los bloques horarios que establece la Comisión de Tarifas de Energía.

Los modelos matemáticos que implementan lo indicado en la ley y su reglamento deben ser conocidos al detalle, tanto en su fundamento como en sus características y los modelos computacionales que los implementan.

## 2. ESTRUCTURA DEL MODELO

El modelo JUNTAR desarrolla la fase de simulación de la operación, minimizando en cada etapa del horizonte de planificación los costos actualizados de operación y de racionamiento. Mediante este se calcula las descargas óptimas del lago Junín, en cada etapa del horizonte.

En la referida simulación de la operación se tiene en cuenta los lineamientos establecidos en el Artículo 124° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas que textualmente dice lo siguiente:

**ículo 124°.-** El programa de operación a que se refiere el inciso b) del Artículo 47° de la Ley, se determinará considerando los siguientes aspectos:

- ) El comportamiento hidrológico para el período de análisis será estimado mediante modelos matemáticos basados en probabilidades, tomando en cuenta la estadística disponible;

Se reconocerá el costo de oportunidad del agua almacenada, de libre disponibilidad, en los embalses de capacidad horaria, diaria, mensual, anual y plurianual; y,

- ) El costo de los combustibles será determinado utilizando los precios y condiciones que se señalan en el Artículo 50° de la Ley y se tomarán los precios del mercado interno, teniendo como límite los precios que publique una entidad especializada de reconocida solvencia en el ámbito internacional.

El modelo JUNTAR efectúa la simulación de la operación del SEIN, una vez que se han determinado los Costos Futuros Actualizados por medio del modelo JUNRED, esta simulación también tiene como objetivo minimizar el costo de operación en el horizonte de planificación, teniendo en cuenta lo estipulado en el Artículo 47° de Ley e Concesiones y el Artículo 124° del Reglamento de la misma.

En el JUNTAR el comportamiento hidrológico es simulado mediante un proceso de elección de la hidrología usando el método de Montecarlo y costo de oportunidad del agua embalsada en el lago Junín se reconoce a través del valor del agua embalsada que es obtenido a su vez de los Costos Futuros Actualizados que son resultado del modelo JUNRED.

El modelo JUNTAR está codificado en FORTRAN, su estructura básica es la siguiente:

Inicio del Programa.

Lectura de datos.

Parámetros a utilizar, datos iniciales, demandas, aportes de las centrales hidráulicas de pasada, caudales naturales, etc.

Obtiene la demanda residual para las curvas de duración de demanda discretizada Incorpora el mantenimiento de las centrales térmicas e hidráulicas asociadas al lago Junín (Mantaro, Restitución y Malpaso).

Datos del número de secuencias hidrológicas a considerar, volumen inicial del lago Junín, Costos Futuros actualizados por estado y etapa del horizonte de planificación.

Para cada secuencia hidrológica.

Para cada año desde el año inicial al año final.

Para cada etapa desde la inicial a la final.

- Para una serie hidrológica escogida de manera aleatoria.
- Realiza llenado óptimo de las curvas de duración residual de la demanda discretizadas con las centrales térmicas y falla.
- Obtiene los caudales afluentes al lago Junín y de los afluentes naturales de la cuenca intermedia del río Mantaro desde la descarga del lago Junín (Upamayo) hasta la Central Mantaro (Tablachaca).
- Por simulación de la Operación e determina la descarga optima del Lago Junín en cada etapa, minimizando el costo total de operación (teniendo en cuenta el costo de oportunidad del agua embalsada que se obtienen por medio de los Costos Futuros actualizados), calculado los correspondientes costos marginales y determinando el volumen final de la etapa considerada.
- Fin de etapas.
- Fin de años.
- Fin de secuencias hidrológicas.
- Se calculan las generaciones esperadas de las centrales térmicas, centrales hidráulicas asociadas al lago Junín, trayectorias esperadas del Junín y Costos Marginales por bloque horario.
- Determinación del Precio Básico de la energía basándose en la demanda por bloque horario y costos marginales esperados obtenidos en el bloque de simulación de Operación.

Como resultado se obtiene el archivo "Result.lis" donde se tienen los despachos esperados en energía de las centrales térmicas, de las centrales hidráulicas asociadas al lago Junín, Costos Marginales esperados, racionamientos de energía esperados si los hubiera, trayectoria esperada del Junín, caudales vertidos esperados.

Adicionalmente se obtiene otra salida que no tiene mucha relevancia, este es el archivo "sal.tmp", en donde se tiene una replica de los datos, precios de combustibles para etapa del horizonte, presencia de centrales hidráulicas, etc.

### 3. ORGANIZACION Y RESULTADOS DEL MODELO

#### 3.1 Generalidades

El modelo requiere de 5 archivos con los datos de entrada y entrega como salida 2 archivos, el mas importante es el RESULT.LIS, donde se obtiene el despacho esperado de las plantas térmicas, así como de las centrales hidráulicas asociadas al Junín, se tiene también los déficit esperados de energía si los hubiera, costos marginales esperados, trayectoria esperada del lago Junín e información de los caudales vertidos.

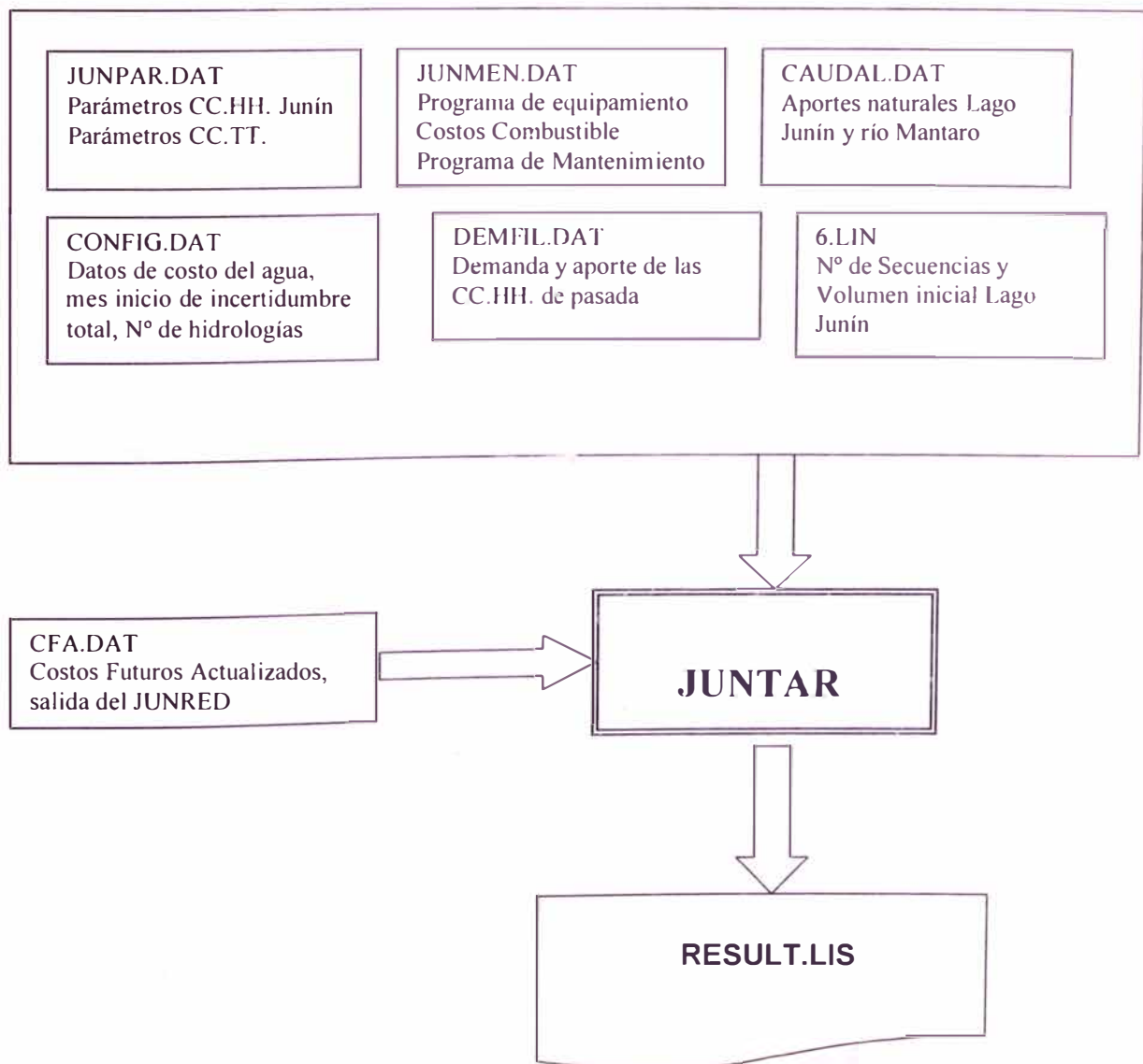
Como se ha mencionado, los archivos de entrada al modelo son los siguientes:

- CAUDAL.DAT
- CONFIG.DAT
- DEMFIL.DAT
- JUNPAR.DAT
- JUNMEN.DAT
- 6.LIN

Seguidamente se presenta la estructura de los datos que conforman estos archivos, de los datos que se utilizan en el modelo de optimización JUNTAR, en la figura 1 se muestra un esquema de los datos de los archivos de entrada al modelo.

### ARCHIVOS DE ENTRADA AL MODELO JUNRED

Figura N° 1



### 3.1.1 Explicación del formato de los datos en los archivos de entrada:

En los programas codificados en FORTRAN los datos ingresan con formatos preestablecidos según la sintaxis de este compilador, a continuación se indicaran los tipos de formato FORTRAN que se utilizan en el JUNRED/JUNTAR:

Formato	Descripción
<b>An</b>	Campo alfanumérico de "n" caracteres
<b>kX</b>	"k" espacios en blanco (no se lee este campo)
<b>Fm.n</b>	Campo para variable real de "m" posiciones y "n" posiciones decimales, incluye el punto decimal (n<m, ejemplo F6.2 indica campo de 6 posiciones con 2 posiciones decimales)
<b>In</b>	Campo para variable entera de hasta "n" posiciones o dígitos.
<b>Libre</b>	Campo para una variable real o entera, sin ningún tipo de formato

Cuando se mencione línea de comentario se debe entender que el programa no leerá ningún dato en tal registro, y que normalmente se dejara en blanco.

### 3.1.2 Archivo Caudal.dat

Este archivo contiene los datos relativos a los aportes naturales (caudales en m<sup>3</sup>/seg) al lago Junín, y al río Mantaro en los tramos Upamayo-Malpaso y Malpaso- Mantaro representados como afluentes.

#### ESTRUCTURA DE LOS DATOS CAUDAL.DAT

<u>Registro</u>	<u>Contenido</u>	<u>Formato</u>
1	Línea de comentario	
2	Caudales afluentes mensuales al Junín mensuales año 1	10X,12F5.1
3	Caudales afluentes mensuales al Junín mensuales año 2	10X,12F5.1
4	Idem	
.		
.		
K	Caudales afluentes mensuales al Junín año N	10X,12F5.1
.	Línea de comentario	
.	Caudales naturales mensuales Upamayo-Malpaso año 1	10X,12F5.1
.	Caudales naturales mensuales Upamayo-Malpaso año 2	10X,12F5.1
.	Idem	
.		
.		
.	Caudales naturales mensuales Upamayo-Malpaso año N	10X,12F5.1
.	Línea de comentario	
.	Caudales naturales mensuales Malpaso-Mantaro año 1	10X,12F5.1
.	Caudales naturales mensuales Malpaso-Mantaro año 2	10X,12F5.1
.	Idem	
.		

## .1.3 Archivo Config.dat

Este archivo contiene los datos de parámetros básicos del caso a ejecutar, como son: número de hidrologías, número de bloques horarios de la demanda, costo variable mínimo del recurso hidráulico, mes de inicio de la incertidumbre total, número de etapas del primer año, número de etapas con incertidumbre reducida, número de hidrologías a considerar en cada etapa con incertidumbre reducida.

### STRUCTURA DE LOS DATOS CONFIG.DAT

R	istro	Contenido	Formato	
1		Línea en blanco		
2		nhid (clave para indicar nro. de hidrólogías)	A4	
3		Número de hidrologías		Libre
4		nblo (clave para indicar nro. de bloques de la demanda)	A4	
5		nblo (Nro. de bloques)		
		Libre		
6		Línea en blanco		
7		cmin (clave para indicar costo de mínimo hidráulico)	A4	
8		Costo mínimo (costo variable)		Libre
9		miit (clave para mes inicio incertidumbre total)	A4	
10		Mes de inicio de incertidumbre total		Libre
11		nepa (clave para indicar nro. de etapas por año)	A4	
12		Línea en blanco		
13		clave, nro del año, nro de etapas del año	A4,I3,I3	
14		find (clave que indica fin de datos de etapas por año)		
15		neir (clave para indicar número de etapas con hidrología reducida por año)	A4	
16		Línea en blanco		
14		clave, número del año, número de etapa	A4,I3,I3	
17		find (clave que indica fin de datos de etapas por año)	A4	
18		nhpe (clave para indicar etapas con hidrología reducida)	A4	
19		Línea en blanco		
sgte		clave, nro del año, nro de etapa, nro de hidrologías	A4,3I3	
		sgte find (clave que indica fin de datos de etapas por año)		

continuación se describirá brevemente que se indica con cada variable que se resalta en el archivo de configuración:



- **nblo**: número de bloques horarios que conforman la demanda de cada etapa.
- **cmin**: costo mínimo del recurso hidráulico, esta referido al costo de la generación hidráulica, normalmente se utiliza el valor del canon del agua.
- **miit**: mes de inicio de incertidumbre total, como este programa esta preparado para correr con un menor numero de hidrologías en las primeras 5 etapas, esta variable provee el medio por el cual se indique en que mes de inicia el cálculo utilizando toda la hidrología disponible.
- **nepa**: número de etapas del primer, dado que este modelo puede aplicarse a un periodo de tiempo que no necesariamente tiene que empezar en enero (año calendario) esta variable provee el medio para indicar cuantas etapas tendrá el primer año.
- **neir**: número de etapas con hidrología reducida, se utiliza cuando se desea efectuar un cálculo con menor cantidad de hidrologías (incertidumbre reducida). Por ejemplo cuando se esta calculando el valor del agua semanal, al inicio de un mes, este es dividido en 4 ó 5 semanas, y conforme se este en las siguientes semanas de este mes el número de etapas se ira reduciendo hasta llegar a la última semana donde neir tomara el valor de 1.
- En el bloque de datos que se inicia con la palabra clave "nhpe", se indicara en cada línea para cada etapa del numero de etapas con incertidumbre reducida, el año, etapa y el número de hidrologías a utilizar en esta etapa. Se tendrá tantas líneas con estos como "neir" se halla indicado.

### 3.1.4 Archivo Demfil.dat

Este archivo contiene la demanda de cada año por etapa y bloque horario, también incluye los aportes en potencia de las centrales de pasada que se consideran operan en el horizonte de optimización, para bloque horario, año y etapa del horizonte en estudio.

#### STRUCTURA DE LOS DATOS DEMFIL.DAT

<u>Registro</u>	<u>Contenido</u>	<u>Formato</u>
1	Línea en blanco	
2	Línea en blanco	
3	Línea en blanco	
4	Año, etapa, Potencias en: Punta, media, base, duración de: punta, media, base	Libre
5	Idem	
.		
.		
Sgte	Año, ultima etapa del año, potencias, duraciones	Libre
"	Línea en blanco	
"	Datos de siguiente año, consistente en los 12 meses (12 líneas)	Libre
.		
.		



Sgte Línea en blanco  
 " Datos de siguiente año ...  
 .  
 .  
 " Línea en blanco  
 " Línea en blanco  
 " Numero de centrales hidráulicas Libre  
 " Nombre de la C.H. A8  
 " Año entrada, mes de entrada, Año salida, mes de salida Libre  
 " Línea en blanco (datos en bloque de punta)  
 " potencias mensuales en el bloque de punta para las hidrologías 10X,12F5.0  
 consideradas  
 .  
 .  
 " Línea en blanco (datos en bloque de media)  
 " potencias mensuales en el bloque de media para las hidrologías 10X,12F5.0  
 consideradas  
 .  
 .  
 " Línea en blanco (datos en bloque de base)  
 " potencias mensuales en el bloque de base para las hidrologías 10X,12F5.0  
 consideradas  
 .  
 .  
 Idem para la siguiente central hidroeléctrica.

### 1.5 Archivo Junpar.dat

Este archivo contiene la información referente a las centrales asociadas al lago Junín y unidades térmicas que se prevé operen en el periodo de estudio.

#### TRUCTURA DE LOS DATOS NPAR.DAT

Orden	Contenido	Formato
1	Línea en blanco ( se puede usar como título del caso)	
2	Claves (clave para indicar numero de estados del lago Junin)	A4
3	Número de estados del lago	Libre
4	Línea en blanco	
5	Cota máxima y mínima del lago (m.s.n.m.)	Libre
6	Línea en blanco	
7	Claves (clave para indicar caudales max. y mínimos)	A4
8	Línea en blanco	
9	caudal máxima en Upamayo, Malpaso, Mantaro y Restitución	Libre
10	caudal mínima en Upamayo, Malpaso, Mantaro y Restitución	Libre

11	Línea en blanco	
12	rend (clave para indicar rendimiento de Malp.,Mant. y Restit.)	A4
13	Línea en blanco	
14	rendimiento de Malpaso, Mantaro y Restitución	Libre
15	Línea en blanco	
16	pcen (clave para indicar potencia de Malp.,Mant. y Restit.)	A4
17	Línea en blanco	
18	Potencia de Malpaso, Mantaro y Restitución	Libre
19	Línea en blanco	
20	dter (clave para indicar datos de las centrales térmicas	A4
21	Línea en blanco	
22	Línea en blanco	
23	Numero de Centrales Térmicas	Libre
24	Datos de las CC.TT. (nombre, Potencia, TSFO,Consumo específico, Costo Variable no combustible)	4X,A6,4F10.3
25	Datos de la siguientes CC.TT. hasta completar el numero indicado de estas.	4X,A6,4F10.3

Nota:

Rend	: m3/seg
TSFO	: en pu
Potencia	: Mw
Consumo específico	: Kg/KWh
CVNC	: US\$/MWh

En el caso del gas natural el costo de este se da en US \$/MPC por lo tanto en el caso de este combustible el consumo específico se deberá expresar en MPC/KWh.

### 3.1.6 Archivo Junmen.dat

Este archivo contiene la información principalmente información referida al programa de equipamiento térmico (fechas de entrada y salida), costos de combustibles, mantenimiento de las unidades térmicas en el horizonte del estudio y mantenimiento de las centrales asociadas al lago Junín (Malpaso, Mantaro y Restitución).

### ESTRUCTURA DE LOS DATOS JUNMEN.DAT

<u>registro</u>	<u>Contenido</u>	<u>Formato</u>
1	titu (clave para titulo del caso)	A4
2	Línea en blanco	
4	Texto con el titulo de' caso	A80
5	Línea en blanco	
6	hori (clave para indicar horizonte de la corrida)	A4
7	Línea en blanco	

8	Año inicial y año final	Libre
9	cfac (clave que indica CFA al final del horizonte)	A4
10	Línea en blanco	
11	Línea en blanco	
12	No.cota <sub>1</sub> , cfa <sub>1</sub>	I7,F10.1
13	No.cota <sub>2</sub> , cfa <sub>2</sub>	Idem
sgte	No.cota <sub>nest</sub> , cfa <sub>nest</sub>	Idem
"	Línea en blanco	
"	prct (clave que indica programa de entrada/salida de CT)	A4
"	Línea en blanco	
"	Línea en blanco	
"	Clave,num. Orden, nombre, año entrada, mes entrada, año salida, mes salida (*)	A4,i3,A6,2(I11,I10)
"	Idem	Idem
Sgte	find (clave que indica fin de datos de E/S de CT)	A4
"	Línea en blanco	
"	comb (clave que indica precios de combustibles de CT)	A4
"	Línea en blanco	
"	Clave, num. orden, nombre,año, etapa, precio comb.	A4,I3,A6,I7,I5,F10.2
"	idem	
sgte	find (clave que indica fin precios de combustibles)	A4
"	Línea en blanco	
"	mter (clave que indica prog. de mantenimiento de CT)	A4
"	Línea en blanco	
"	Línea en blanco	
"	Clave, num. orden, nombre, año, etapa, días en mto.	A4,I3,A6,I7,2I5
sgte	find (clave que indica fin de prog. de mantenimiento)	A4
"	Línea en blanco	
"	mmal (clave que indica prog. de mantenimiento de Malpaso)	A4
"	Línea en blanco	
"	Línea en blanco	
"	Clave, año, etapa, No. unidades, días en mto	A4,I8,I5,I9,I5
sgte	find (clave que indica fin de prog. de mantenimiento)	A4
"	Línea en blanco	
"	mman (clave que indica prog. de mantenimiento de Mantaro)	A4
"	Línea en blanco	

"	Línea en blanco	
"	Clave, año, etapa, No. unidades, días en mto.	A4,I8,I5,I9,I5
.		
.		
sgte	find (clave que indica fin de prog. de mantenimiento)	A4
"	Línea en blanco	
"	mres (clave que indica prog. de mantenimiento de Restit.)	A4
"	Línea en blanco	
"	Línea en blanco	
"	Clave, año, etapa, No. unidades, días en mto	A4,I8,I5,I9,I5
.		
.		
sgte	find (clave que indica fin de prog. de mantenimiento)	A4
"	Línea en blanco	
"	cfal (clave que indica dato del costo de falla mills US\$/KWh.)	A4
"	Línea en blanco	
"	valor del costo de falla	F10.1
"	Línea en blanco	
"	Tasa (clave que indica dato de la tasa de actualización)	A4
"	Línea en blanco	
"	Dato del la tasa de actualización	F10.1
"	Línea en blanco	

(\*): El dato de mes de entrada es en realidad etapa de entrada; cuando se esta efectuando una simulación tarifaria, usualmente en el primer año se tienen menos de 12 etapas. En el caso de que una central térmica ingrese en la primera etapa del período en estudio el valor a colocarse como mes de entrada debe seguir la siguiente regla:

Si ésta no sale de servicio el primer año, el dato de mes de entrada corresponderá a etapa.

Si ésta sale de servicio el primer año, el dato de mes de entrada corresponderá a mes calendario.

En el caso de que una central térmica ingrese en el último año del periodo después del mes de enero, se deberá de tener en cuenta que el modelo considera que ingresa en enero (aunque en el archivo "junmen.dat", se indique el mes exacto), esto debido a un error en el tratamiento de las matrices de presencia, este problema es solucionado fácilmente, indicando en el archivo "junmen.dat" los meses en los cuales dicha unidad aun no esta disponible como si estuviese de mantenimiento.

### .1.7 Archivo FIJTAR.DAT

En este archivo que es leído en formato libre, se encuentra conformado en 2 partes, la primera donde se indica el número de secuencias hidrológicas para el proceso de

simulación, el volumen del lago Junín y otras variables que no son utilizadas por el modelo, pero que deben ser ingresadas. La segunda parte está conformada por los costos futuros actualizados promedio de cada etapa del periodo de planificación, empezando por la etapa más alejada hasta la más actual.

El archivo FUJTAR:DAT se construye a partir de 2 archivos, el 6.lin y el CFA.SAL, este último es salida del modelo JUNRED, este archivo se construye fácilmente a partir de los archivos antes mencionados con el siguiente comando:

```
copy 6.lin+cfa.sal fjtardat
```

## ARCHIVO 6.LIN

En esta sección se describirá la estructura de los datos que conforman el archivo 6.LIN, por medio del cual se ingresan 2 parámetros muy importantes los cuales son: número de secuencias hidrológicas a simular y el volumen inicial del lago Junín.

## ESTRUCTURA DE LOS DATOS

6.lin

<u>Registro</u>	<u>Contenido</u>	<u>Formato</u>
1	Numero de Secuencias	Libre
2	Volumen Inicial del Lago Junín	Libre
3	Libre	
4	Xxxx	
5	Cccc	
6	cccc	

## 2. Diagrama de flujo de los modelos (JUNRED/JUNTAR)

En la figura 2 se presenta el diagrama de flujo simplificado del modelo JUNTAR.

## 3. Archivos de salida

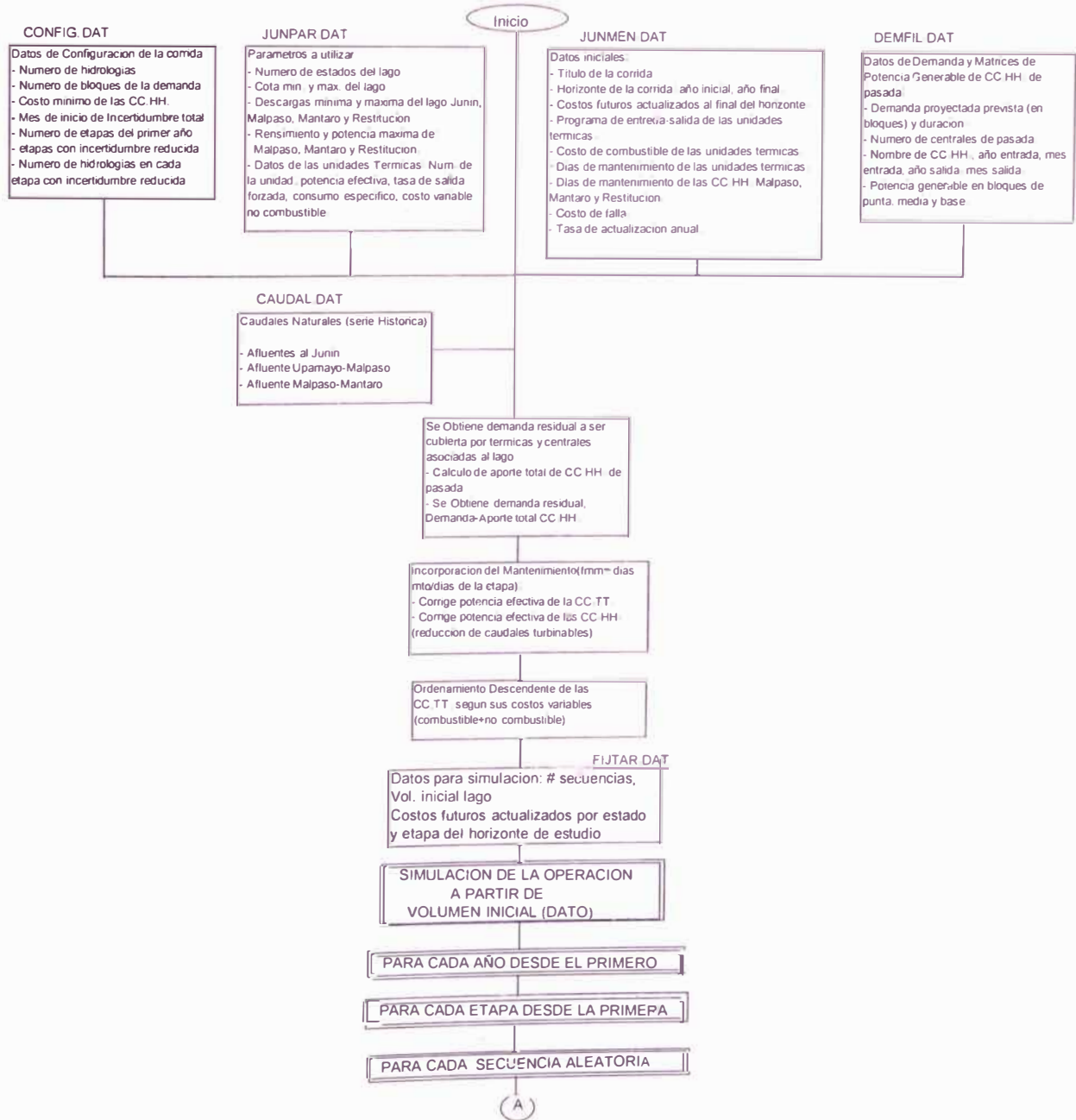
Los archivos de salida de este modelo son 2, y se describen a continuación:

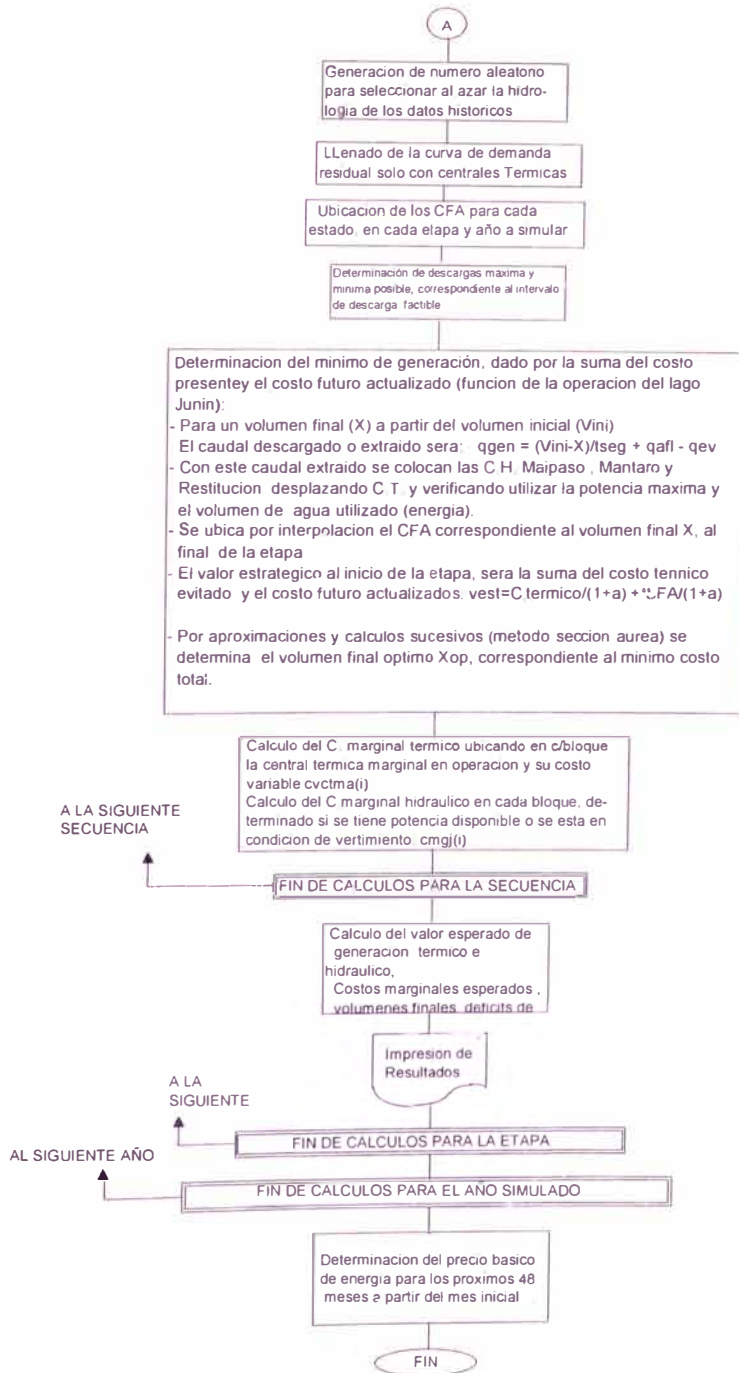
**SAL.TMP**, contiene imagen de datos, así como muestra los costos variables de las CT consideradas en cada etapa del horizonte, muestra también las matrices de presencia de las centrales hidráulicas de pasada; en general este archivo es útil para chequear los datos de entrada y su interpretación por el modelo.

**RESULT.LIS**, muestra el despacho esperado de las plantas térmicas, así como de las centrales hidráulicas. Malpaso, Mantaro y Restitución, se tiene también los déficits esperados de energía si los hubiera, costos marginales esperados, trayectoria esperada del lago Junín e información de los caudales vertidos. Lo que se muestra en este archivo es la cobertura de la demanda en valores esperados de la demanda residual (demanda original menos los aportes de las centrales hidráulicas de pasada).

Figura N° 2

## DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROGRAMA JUNTAR







# MODELO TARIFARIO JUNRED

## INDICE

### 1. INTRODUCCION

### 2. ESTRUCTURA DEL MODELO

### 3. ORGANIZACIÓN Y RESULTADOS DEL MODELO

#### 3.1 Archivos de datos de entrada

3.1.1 Explicación del formato de los datos en los archivos de entrada

3.1.2 Archivo CONFIG.DAT

3.1.3 Archivo CAUDAL.DAT

3.1.4 Archivo DEMFIL.DAT

3.1.5 Archivo JUNPAR.DAT

3.1.6 Archivo JUNMEN.DAT

#### 3.2. Archivos de salida

3.2.1 Archivo CFA.SAL

3.2.2 Archivo RESULT.LIS

3.2.3 Archivo SAL.TMP

#### 3.3 Diagrama de flujo del modelo

## 1. INTRODUCCION

La Ley de concesiones eléctricas y su reglamento establecen la metodología para la determinación de los precios en barra en el Sistema Interconectado Centro Norte, la cual se basa en la operación a mínimo costo, preservando la seguridad del abastecimiento, así como el mejor aprovechamiento de los recursos disponibles.

Los modelos matemáticos que implementan lo indicado en la ley y su reglamento deben ser conocidos al detalle, tanto en su fundamento como en sus características y los modelos computacionales que los implementan.

Los modelos matemáticos que permiten elaborar los programas de operación de largo plazo (48 meses), que se utilizan para determinar el precio básico de la energía son el JUNRED y el JUNTAR. Utilizando estos modelos en mayores períodos de tiempo permite evaluar el impacto de nuevas instalaciones en los precios básicos de energía, comportamiento de costos marginales esperados, valores esperados de racionamiento si los hubiese, etc.

## 2. ESQUEMA FUNCIONAL DE LOS MODELOS JUNRED/JUNTAR

En la Figura N° 3 se muestra el esquema funcional de los modelos, donde se puede apreciar como interactúan ambos modelos, ya que el JUNRED (fase de optimización) al ejecutarse construye el archivo CFA.SAL (con los costos futuros actualizados para cada estado del embalse y para etapa del horizonte en estudio).

El modelo JUNTAR implementa la fase de simulación de la operación, conocidos los costos futuros actualizados que fueron determinados por el JUNRED, de esta forma se determina finalmente el programa de operación óptimo en valores esperado, con cuyos costos marginales (en valor esperado) se calcula el precio básico de la energía. El resultado del modelo JUNTAR, es el archivo "result.lis", en el cual se tiene el programa esperado de operación óptimo.

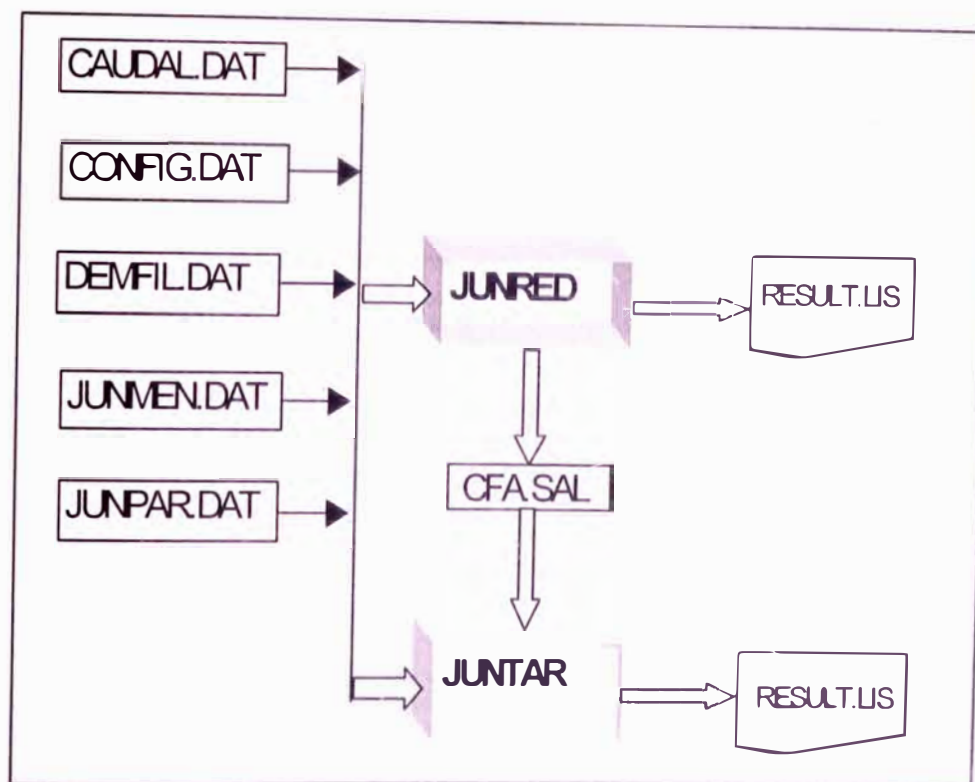
## 3. ESTRUCTURA DEL MODELO

El modelo JUNRED desarrolla la fase de optimización de la operación, mediante el uso de la programación dinámica. Mediante esta técnica se calcula las descargas óptimas del lago Junín que minimizan el costo de operación y racionamiento del Sistema Interconectado Centro Norte, para cada nivel o estado del referido embalse.

Los resultados que se obtienen corresponden a las decisiones óptimas de operación, para cada etapa, cada estado (nivel del embalse) y cada condición hidrológica.

Estas decisiones óptimas se reflejan en el costo futuro actualizado de operación y racionamiento (CFA) para cada estado del embalse y para cada etapa del período de estudio. El CFA es salida principal del modelo de este modelo, el cual es utilizado como dato de entrada por el modelo de simulación de la operación JUNTAR.

Figura N° 3



La otra salida o reporte importante es el archivo "Result.lis", donde se presentan para etapa del horizonte del estudio, una tabla en función de los estados del embalse o lago Junin (volúmenes en los cuales el embalse es dividido para aplicar la programación dinámica) con los CFA y los valores de agua asociados, tanto en volumen (US\$/M3), como en términos de energía (US \$/MWh). Esta salida es importante pues el JUNRED se usa también para determinar el valor semanal del agua embalsada, utilizado tanto para la programación de la operación, como en la valorización de las transferencias de energía en el COES-SINAC.

El modelo JUNRED esta codificado en FORTRAN, a continuación se presenta la estructura del modelo:

- Inicio del Programa
- Lectura de datos  
Obtiene la demanda residual para las curvas de duración de demanda discretizada. Incorpora el mantenimiento de las centrales térmicas e hidroeléctricas asociadas al lago Junín.
- Realiza llenado óptimo de las curvas de duración residual de la demanda discretizadas con las centrales térmicas y falla.

Para cada año desde el año inicial al año final.

Para cada etapa desde la inicial a la final.

Para cada hidrología desde la primera a la última.

Obtiene los caudales afluentes al lago Junín y de los afluentes naturales de la cuenca intermedia del río Mantaro desde la descarga del lago Junín (Upamayo) hasta la Central Mantaro (Tablachaca).

Para estado (volumen) del lago Junín.

Determina la decisión de extracción óptima del lago Junín para la hidrología, etapa y año correspondiente; calculando el costo futuro actualizado (CFA) asociado a tal estado.

Fin de estados.

Fin de hidrologías.

- Fin de etapas.

Fin de años.

Como resultado se obtiene un archivo de costos futuros actualizados promedios para cada etapa del horizonte de optimización y otro archivo donde se muestran tablas con el valor del agua embalsada para el mismo horizonte, así como el detalle de cómo se efectuó la cobertura de la demanda para un periodo específico (año, etapa) e hidrología que indico directamente el usuario al inicio del programa. Esta última salida es la utilizada para el cálculo del valor del agua semanal.

adicionalmente se obtiene 2 salidas que no tiene mucha relevancia, una es el archivo "al.tmp", en donde se tiene una replica de los datos, precios de combustibles para el horizonte, presencia de centrales hidráulicas, etc. La otra salida es el archivo "ophor.dat", que no tiene ninguna se utiliza.

## ORGANIZACION Y RESULTADOS DE LOS MODELOS

### 1 Generalidades

El modelo requiere de 5 archivos con los datos de entrada y entrega como salida 4 archivos, de los cuales el mas importante es el CFA.DAT, pues este archivo es entrada utilizado por el modelo JU TAR.

Como se ha mencionado previamente los archivos de entrada al modelo son los siguientes:

- CAUDAL.DAT
- CONFIG.DAT
- DEMFIL.DAT
- JUNPAR.DAT
- JUNMEN.DAT
- HIDRED.DAT

Nota: El archivo HIDRED.DAT no se utiliza para el cálculo del precio básico de la energía, sino para determinación del valor del agua embalsada en el lago Junin, cuando se desea obtener este valor con hidrologías reducidas (menor cantidad de hidrologías a las utilizadas en la determinación del precio básico de la energía o con hidrologías específicas).

Los archivos de salida son los siguientes:

- CFA.SAL
- RESULT.LIS
- SAL.TMP
- OPTHOR.DAT

Nota: El archivo OPTHOR.DAT no es utilizado, su propósito fue para ser usado como archivo de entrada a otro programa de despacho horario y contiene básicamente la información de los CFA de la primera etapa, en un formato adecuado.

Seguidamente se presenta la estructura de los datos que conforman estos archivos, de datos que se utilizan en el modelo de optimización JUNRED, en la Figura N° 4 se muestra un esquema de los datos de los archivos de entrada al modelo.

#### 4.1.1 Explicación del formato de los datos en los archivos de entrada:

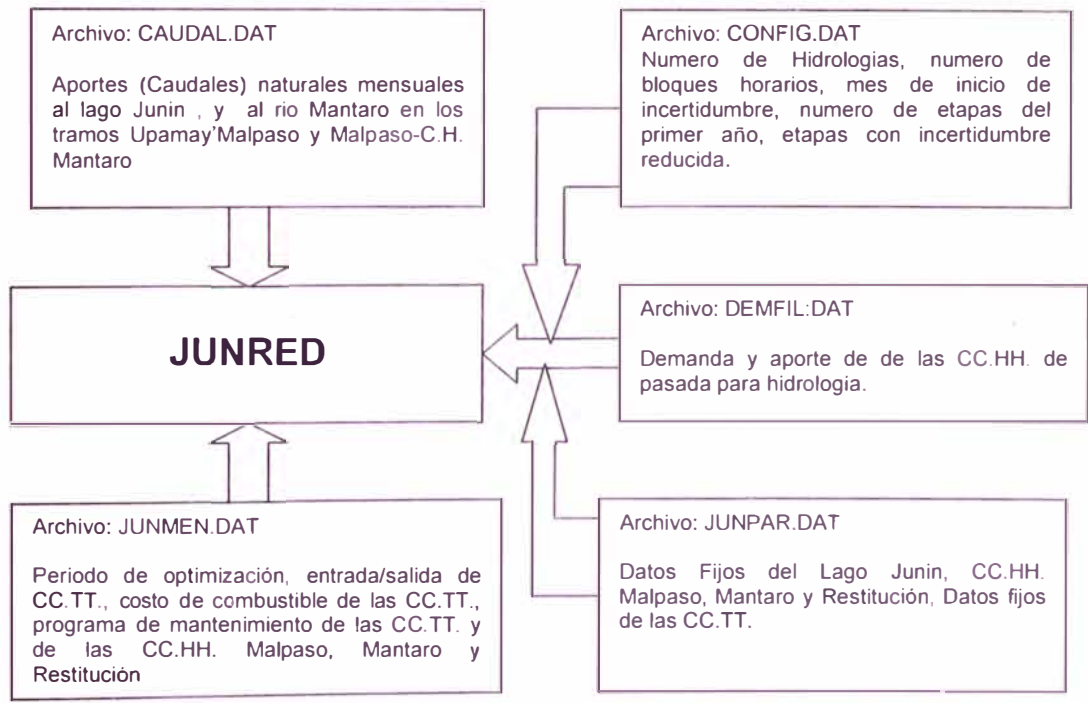
En los programas codificados en FORTRAN los datos ingresan con formatos preestablecidos según la sintaxis de este compilador, a continuación se indicarán los tipos de formato FORTRAN que se utilizan en el JUNRED:

Formato	Descripción
<b>An</b>	Campo alfanumérico de "n" caracteres
<b>kX</b>	"k" espacios en blanco (no se lee este campo)
<b>Fm.n</b>	Campo para variable real de "m" posiciones y "n" posiciones decimales, incluye el punto decimal (n<m, ejemplo F6.2 indica campo de 6 posiciones con 2 posiciones decimales)
<b>In</b>	Campo para variable entera de hasta "n" posiciones o dígitos.
<b>Libre</b>	Campo para una variable real o entera, sin ningún tipo de formato

Cuando se mencione línea de comentario se debe entender que el programa no leerá ningún dato en tal registro, y que normalmente se dejara en blanco.

Figura N° 4

ARCHIVOS DE ENTRADA AL MODELO JUNRED



4.1.2 Archivo Caudal.dat

Este archivo contiene los datos relativos a los aportes naturales (caudales en m3/seg) al lago Junin, y al río Mantaro en los tramos Upamayo-Malpaso y Malpaso- Mantaro representados como afluentes

ESTRUCTURA DE LOS DATOS CAUDAL.DAT

Registro	Contenido	Formato
1	Línea de comentario	
2	Caudales afluentes mensuales al Junín mensuales año 1	10X,12F5.1
3	Caudales afluentes mensuales al Junín mensuales año 2	10X,12F5.1
4	Idem	
.		
.		
K	Caudales afluentes mensuales al Junín año N	10X,12F5.1
.	Línea de comentario	
.	Caudales naturales mensuales Upamayo-Malpaso año 1	10X,12F5.1
.	Caudales naturales mensuales Upamayo-Malpaso año 2	10X,12F5.1
.	Idem	
.		
.		

·	Caudales naturales mensuales Upamayo-Malpaso año N	10X,12F5.1
·	Línea de comentario	
·	Caudales naturales mensuales Malpaso-Mantaro año 1	10X,12F5.1
·	Caudales naturales mensuales Malpaso-Mantaro año 2	10X,12F5.1
·	Idem	
·		
·		
·	Caudales naturales mensuales Malpaso-Mantaro año N	10X,12F5.1

#### 4.1.3 Archivo Config.dat

Este archivo contiene los datos de parámetros básicos del caso a ejecutar, como son: número de hidrologías, número de bloques horarios de la demanda, costo variable mínimo del recurso hidráulico, mes de inicio de la incertidumbre total, número de etapas del primer año, número de etapas con incertidumbre reducida, número de hidrologías a considerar en cada etapa con incertidumbre reducida.

#### ESTRUCTURA DE LOS DATOS CONFIG.DAT

<u>Registro</u>	<u>Contenido</u>	<u>Formato</u>
1	Línea en blanco	
2	nhid (clave para indicar nro. de hidrólogías)	A4
3	Nro. de hidrólogías	Libre
4	nblo (clave para indicar nro. de bloques de la demanda)	A4
5	nblo (Nro. de bloques)	
	Libre	
6	Línea en blanco	
7	cmin (clave para indicar costo de mínimo hidráulico)	A4
8	Costo mínimo (costo variable)	Libre
9	miit (clave para mes inicio incertidumbre total)	A4
10	Mes de inicio de incertidumbre total	Libre
11	nepa (clave para indicar nro. de etapas por año)	A4
12	Línea en blanco	
13	clave, nro. del año, nro de etapas del año	A4,I3,I3
14	find (clave que indica fin de datos de etapas por año)	
15	neir (clave para indicar número de etapas con hidrología reducida por año)	A4
16	Línea en blanco	
14	clave,nro. del año, nro de etapa	A4,I3,I3
17	find (clave que indica fin de datos de etapas por año)	A4
18	nhpe (clave para indicar etapas con hidrología reducida)	A4
19	Línea en blanco	
sgte	clave,nro. del año, nro de etapa, nro de hidrologías	A4,3I3



sgte find (clave que indica fin de datos de etapas por año)

A continuación se describirá brevemente que se indica con cada variable que se ingresa en el archivo de configuración:

- **nblo**: numero de bloques horarios que conforman la demanda de cada etapa.
- **cmin**: costo mínimo del recurso hidráulico, esta referido al costo de la generación hidráulica, normalmente se utiliza el valor del canon del agua.  
**miit**: mes de inicio de incertidumbre total, como este programa esta preparado para correr con un menor numero de hidrologías en las primeras 5 etapas, esta variable provee el medio por el cual se indique en que mes de inicia el cálculo utilizando toda la hidrología disponible.
- **nepa**: número de etapas del primer, dado que este modelo puede aplicarse a un periodo de tiempo que no necesariamente tiene que empezar en enero(año calendario) esta variable provee el medio para indicar cuantas etapas tendrá el primer año.
- **neir**: número de etapas con hidrología reducida, se utiliza cuando se desea efectuar un cálculo con menor cantidad de hidrologías (incertidumbre reducida). Por ejemplo cuando se esta calculando el valor del agua semanal, al inicio de un mes, este es dividido en 4 o 5 semanas, y conforme se este en las siguientes semanas de este mes el numero de etapas se ira reduciendo hasta llegar a la ultima semana donde neir tomara el valor de 1.
- En el bloque de datos que se inicia con la palabra clave "nhpe", se indicara en cada línea para cada etapa del numero de etapas con incertidumbre reducida, el año, etapa y el numero de hidrologías a utilizar en esta etapa. Se tendrá tantas lineas con estos como "neir" se halla indicado.

#### 4.1.4 Archivo Demfil.dat

este archivo contiene la demanda de cada año por etapa y bloque horario, también incluye los aportes en potencia de las centrales de pasada que se consideran operan en el horizonte de optimización, para bloque horario, año y etapa del horizonte en estudio.

#### ESTRUCTURA DE LOS DATOS EMFIL.DAT

R	istro	<u>Contenido</u>	<u>Formato</u>
1		Línea en blanco	
2		Línea en blanco	
3		Línea en blanco	
4		Año, etapa, Potencias en: Punta, media, base, duración de: punta, media, base	Libre
5		Idem	
.			
Sgte		Año, ultima etapa del año, potencias, duraciones	Libre

" Línea en blanco  
 " Datos de siguiente año, consistente en los 12 meses (12 líneas) Libre  
 .  
 Sgte Línea en blanco  
 " Datos de siguiente año  
 .  
 " Línea en blanco  
 " Línea en blanco  
 " Numero de centrales hidráulicas Libre  
 " Nombre de la central hidráulica A8  
 " Año entrada, mes de entrada, Año salida, mes de salida Libre  
 " Línea en blanco (datos en bloque de punta)  
 " potencias mensuales en el bloque de punta para las hidrologías 10X,12F5.0 consideradas  
 .  
 " Línea en blanco (datos en bloque de media)  
 " potencias mensuales en el bloque de media para las hidrologías 10X,12F5.0 consideradas  
 .  
 " Línea en blanco (datos en bloque de base)  
 " potencias mensuales en el bloque de base para las hidrologías 10X,12F5.0 consideradas

Idem para la siguiente central hidroeléctrica.

#### 4.1.5 Archivo Junpar.dat

Este archivo contiene la información referente la lago Junin, centrales asociadas al lago Junin y unidades térmicas que se prevé operen en el periodo de estudio.

#### ESTRUCTURA DE LOS DATOS JUNPAR.DAT

<u>Registro</u>	<u>Contenido</u>	<u>Formato</u>
1	Línea en blanco (se puede usar como titulo del caso)	
2	noes (clave para indicar numero de estados del lago Junin)	A4
3	Numero de estados del lago	Libre
4	Línea en blanco	
5	Cota máxima y mínima del lago (m.s.n.m.)	Libre
6	Línea en blanco	
7	caud (clave para indicar caudales máximos y mínimos)	A4
8	Línea en blanco	
9	caudal máximo en Upamayo, Malpaso, Mantaro y Restitución	Libre
10	caudal mínimo en Upamayo, Malpaso, Mantaro y Restitución	Libre
11	Línea en blanco	
12	rend (clave para indicar rendimiento de Malp., Mant. y Restit.)	A4

13	Línea en blanco	
14	rendimiento de Malpaso, Mantaro y Restitución	Libre
15	Línea en blanco	
16	pcen (clave para indicar potencia de Malp., Mant. y Restit.)	A4
17	Línea en blanco	
18	Potencia de Malpaso, Mantaro y Restitución	Libre
19	Línea en blanco	
20	dter (clave para indicar datos de las centrales térmicas	A4
21	Línea en blanco	
22	Línea en blanco	
23	Numero de Centrales Térmicas	Libre
24	Datos de las CC.TT. (nombre, Potencia, TSFO, Consumo específico, Costo Variable no combustible)	4X,A6,4F10.3
25	Datos de la siguientes CC.TT. hasta completar el numero indicado de estas.	4X,A6,4F10.3

Nota:

Rend	: m3/seg
TSFO	: en pu
Potencia	: Mw
Consumo específico	: Kg/KWh
CVNC	: US\$/MWh

En el caso del gas natural el costo de este se da en US \$/MPC por lo tanto en el caso de este combustible el consumo específico se deberá expresar en MPC/KWh.

#### 4.1.6 Archivo Junmen.dat

Este archivo contiene la información principalmente información referida al programa de equipamiento térmico (fechas de entrada y salida), costos de combustibles, mantenimiento de las unidades térmicas en el horizonte del estudio y mantenimiento de las centrales asociadas al lago Junin (Malpaso, Mantaro y Restitución).

#### ESTRUCTURA DE LOS DATOS JUNMEN.DAT

<u>Registro</u>	<u>Contenido</u>	<u>Formato</u>
1	titu (clave para titulo del caso)	A4
2	Línea en blanco	
4	Texto con el titulo del caso	A80
5	Línea en blanco	
6	hori (clave para indicar horizonte de la corrida)	A4
7	Línea en blanco	
8	Año inicial y año final	Libre
9	cfac (clave que indica CFA al final del horizonte)	A4

10	Línea en blanco	
11	Línea en blanco	
12	No.cota <sub>1</sub> , cfa <sub>1</sub>	17,F10.1
13	No.cota <sub>2</sub> , cfa <sub>2</sub>	Idem
sgte	No.cota <sub>nest</sub> , cfa <sub>nest</sub>	Idem
"	Línea en blanco	
"	prct (clave que indica programa de entrada/salida de CT)	A4
"	Línea en blanco	
"	Línea en blanco	
"	Clave,num. Orden, nombre, año entrada, mes entrada, año salida, mes salida (*)	A4,i3,A6,2(I11,I10)
"	Idem	Idem
Sgte	find (clave que indica fin de datos de E/S de CT)	A4
"	Línea en blanco	
"	comb (clave que indica precios de combustibles de CT)	A4
"	Línea en blanco	
"	Clave, num. orden, nombre,año, etapa, precio comb.	A4,I3,A6,I7,I5,F10.2
"	idem	
sgte	find (clave que indica fin precios de combustibles)	A4
"	Línea en blanco	
"	mter (clave que indica prog. mantenimiento de CT)	A4
"	Línea en blanco	
"	Línea en blanco	
"	Clave, num. orden, nombre, año, etapa, días en mto.	A4,I3,A6,I7,2I5
sgte	find (clave que indica fin de prog. mantenimiento)	A4
"	Línea en blanco	
"	mmal (clave que indica prog. mantenimiento de Malpaso)	A4
"	Línea en blanco	
"	Línea en blanco	
"	Clave, año, etapa, No. unidades, días en mantenimiento	A4,I8,I5,I9,I5
sgte	find (clave que indica fin de prog. mantenimiento)	A4
"	Línea en blanco	
"	mman (clave que indica prog. mantenimiento de Mantaro)	A4
"	Línea en blanco	
"	Línea en blanco	
"	Clave, año, etapa, No. unidades, días en mto.	A4,I8,I5,I9,I5
sgte	find (clave que indica fin de prog. mantenimiento)	A4
"	Línea en blanco	
"	mres (clave que indica prog. mantenimiento de Restitución)	A4
"	Línea en blanco	

"	Línea en blanco	
"	Clave, año, etapa, nro. unidades, días en mantenimiento	A4,I8,I5,I9,I5
sgte	find (clave que indica fin de prog. de mantenimiento)	A4
"	Línea en blanco	
"	cfal (clave que indica dato del costo de falla mills US\$/KWh)	A4
"	Línea en blanco	
"	valor del costo de falla	F10.1
"	Línea en blanco	
"	tasa (clave que indica dato de la tasa de actualización)	A4
"	Línea en blanco	
"	Dato del la tasa de actualización	F10.1
"	Línea en blanco	

(\*): El dato de mes de entrada es en realidad etapa de entrada; cuando se esta efectuando una simulación tarifaria, usualmente en el primer año se tienen menos de 12 etapas. En el caso de que una central térmica ingrese en la primera etapa del período en estudio el valor a colocarse como mes de entrada debe seguir la siguiente regla:

Si ésta no sale de servicio el primer año, el dato de mes de entrada corresponderá a etapa.

Si ésta sale de servicio el primer año, el dato de mes de entrada corresponderá a mes calendario.

En el caso de que una central térmica ingrese en el ultimo año del periodo después del mes de enero, se deberá de tener en cuenta que el modelo considera que ingresa en enero (aunque en el archivo "junmen.dat", se indique el mes exacto), esto debido a un error en el tratamiento de las matrices de presencia, es e problema es solucionado fácilmente, in icando en el archivo "junmen.dat" los meses en los cuales dicha unidad aun no esta disponible como si estuviese en mantenimiento.

## ARCHIVO HIDRED.DAT

A continuación se describirá la estructura de los datos que conforman el archivo HIDRED.DAT que como se menciono anteriormente no se utiliza para la determinación del precio básico de la energía.

Este archivo es usado para el cálculo del valor del agua, normalmente para periodos o etapas semanales en donde se tiene cierta certeza en los datos hidrológicos y en la demanda y aportes de las CC.HH. de pasada.

Los datos de las demandas semanales, así como de los aportes de las CC.HH.(aporte total) y de las caudales naturales se deberá de efectuar teniendo en cuenta las

tendencias de estas variables o utilizar modelos de pronósticos (de demanda horaria y de caudales).

## ESTRUCTURA DE LOS DATOS HIDRED.DAT

<u>Registro</u>	<u>Contenido</u>	<u>Formato</u>
1	Línea en blanco	
2	Numero del año, numero de la etapa	Libre
3	caudales: afluente al Junín, Afluente Upamayo-Malpasso, Malpasso-Mantaro; Total aporte centrales de pasada en los bloques horarios	Libre
4	Idem.. Idem (tantos datos como etapas con incertidumbre reducida se indico en archivo config.dat (neir)	
sgte	Numero del año, numero de la etapa caudales: afluente al Junín, Afluente Upamayo-Malpasso, Malpasso-Mantaro; Total aporte centrales de pasada en los bloques horarios	Libre Libre

### 4.2 Diagrama de flujo de los modelos (JUNRED/JUNTAR)

En la Figura N° 4 se presenta el diagrama de flujo simplificado del modelo JUNRED.

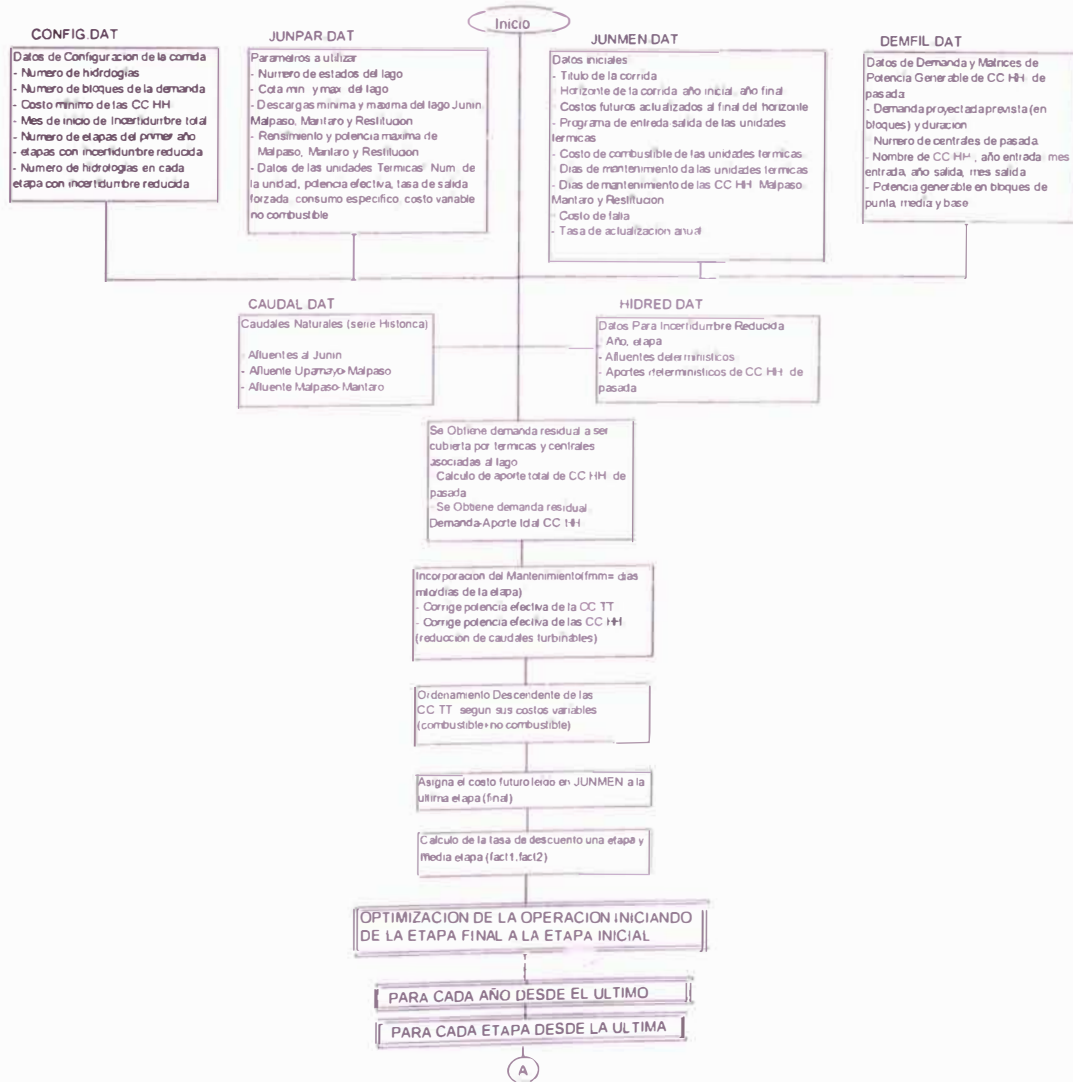
### 4.3 Archivos de salida

Los archivos de salida de este modelo son 4, y se describen a continuación:

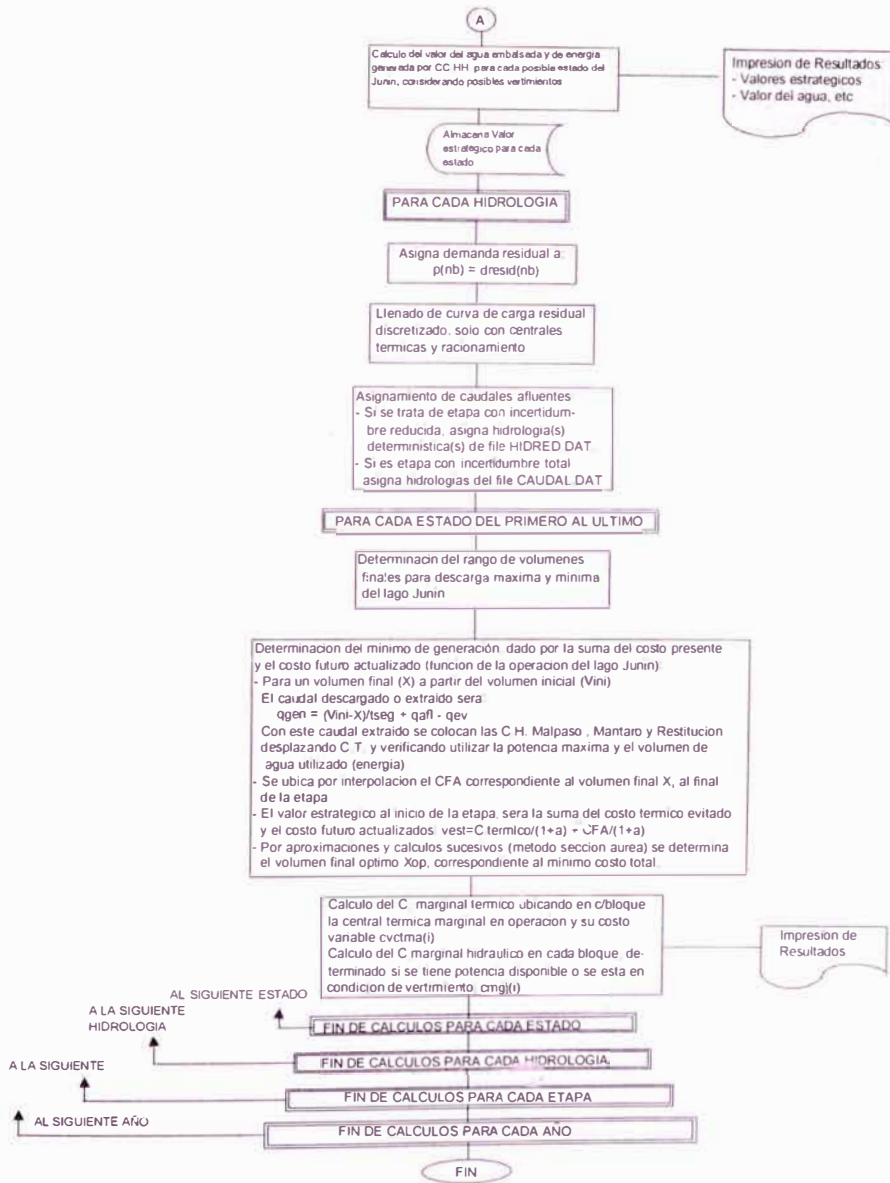
- SAL.TMP, contiene imagen de datos, así como muestra los costos variables de las CT consideradas en cada etapa del horizonte, muestra también las matrices de presencia de las CH de pasada; en general este archivo es útil para chequear los datos de entrada y su interpretación por el modelo.
- RESULT.LIS, contiene información acerca de los CFA para todas las etapas de período, así como los correspondientes valores de agua (en volumen y energía); también imprime para el año, etapa e hidrología a indicada por el usuario un detallado reporte de como se obtuvo el óptimo en cada estado del embalse. Esta salida es la utilizado para determinar el valor del agua semanal.
- CFA.SAL, contiene los costos futuros actualizados (CFA) promedios al final de cada etapa del período en estudio, este archivo es el utilizado por el modelo JUNTAR para efectuar la simulación de la operación del SEIN.
- OPTHOR.DAT, archivo que no se utiliza en simulaciones tarifarias, fue implementado para usarse con en otro modelo.

Figura N° 4

### DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROGRAMA JUNRED







## **ANEXO 03: MODELO DE PRONÓSTICO DE LA DEMANDA PARA EL SEIN**

### **INDICE**

- 1. INTRODUCCION**
  - 1.1 OBJETIVO**
  - 1.2 EXPLICACION DE LA DEMANDA POR MEDIO DE VARIABLES ECONOMETRICAS**
- 2. ESTRUCTURA DEL MODELO**
- 3. DESCRIPCION DETALLADA DEL MODELO**
  - 3.1 HOJA 1: Resumen**
  - 3.2 HOJA 2: datos Económicos**
  - 3.3 HOJA 3: Proyección econométrica de las ventas**
  - 3.4 HOJA 4: Encuesta de Uso final**
  - 3.5 HOJA 5: Autoproductores**
  - 3.6 HOJA 6: Industria y Proyectos**
  - 3.1 HOJA 7: Pronóstico Global de demanda (Energía y Potencia)**
  - 3.2 HOJA 8: Valores para los bloques de demanda tarifaria**
  - 3.3 HOJA 9: Valores básicos de energía y demanda por barra por mes**
  - 3.4 HOJA 10: Pronóstico de la energía y demanda por barra por mes**
- 4. ANALISIS ESTADISTICO**

## 1. INTRODUCCION

### 1.1 OBJETIVO

El modelo se utilizará para poder hacer pronósticos de la demanda del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), en función de datos históricos de ventas de energía eléctrica a clientes finales, del PBI, variables de población y tarifa promedio del SEIN. El pronóstico de la demanda a su vez de los pronósticos de las variables PBI, Población y tarifa promedio, para el periodo de pronóstico.

### 1.2 EXPLICACION DE LA DEMANDA POR MEDIO DE VARIABLES ECONOMETRICAS

El principal objetivo del modelo desarrollado es proporcionar una herramienta de uso relativamente simple al especialista de pronósticos. El cual deberá de ingresar alguna información para revisar o actualizar el pronóstico.

El pronóstico se basa en la correlación de una variable que depende a su vez de otras variables que son denominadas exógenas o independientes, que explican el comportamiento de la variable dependiente a través de una función. El modelo que se describe utiliza como función, una ecuación que relaciona las ventas (variable endógena o dependiente) con el PBI, población y tarifa promedio de la energía eléctrica (variables exógenas).

## 2. ESTRUCTURA DEL MODELO

El modelo es una hoja de cálculo (libro) que esta compuesto de una serie de hojas de cálculo enlazadas, donde cada hoja tiene una función especifica. La versión original del modelo esta desarrollada en Lotus 4 (extensión WK4), para poder desarrollar más fácil los ejemplos, se ha transformado la versión Lotus 4 (que sólo puede ser usada sin errores en algunas celdas con el programa QUATRO PRO V6) a Excel corrigiendo las celdas en que no se pudo hacer la conversión de forma correcta.

El modelo consiste en una serie de hojas de cálculo enlazadas (libro), cada página u hoja de cálculo de dicho libro tiene una función especifica. De manera general se puede señalar que el modelo esta dividido en 2 partes:

- Hojas de cálculo con datos (datos históricos, pronósticos de variables econométricas y datos de proyectos nuevos).
- Hojas de cálculo con resultados del pronóstico de la demanda a nivel de generación y por barras más importantes,

A continuación se presenta la estructura del modelo de forma resumida, en la sección 3 se describirá en detalle la función las hojas de cálculo que conforman el modelo:

Hoja	Descripción
1	Identificación de los casos, gráficos, otros.
2	Datos econométricos (históricos y proyectados), ventas a clientes finales (históricos)

3	Pronóstico de la demanda (ventas a clientes finales)
4	Formulario modelo para hacer encuesta relativos al consumo de energía eléctrica.
5	Datos de Autoproductores
6	Industria y Proyectos
7	Pronósticos Globales por mes y año – sin Autoproductores
8	Pronósticos Globales por mes y año – con Autoproductores
9	Datos de base del año 1996 (Bloques tarifarios)
9	Datos de base del año 1996 por mes por barra
10	Datos ajustados de 1996
11	Pronóstico de la demanda por mes y barra de año XXXX
12	Pronóstico de la demanda por mes y barra de año XXXX
13	Pronóstico de la demanda por mes y barra de año XXXX
14	Pronóstico de la demanda por mes y barra de año XXXX
15	Pronóstico de la demanda por mes y barra de año XXXX

### 3. DESCRIPCION DETALLADA DEL MODELO

#### 3.1 Hoja 1: Resumen (Hoja "A")

En la primera hoja de cálculo se presenta el "título del caso analizado", originalmente se incluía un gráfico con los resultados del pronóstico. También se puede colocar cualquier comentario en relación a los supuestos utilizados en el pronóstico.

#### 3.2 Hoja 2: Datos Econométricos (Hoja "B")

En esta hoja se colocan los datos históricos de ventas de energía a clientes finales, así como los datos de las variables: PBI, Población y la tarifa de electricidad promedio.

Los pronósticos de las variables econométricas y demográficas se proporciona como tasa de crecimiento que aplicadas sobre los últimos valores actuales permite calcular los valores de las variables (PBI, Población y tarifa de electricidad promedio), pero también se pueden colocar estos valores directamente.

Con los valores históricos contenidos en esta hoja de cálculo se procede a determinar la ecuación de regresión, que consiste en determinar los parámetros de la siguiente ecuación:

$$VENTAS = c + a \times PBI + b \times POB + d \times TAR$$

Los parámetros a, b, c y d son obtenidos al efectuar una regresión múltiple lineal de los datos históricos, se puede hacer desde un paquete estadístico como el "Eviews" o en hoja de cálculo Excel.

Para efectos de hacer más claros los ejemplos, se va a implementar en la misma hoja de cálculo la regresión múltiple, haciendo uso de las facilidades del Excel. A continuación se muestra esta hoja de cálculo (incluyendo direcciones de filas y columnas a fin de tener una mejor visión de los datos ingresados).

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	PROYECCION DE LA DEMANDA DEL SICN											
2	Hecho por MONENCO AGRA Inc											
3												
4	Pagina: 2											
5												
6	DATOS ECONOMICOS Y DEMOGRAFICOS											
7												
8												
9												
10	Parametro	Unidad		1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	
11												
12	Población - SICN	'000		13314.9	13661.0	14002.6	14338.6	14654.1	14947.2	15231.2	15505.3	
13	Crecimiento	%		2.7%	2.6%	2.5%	2.4%	2.2%	2.0%	1.9%	1.8%	
14												
15	PBI - SICN	N Soles de 1979		2903.0	2912.0	2521.0	2650.0	2703.0	2999.0	3290.0	3016.9	
16	Crecimiento	%		5.2%	0.3%	-13.4%	5.1%	2.0%	11.0%	9.7%	-8.3%	
17												
18	Tarifa Promedio	U.S. Cent. de 1996		4.540	4.930	3.910	4.370	4.23	4.15	4.15	2.93	
19	Crecimiento	%			8.6%	-20.7%	11.8%	-3.2%	-1.9%	0.0%	-29.4%	
20												
21	Ventas de energía	GWh		5369.0	5629.0	5436.0	5772.0	6139.0	6630.0	7223.0	7280.0	
22	Crecimiento	%			4.8%	-3.4%	6.2%	6.4%	8.0%	8.9%	0.8%	

	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W
1														
2														
3														
4														
5														
6														
7														
8														
9														
10	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
11														
12	14947.2	15231.2	15505.3	15784.4	16052.8	16325.7	16596.9	16852.3	17121.9	17395.8	17674.2	17957.0	18244.3	18536.2
13	2.0%	1.9%	1.8%	1.8%	1.7%	1.7%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%	1.6%
14														
15	2999.0	3290.0	3016.9	2663.9	2520.1	2590.7	2525.9	2690.1	3037.1	3246.7	3337.6	3577.9	3602.9	3739.8102
16	11.0%	9.7%	-8.3%	-11.7%	-5.4%	2.8%	-2.5%	6.5%	12.9%	6.9%	2.5%	7.2%	0.7%	3.8%
17														
18	4.15	4.15	2.93	2.40	4.90	4.71	6.43	5.59	7.61	8.37	8.66	8.45	7.04	7.04
19	-1.9%	0.0%	-29.4%	-18.1%	104.2%	-3.9%	36.5%	-13.1%	36.2%	10.0%	3.5%	-2.5%		
20														
21	6630.0	7223.0	7280.0	6688.0	6608.0	7132.0	7271.0	7226.0	8168.0	8527.0	8679.1	9238.2	9959	10410
22	8.0%	8.9%	0.8%	-8.1%	-1.2%	7.9%	-12.0%	15.1%	13.0%	4.4%	1.8%	6.4%	7.8%	4.5%

El período de inicio de los datos econométricos en el año 1981, las unidades de las variables y sus características son las siguientes:

- PBI: Producto Bruto Interno expresada en Nuevos Soles referidos al año 1971, este valor corresponde al PBI nacional.
- POB: Población expresada en miles de habitantes, esta variable corresponde al SEIN.
- TAR: Tarifa de electricidad promedio en US ctvs/KWh.
- VENTAS: Ventas de energía a cliente final en GWh.

Normalmente no se dispone de pronósticos oficiales del PBI de largo plazo (más de un año), lo que se puede disponer son de metas de PBI del Gobierno como parte de compromisos de éste con Organismos Internacionales (FMI, Banco Mundial, etc), debe tenerse presente que por tratarse de metas estas pueden resultar optimistas, por lo cual estas previsiones deberán ser revisadas y ajustadas a valores razonables.



Otra forma de obtener un pronóstico más realista del PBI es por medio de una empresa que efectúe este tipo de estudios. Para el caso de la variable Población se usa la tasa de incremento anual de 1.6%, para los valores de la población de los años del pronóstico para los años recientes y de pronóstico. Este valor podrá ser revisado cuando el INEI actualice los datos de crecimiento poblacional luego de un censo.

Con relación a la tarifa de electricidad promedio este valor se puede obtener a partir de las publicaciones del OSINERG-GART.

### 3.3 Hoja 3: Pronósticos Econométricos (Hoja "C")

En esta hoja se tiene los datos de ventas históricas a clientes finales y de las variables econométricas y demográficas, que son traídas desde la hoja 2. Con los parámetros o coeficientes de la ecuación que correlaciona las ventas con las variables econométricas y demográficas, se determina las ventas a clientes finales usando la ecuación y los valores pronosticados de las variables que también son traídos desde la hoja anterior.

Los valores de coeficientes de las variables econométricas y de la constante que fueron obtenidas por correlación multivariable, son colocados en las celdas siguientes:

- Para el Producto Bruto Interno (PBI): celda D18
- Para la Población (POB): celda D17
- Para la Tarifa de electricidad (TAR): celda D19
- Constante o Término Independiente de la ecuación lineal: celda D16

Se debe tener presente que estos coeficientes deberán ser calculados cada vez que se disponga de un nuevo año histórico (datos de VENTAS, PBI, POB y TAR). A continuación se muestra la respectiva hoja de cálculo:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	PROYECCION DE LA DEMANDA DEL SICN											
2	Hecho por MONENCO AGRA Inc.											
3												
4		Pagina	3									
5												
6	PROYECCIONES ECONOMETRICOS											
7												
8												
9					1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
10												
11												
12												
13	SICN-Ventas =											
14		Historicos			5,369	5,629	5,436	5,772	6,139	6,630	7,223	7,280
15		Variable	Parametro									
16		Proyecciones:	Constante	(8,522)	(8,522)	(8,522)	(8,522)	(8,522)	(8,522)	(8,522)	(8,522)	(8,522)
17			Población - SICN	0.676	9,001	9,235	9,465	9,693	9,906	10,104	10,296	10,481
18			PBI - SICN	1.855	5,384	5,401	4,676	4,915	5,013	5,562	6,102	5,595
19			Tarifa promedio	(97.312)	(442)	(480)	(380)	(425)	(412)	(404)	(404)	(285)
20			Suma		5,421	5,634	5,239	5,661	5,986	6,741	7,472	7,270

### 3.4 Hoja 4: Encuesta de uso Final (Hoja "D")

Esta hoja no tiene ninguna utilidad en el pronóstico de la demanda, ha sido incluida para un uso futuro en caso que se quisiera calcular el consumo unitario de clientes domésticos, a fin de determinar el nivel de utilización de artefactos eléctricos en los usuarios.

Con los resultados obtenidos de las encuestas se podría determinar el grado de saturación de artefactos eléctricos de los clientes de tipo residencial, de tal forma de poder estimar metas de consumos de este tipo de clientes en el largo plazo. A continuación se muestra la hoja de cálculo correspondiente:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	PROYECCION DE LA DEMANDA DEL SICN										
2	Hecho por MONENCO AGRA Inc.										
3		24-Jul-00									
4		Pagina	4						Fecha de la Encuesta:		
5											
6	DATOS PARA PROYECCIONES DE USO FINAL										
7					Utilización	Consumo					Consumo
8				Potencia	Diaria	Mensual			Cantidad de cada		Eléctrico en
9				(Watts)	(Horas)	(kWh)			Apósito Encontrado		la Muestra
10	Aire acondicionado (ventana)			1,200	2	72 0			1		72 0
11	Aspiradora			500	0 5	7 5			1		7 5
12	Batidora			200	0 25	1 5			1		1 5
13	Bomba de Agua			500	1	15 0			1		15 0
14	Cafetera			800	0 25	6 0			1		6 0
15	Cocina: 1 Hornilla Chica			1,500	3	135 0			1		135 0
16	2 Hornillas Chicas			3,000	3	270 0			1		270 0
17	2 Hornillas Grandes			4,000	2	240 0			1		240 0
18	1 Horno			2,000	3	180 0			1		180 0
19	Conelador			350	0 25	2 6			1		2 6
20	Ducha Electrica			1,200	6	216 0			1		216 0
21	Equipo Estero			100	0 5	1 5			1		1 5
22	Estufa Pequeña			1,000	2	60 0			1		60 0
23	Estufa Grande			2,000	1	60 0			1		60 0
24	Extractor de Aire			250	1	7 5			1		7 5
25	Fluorescente 22 W			22	1	0 7			1		0 7
26	Fluorescente 40 W			40	5	6 0			1		6 0
27	Focos de 25 W			25	5	3 8			1		3 8
28	Focos de 50 W			50	5	7 5			1		7 5
29	Focos de 75 W			75	5	11 3			1		11 3
30	Focos de 100 W			100	5	15 0			1		15 0
31	Hervidor de Agua			800	0 25	6 0			1		6 0
32	Horno Electrico			1,200	0 25	9 0			1		9 0
33	Lavadora Manual			600	0 5	9 0			1		9 0
34	Lavadora Automatica			800	0 5	12 0			1		12 0
35	Lavadora-Secadora			1,000	0 5	15 0			1		15 0
36	Lavavajillas			700	0 25	5 3			1		5 3
37	Licuadora			585	0 25	4 4			1		4 4
38	Licuoeextractor			850	0 25	6 4			1		6 4
39	Lustradora			300	0 25	2 3			1		2 3
40	Maquina de Coser			75	0 25	0 6			1		0 6
41	Maquina de Escribir			100	0 5	1 5			1		1 5
42	Microcomputadora			200	4	24 0			1		24 0
43	Microondas Mediano			900	0 25	6 8			1		6 8
44	Microondas Frande			1,500	0 25	11 3			1		11 3
45	Minicomponente			14	4	1 7			1		1 7
46	Olla Electrica			1,400	0 25	10 5			1		10 5
47	Plancha			1,000	0 5	15 0			1		15 0
48	Radio Portatil			20	8	4 8			1		4 8
49	Refrigeradora			160	6	28 8			1		28 8
50	Sauna			2,000	0 25	15 0			1		15 0
51	Secadora Automatica - Ropa			5,000	0 25	37 5			1		37 5
52	Secadora de Pelo			400	0 25	3 0			1		3 0
53	Taladro Electrico			400	0 25	3 0			1		3 0
54	Televisor			100	6	18 0			1		18 0
55	Therma Chica			750	6	135 0			1		135 0
56	Therma Grande			2,000	6	360 0			1		360 0
57	Tostadora			700	0 26	5 5			1		5 5
58	Ventilador			300	2	18 0			1		18 0
59	Waflera Chica			900	0 25	6 8			1		6 8
60	Waflera Grande			1,700	0 25	12 8			1		12 8
61						Consumo Total en la Muestra (kWh)					2,107 4
62											
63						Tamaño de la Muestra (Numero de clientes contactados)					100
64											
65						Consumo Mensual Promedio de la Muestra					21 1
66											
67						Clientes Residenciales					100,000
68											
69						Consumo Residencial Total - Mensual (GWh)					2 1
70						- Anual (GWh)					25 3
71											

### 3.5 Hoja 5: Autoproductores (Hoja "E")

Esta hoja esta constituida en dos partes, la primera referida a la demanda de energía y la segunda a la demanda de potencia.





### 3.6 Hoja 6: Industria y Proyectos (Hoja "F")

Al igual que la hoja de cálculo anterior, también está dividida en 2 partes, la primera referida a la demanda de energía y la segunda referida a la demanda de potencia.

Cada parte está a su vez conformada por los proyectos industriales que se prevé entrarían a operar en el horizonte del pronóstico (que pueden ser proyectos nuevos o ampliaciones de los existentes) y también se tiene las cargas de Talara y Tumbes.

La consideración de nuevos proyectos se puede obtener de la información que publica el Ministerio de Energía y Minas (Plan Referencial de Electricidad) o de alguna empresa dedicada a la evaluación de la actividad económica del país.

En esta hoja se incluirán además de los proyectos (proyectos nuevos y/o cargas industriales ya sean nuevas o que se proyecte futuras ampliaciones), aquellas cargas que se interconecten y que no puedan ser incluidas en el pronóstico econométrico (no se disponga de datos en las ventas históricas y variables econométricas).

En el caso de Talara y Tumbes los datos de base han sido proporcionados por las empresas generadoras (Empresa Eléctrica de Piura y ELECTROPERU) suministradoras de estas cargas, así como también de la estimación del pronóstico de estas en el periodo de estudio.

El pronóstico de la demanda de los proyectos no puede ser agregado en forma total al pronóstico de las ventas hecha en la sección 3.3 pronósticos econométricos, debido a que parte de la carga de estos proyectos ya se encuentra integrada en el pronóstico de ventas. Esto se debe a que el PBI se incrementa en parte por el impacto de dichos proyectos, si se agregara la demanda total de estos proyectos a las ventas se daría el caso de una doble consideración de estos. Por este motivo en el total de la demanda de proyectos se deberá de considerar sólo una parte de estas, de un 50 a 60% es el valor recomendable.

Por otro lado los proyectos que se pueden considerar deberán tener como mínimo un tamaño de 20 MW, proyectos de menores magnitudes de demanda se considerarán incluidos en el pronóstico econométrico de las ventas a clientes finales.

A continuación se muestra la hoja de cálculo respectiva:

	A	B	C	D	E	F	I	J	K	L	M	N
1	PROYECCION DE LA DEMANDA DEL SICN											
2												
3												
4												
5												
6	INDUSTRIA Y PROYECTOS											
7												
8							1999	2000	2001	2002	2003	2004
9	Potencia en MW											
10	Talara						19	19	20	20	21	21.4
11	Tumbes						11	11	11	11	12	12
12												
13	Proyectos Industriales											
14	La Granja										5	35
15	Cerro Negro							6				
16	Antamina							7	60	53		
17	Cementos Lima							5	10			
18	Marcona						4		13			
19	Cajamarquilla								30			
20	Pierina						8					
21												
22	Suma de los Proyectos Industriales						12	18	113	53	5	35
23	Suma acumulada						27	45	158	211	216	251
24	Factor de Carga						75%	75%	75%	75%	75%	75%
25												
26	Potencia adicional utilizada en la Proyección											
27	Talara						19	19	20	20	21	21.4
28	Tumbes						11	11	11	11	12	12
29	Proyectos Industriales											
30	Incremento Anual de Potencia						5	10	60	30	3	20
31	Potencia adicional acumulada						10	20	80	110	113	133
32	Suma						40	50	111	141	145.4	165.9
33												
34	Energía en GWh											
35	Talara (a partir de SET-1998)						103	106	109	113	115	118
36	Tumbes (a partir de JUL-1999)						25	54	55	56	57	58
37	Proyectos Industriales						180	300	1,040	1,390	1,420	1,650
38												
39	Energía adicional utilizada en la Proyección											
40	Talara						103	106	109	113	115	118
41	Tumbes						25	54	55	56	57	58
42	Proyectos Industriales											
43	Incremento Anual de Energía						35	65	390	200	20	130
44	Energía Adicional						70	135	525	725	745	875
45	Suma						198	295	689	894	917	1,051

### 3.7 Hoja 7: Pronóstico Global de Energía y Demanda (Hoja "G")

Aquí se obtiene el pronóstico de la demanda anual total del SEIN a nivel de generación para el período de estudio. Este pronóstico es obtenido de datos provenientes de hojas previas y con datos que se ingresan en esta misma hoja.

Esta hoja se halla dividida en 2 secciones, la primera corresponde al pronóstico de demanda de energía y la segunda a la de la demanda de potencia, a continuación se describirá los datos que la conforman:

#### Demanda de Energía

- Ventas históricas: provienen de la hoja 2.
- Pronóstico econométrico: provienen de la hoja 3.

Total Ventas: viene a ser el dato del pronóstico econométrico; en la versión original del modelo se consideraba después de los datos del pronóstico econométrico una fila de datos adicionales correspondientes al Programa de Ahorro de Energía (PAE), que representa la recuperación de algunas pérdidas no técnicas; en la versión actual del modelo no se considera este rubro por cuanto no se dispone de información.

Pérdidas de Distribución: son los valores de las pérdidas de distribución previstas en el período de pronóstico, corresponde a la estimación de las pérdidas que las empresas de distribución esperan alcanzar. En caso de no disponerse de estimaciones, se puede hacer las de estos valores para los años inmediatos anteriores a los que se quiere pronosticar. Esto se efectúa mediante un balance, ya que conoce la demanda a nivel de generación y se tiene un buen estimado de las pérdidas a nivel de transmisión; se obtienen los datos de las ventas de las empresas de distribución en los niveles de media y alta tensión (MT, AT) y también de estas en el nivel de muy alta tensión (MAT), a la producción deducidas las pérdidas de transmisión se le deducen las ventas de transmisión, las ventas de los generadores a sus clientes, el saldo vendría a ser las ventas en distribución incluyendo sus pérdidas, este valor se compara con el valor de las ventas de los distribuidores en AT y MT, con lo que se obtiene una buena estimación de las pérdidas de distribución, que pueden ser utilizadas para el período de pronóstico.

Al resultado de las ventas más las pérdidas de distribución se le denomina "entrada a nivel de distribución" y se obtiene dividiendo el total de ventas entre uno menos las pérdidas expresadas en por unidad, que equivalente a la suma del total de ventas más las pérdidas en unidades de energía, como para el pronóstico solo se tiene el dato de las pérdidas en porcentaje o por unidad, la entrada a nivel de distribución se obtiene de la primera forma.

Entrada a nivel de transmisión: que viene a ser la entrada a nivel de distribución más las pérdidas de transmisión. En forma similar al caso de las pérdidas de transmisión son estimadas en base a balances de energía y/o estudios de flujos de potencia, los valores de 7% que actualmente se vienen utilizando son aceptables, cuando en el SEIN se produzca una modificación importante en la topología, se debería de hacer una revisión de esta estimación. El valor de demanda a nivel de entrada de transmisión se determina en forma similar al caso anterior, es decir a la demanda a nivel de distribución de le divide entre uno menos las pérdidas de transmisión expresadas en por unidad.

ELECTROANDES y SHOUGESA (autoproducción): datos que provienen de la hoja 5.

Industria y Proyectos: datos que provienen de la hoja 6.

Total: es el resultado de la suma de la demanda a nivel de transmisión, autoproducción e industria y proyectos (estos valores se encuentran a nivel de generación).

Debido a que se tiene en el norte del país una pequeña central hidroeléctrica, que no pertenece al COES-SICN y por lo tanto no se encuentra obligada a proporcionar sus datos relativos a su generación a esta institución, la demanda pronosticada a nivel de



generación (total) deberá ser ajustada para descontar una estimación de la generación esperada de esta pequeña central, de tal forma de representar la demanda a nivel de generación que debería ser cubierta por las centrales que pertenecen al COES-SICN.

El estimado de la generación esperada de esta central hidroeléctrica (CURUMUY) es de 55.5 GWh anuales.

## Demanda de Potencia

Entrada de energía a nivel de transmisión: es el valor determinado en la parte de demanda de energía.

Factor de carga: este valor es estimado en base a los valores históricos de los últimos años y para el período de pronóstico se tendrá ajustar el valor histórico en caso que se perciba que el factor de carga pueda variar por efecto de la entrada de nuevas cargas o incorporación de subsistemas.

Potencia: determinado a partir de la entrada a nivel de transmisión (energía) y del factor de carga (viene a ser la energía entre el factor de carga y las 8760 horas del año).

ELECTROANDES y SHOUGESA (autoproducción): datos que provienen de la hoja 5.

Industria y Proyectos: datos que provienen de la hoja 6.

Factor de simultaneidad: es un valor estimado, usualmente a partir de datos históricos, la estimación actual de dicho valor es 98%. Este valor referido a la simultaneidad de la ocurrencia de la máxima demanda anual de los autoprodutores y la máxima anual del SEIN.

Total: es el pronóstico de la demanda total a nivel de generación y es igual a la suma del valor de Potencia más la demanda de autoproducción (ELECTROANDES y SHOUGESA) e Industria y Proyectos multiplicados ambos por el factor de simultaneidad. Este valor sería la máxima demanda a nivel de generación del SEIN.

Ajuste de la máxima demanda por efecto de la central hidroeléctrica Curumuy, en forma de lo considerando en energía se debe de descontar la generación esperada de la C.H. Curumuy en potencia para reflejar la máxima demanda anual que será atendida por los generadores que pertenecen al COES-SICN.

A continuación se muestra la hoja de cálculo respectiva:

	A	B	C	D	E	L	M	N	O	P	T
1	PROYECCION DE LA DEMANDA DEL SICN										
2	Hecho por MONENCO AGRA Inc.										
3											
4			Página	7							
5											
6	DE ENERGIA Y DEMANDA										
7											
8						1999	2000	2001	2002	2003	2004
9	Energia en GWh										
10										0	
11											
12			Pronóstico econométrico de ventas			10,260	10,772	11,411	12,040	12,696	13,380
13											
14			Suma Parcial			10,260	10,772	11,411	12,040	12,696	13,380
15											
16			Pérdidas de Distribución		%	12.0%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%	9.5%
17					GWh	1,399	1,131	1,198	1,264	1,333	1,405
18											
19			Entrada al Nivel de Distribución			11,659	11,903	12,609	13,304	14,029	14,785
20											
21			Pérdidas de Transmisión		%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%
22					GWh	878	896	949	1,001	1,056	1,113
23											
24			Entrada al Nivel de Transmisión		(GWh)	12,537	12,799	13,558	14,305	15,085	15,898
25											
26			ELECTROANDES Y SHOUGESA			1,446	1,462	1,479	1,495	1,512	1,529
27											
28			Industrias y Proyectos			198	295	689	894	917	1,051
29											
30			Total			14,181	14,566	15,726	16,694	17,514	18,478
31											
32			Ajuste por C.H. Curumuy (-55.5 GWH)			14,126	14,501	15,671	16,639	17,459	18,423
33											
34											
35			Entrada al Nivel de Transmisión		GWh	12,537	12,799	13,558	14,305	15,085	15,898
36											
37			Factor de Carga			73.0%	73.2%	73.3%	73.4%	73.5%	73.6%
38											
39			Potencia			1,960	1,996	2,111	2,225	2,343	2,466
40											
41			ELECTROANDES Y SHOUGESA			182	187	189	191	193	196
42			Industrias y Proyectos			40	50	111	141	145	166
43			Factor de Simultaneidad			98.0%	98.0%	98.0%	98.0%	98.0%	98.0%
44											
45			Total			2,177	2,228	2,405	2,551	2,675	2,820
46											
47			Ajuste por C.H. Curumuy (-12.5 MW)			2,164	2,216	2,392	2,538	2,662	2,808

### 3.8 Hoja 8: Valores para los Bloques de Demanda Tarifaria (hoja "I")

Aquí se tiene los datos del número de horas de cada bloque horario de demanda y el porcentaje correspondiente a cada uno de ellos (punta, media y base). Los cálculos de la duración de los bloques horarios y de los porcentajes son efectuados en forma externa al modelo.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1	PROYECCION DE LA DEMANDA DEL SON														
2	Hecho por MONENCOA GRAJIC														
3															
4	Página 8														
5															
6	Valores Constantes para la selección de la Demanda de los Boques Tarifarios														
7															
8	Período de Ruta			Período de Meda			Período de Base			Hbras					
9		Ruta	%cd	Hbras	Ruta	%cd	Hbras	Ruta	%cd	Hbras	cd Mes				
10		(MW)	Pico		(MW)	Pico		(MW)	Pico		Inclusas				
11															
12	Enero	1,734.1	91.1%	128	1,434.8	75.4%	337	1,154.0	60.8%	279	744				
13	Febrero	1,723.9	91.1%	120	1,437.1	76.0%	300	1,182.0	62.9%	252	672				
14	Marzo	1,753.5	92.0%	129	1,441.2	75.8%	335	1,182.0	62.0%	279	744				
15	Abril	1,748.1	90.7%	122	1,425.4	73.9%	325	1,134.0	58.8%	270	720				
16	Mayo	1,778.3	92.1%	128	1,462.5	75.8%	337	1,188.2	61.8%	279	744				
17	Junio	1,781.2	91.8%	125	1,465.9	77.1%	325	1,179.8	60.8%	270	720				
18	Julio	1,760.0	91.8%	124	1,451.2	75.7%	341	1,151.0	60.0%	279	744				
19	Agosto	1,752.5	92.1%	128	1,449.6	76.2%	337	1,145.8	60.2%	279	744				
20	Septiembre	1,740.0	91.8%	129	1,435.0	75.9%	321	1,167.0	61.4%	270	720				
21	Octubre	1,736.0	91.8%	129	1,425.0	75.3%	335	1,147.0	60.8%	279	744				
22	Noviembre	1,765.3	92.0%	124	1,438.4	74.9%	325	1,164.5	60.8%	270	720				
23	Diciembre	1,739.0	90.4%	123	1,408.0	73.2%	342	1,134.0	59.0%	279	744				
24															
25				1,509			3,955			3,255 8,760					

### 3.9 Hoja 9: Valores Básicos de demanda de Energía y Máxima demanda por mes (hoja "J")

En esta hoja se tiene un patrón de demanda de las barras más importantes del Sistema Interconectado Centro Norte en potencia y energía, de un año base con detalle mensual. Con este patrón de demanda se realizara la distribución de la demanda pronosticada en estas barras.

Este patrón debería ser actualizado periódicamente ya que de esta forma se representaria mejor las variaciones en la distribución espacial de la demanda por efecto de la modificación de los hábitos de consumo y el ingreso de nuevas cargas.

A continuación se presenta la hoja de cálculo respectiva:



	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	
1	PROYECTO DE LA DEMANDA DEL SION																	
2	Hecho por MIBENICO AGRA Inc.																	
3																		
4	Página: 9																	
5	ENERGIA MENSUAL ADAPTADA A LA DISTRIBUCION MENSUAL																	
6	Energía por Barra por Mes - Patron para los Años Futuros																	
7	(GWh)																	
8																		
9	Barra	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Set	Oct	Nov	Dic	Suma				
10																		
11																		
12	Piura	25.5	23.7	25.9	24.7	25.7	24.8	25.6	26.1	25.6	26.1	25.7	26.4	305.9				
13	Chiclayo	21.2	19.6	21.5	20.5	21.3	20.6	21.2	21.6	21.2	21.7	21.3	21.9	253.5				
14	Guadalupe	15.8	14.6	16	15.3	15.8	15.3	15.8	16.1	15.8	16.1	15.8	16.3	188.7				
15	Trujillo Norte	39.9	37	40.5	38.7	40.1	38.8	40	40.8	40	40.9	40.1	41.3	478.3				
16	Chiribote	36	33.4	36.5	34.9	36.1	35	36.1	36.8	36.1	36.8	36.2	37.2	431.1				
17	Paramonga	23.9	22.2	24.3	23.2	24	23.3	24	24.5	24	24.5	24.1	24.8	286.8				
18	Huaycachi	9.5	8.8	9.6	9.2	9.5	9.2	9.5	9.7	9.5	9.7	9.5	9.8	113.7				
19	Huancanca	3	2.8	3	2.9	3	2.9	3	3	3	3	3	3.1	35.6				
20	Campo Armaño	12.8	11.9	13	12.4	12.9	12.5	12.9	13.1	12.9	13.1	12.9	13.3	153.8				
21	Pachachaca	21.7	20.1	22	21	21.8	21.1	21.7	22.2	21.7	22.2	21.8	22.4	259.6				
22																		
23																		
24	Lima	566.1	543	594.9	567.5	588.6	569.7	587.6	599.2	587.4	599.6	588.9	606.3	7018.8				
25																		
26	Huancavilca	4	3.8	4.1	3.9	4.1	3.9	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.2	48.5				
27	Independencia	32.5	30.1	33	31.5	32.6	31.6	32.6	33.2	32.6	33.2	32.6	33.6	389.1				
28	ica	11.6	10.7	11.8	11.2	11.6	11.3	11.6	11.8	11.6	11.9	11.6	12	138.8				
29	Marcona 60	10.2	9.4	10.3	9.9	10.2	9.9	10.2	10.4	10.2	10.4	10.2	10.5	122				
30																		
31	Total	861.9	798.9	868.9	838.3	861.1	832.5	869.9	874.7	866	867	839.1	866.6	10222.9				
32																		
33	Pérdidas	70.7	64.8	70.5	68	71.8	70.3	74.8	76.1	74.3	75.4	73	74.1	853.8				
34																		
35	Producción	932.6	863.7	909.4	905.3	932.9	902.8	934.7	950.8	929.3	942.4	912.1	939.7	11086.7				
36	Porcentaje del Año	8.4%	7.8%	8.5%	8.2%	8.4%	8.1%	8.4%	8.6%	8.4%	8.5%	8.2%	8.5%					
37																		
38	Potencia por Barra por Mes - Patron para los Años Futuros																	
39	(MW)																	
40																		
41	Barra	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Set	Oct	Nov	Dic	Anual				
42																		
43	Piura	53.9	53.8	54.5	55.0	53.1	53.2	54.7	53.1	53.5	54.9	56.1	56.3	56.3				
44	Chiclayo	59.2	57.5	56.6	49.5	52.5	57.7	58.6	60.6	61.9	63.1	64.4	64.4	64.4				
45	Guadalupe	32.5	35.5	30.1	29.9	29.8	29.2	36.8	32.4	33.3	33.5	33.3	36.3	36.8				
46	Trujillo Norte	90.4	93.2	91.9	88.8	90.2	90.2	91.6	93.1	94.8	96.7	98.7	100.6	100.6				
47	Chiribote	83.6	73.9	88.8	80.9	78.2	78.4	85.5	86.7	85.5	78.6	94.9	82.6	94.9				
48	Paramonga	54.4	56.2	43.6	57.9	58.4	58.5	58.7	48.7	58.1	52.0	56.3	63.2	63.2				
49	Huaycachi	27.6	29.6	28.5	29.9	29.6	31.0	33.0	35.3	33.0	32.8	32.1	30.0	35.3				
50	Huancanca	8.5	8.9	9.2	9.7	9.6	9.6	10.5	10.4	10.3	9.3	9.6	9.0	10.5				
51	Campo Armaño	23.5	26.6	23.8	27.9	25.9	26.0	26.0	25.1	26.1	26.3	26.4	26.5	27.9				
52	Pachachaca	37.2	32.3	49.5	27.9	47.9	30.0	39.0	39.3	38.2	30.3	40.6	44.9	49.5				
53																		
54																		
55	Lima	1208.9	1214.7	1217.6	1228.2	1227.3	1200.7	1174.1	1180.5	1167.3	1196.3	1237.9	1253.1	1253.1				
56																		
57	Huancavilca	6.6	9.1	9.0	9.4	9.0	9.0	10.0	11.8	11.3	11.3	9.7	9.9	11.8295				
58	Independencia	73.5	69.0	59.4	66.7	69.8	70.0	64.0	62.2	70.4	61.6	63.9	61.2	73.5				
59	ica	25.5	24.7	24.5	24.3	24.3	24.5	24.4	25.5	26.1	27.0	27.3	27.2	27.3035				
60	Marcona 60	12.3	17.9	18.0	18.2	18.2	18.2	19.0	17.8	18.6	18.7	12.3	13.9	19				
61																		
62	Suma	1,797.6	1,801.7	1,804.0	1,804.0	1,823.7	1,786.2	1,786.9	1,741.6	1,766.9	1,791.2	1,861.3	1,888.0	1,888.0				
63																		
64	Pérdidas	142.9	143.3	143.7	149.1	151.6	154.9	157.5	152.5	156.1	154.5	159.2	157.3	159.2402006				
65																		
66	Producción	1684.4	1910.7	1916.5	1988.0	1988.5	1980.0	1989.3	1906.5	1951.7	1931.1	1990.5	1986.1	1986.080706				
67																		
68	Potencia del Sistema	1706.0	1660.7	1725.6	1752.2	1759.6	1773.5	1759.0	1736.8	1749.7	1743.3	1785.4	1801.3	1801.32				
69	Porcentaje del	94.7%	93.9%	95.8%	97.3%	97.7%	98.5%	97.7%	96.4%	97.1%	96.8%	98.1%	100.0%	100.0%				
70																		
71	Factor de Simultaneidad	90.5%	88.5%	90.0%	88.1%	89.4%	89.1%	89.3%	91.1%	89.7%	90.3%	88.7%	90.2%	90.2%				

### 3.10 Hoja 10 y siguientes: Pronóstico de la Energía y Máxima Demanda por Barra por mes (hoja "K" y siguientes)

En esta hoja y las siguientes se tiene el pronóstico de la demanda por barra y mensual, para una año del período de pronóstico. Al incorporar un año mas al período de pronóstico será necesario agregar otra con la distribución de la demanda por barras, esto se hace copiando la última hoja que se disponga a la nueva y actualizando en las

fórmulas respectivas los valores correspondientes al nuevo año de pronóstico. Los valores de las cargas de ELECTROANDES y SHOUGESA se manejan en forma separada, en forma similar se trata las cargas de Talara y Tumbes. A continuación se muestra una de estas hojas a manera de ejemplo:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q
1	PROYECCION DE LA DEMANDA DEL SICN																
2	Hecho por MONENCO AGR Inc.																
3																	
4	Pagina		140														
5																	
6	Energía por Barra por Mes - 2000 (GWh)																
7	Producción																
8	Pérdidas de Transmisión																
9	Centromin																
10	Talara																
11	Tumbes																
12	Otras Ventas																
13		31.0	29.0	31.0	30.0	31.0	30.0	31.0	31.0	30.0	31.0	30.0	31.0	30.0	31.0		
14	Barra	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Set	Oct	Nov	Dic	Suma			
15																	
16	Tumbes	4.5	4.2	4.8	4.4	4.9	4.4	4.5	4.6	4.5	4.6	4.2	4.6	54.0			
17	Talara	8.9	8.3	9.0	8.7	8.9	8.9	9.0	9.1	8.9	9.0	8.7	9.0	108.2			
18	Pura	29.1	27.0	29.8	28.2	29.3	28.3	29.2	29.8	29.2	29.8	29.3	30.1	349.1			
19	Chicluyo	24.2	22.4	24.5	23.4	24.3	23.5	24.2	24.6	24.2	24.8	24.3	25.0	289.3			
20	Guadalupe	18.0	18.7	18.3	17.5	18.0	17.5	18.0	18.4	18.0	18.4	18.0	18.8	215.3			
21	Trujillo Norte	45.5	42.2	45.2	44.2	45.8	44.3	45.8	48.8	45.8	48.7	45.8	47.1	545.8			
22	Chimbote	41.1	38.1	41.7	39.8	41.2	39.9	41.2	42.0	41.2	42.0	41.3	42.5	482.0			
23	Paramonga	27.3	25.3	27.7	26.5	27.4	26.8	27.4	28.0	27.4	28.0	27.5	28.3	327.3			
24	Huaycachi	10.8	10.0	11.0	10.5	10.8	10.5	10.8	11.1	10.8	11.1	10.8	11.2	129.8			
25	Huallanca	3.4	3.2	3.4	3.3	3.4	3.3	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.5	40.8			
26	Campo Armaño	14.8	13.8	14.8	14.2	14.7	14.3	14.7	14.9	14.7	14.9	14.7	15.2	175.5			
27	Pachachaca	24.8	22.9	25.1	24.0	24.9	24.1	24.8	25.3	24.8	25.3	24.8	25.8	299.3			
28	Centromin	123.0	113.9	123.9	119.5	123.0	119.1	123.3	125.4	122.5	124.3	120.3	123.9	1482.0			
29	Lima	668.9	619.7	678.9	647.6	671.7	650.1	670.8	683.8	670.3	684.3	672.0	691.9	8009.8			
30	Huancavelica	4.8	4.3	4.7	4.5	4.7	4.5	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.8	55.3			
31	Independencia	37.1	34.3	37.7	35.8	37.2	36.1	37.2	37.9	37.2	37.9	37.2	38.3	444.0			
32	Ica	13.2	12.2	13.5	12.8	13.2	12.9	13.2	13.5	13.2	13.6	13.2	13.7	158.4			
33	Marcona	42.7	39.5	43.2	41.5	42.7	41.4	42.8	43.8	42.8	43.4	42.0	43.4	398.2			
34																	
35	Total	1141.8	1057.8	1157.8	1108.5	1148.2	1109.4	1144.5	1160.7	1143.2	1166.1	1142.4	1176.7	13668.5			
36																	
37	Pérdidas	70.4	65.2	71.4	68.2	70.7	68.4	70.8	71.9	70.5	71.9	70.4	72.5	842.0			
38																	
39	Producción	1212.2	1123.0	1229.1	1174.7	1216.8	1177.8	1215.1	1238.7	1213.7	1238.0	1212.8	1249.2	14500.5			
40	Porcentaje del Año	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.0			
41																	
42	Potencia por Barra por Mes - 2000 (MW)																
43	Producción																
44	Nivel de Transmisión																
45	Centromin																
46	Talara																
47	Tumbes																
48	Otras Ventas																
49																	
50	Barra	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Set	Oct	Nov	Dic	Anual			
51	Tumbes	9.5	9.8	9.8	9.5	10.0	9.7	9.6	10.1	9.8	9.7	9.8	11.0	110			
52	Talara	18.7	17.4	18.9	18.2	18.7	18.1	18.8	19.1	18.7	18.9	18.3	18.9	19.1			
53	Pura	81.5	81.3	82.3	82.8	82.5	82.4	82.4	80.7	81.0	82.7	82.6	83.0	83.0			
54	Chicluyo	67.8	65.7	63.4	59.4	59.9	66.8	66.9	67.6	69.2	70.8	72.0	73.5	73.5			
55	Guadalupe	37.1	40.8	34.4	34.3	34.0	33.4	41.9	37.0	37.9	38.3	37.9	41.4	41.8			
56	Trujillo Norte	103.0	108.3	104.8	101.4	103.0	103.0	104.4	108.4	108.0	110.4	112.7	114.7	114.7			
57	Chimbote	86.4	84.3	101.6	82.3	89.3	88.4	97.8	78.1	74.8	88.7	108.3	94.4	108.3			
58	Paramonga	62.1	62.6	49.7	49.1	66.8	66.8	67.0	66.3	69.4	64.3	72.2	72.2	72.2			
59	Huaycachi	31.4	33.6	32.7	34.2	33.7	35.4	37.5	40.4	37.5	37.8	36.5	34.3	40.4			
60	Huallanca	9.7	10.1	10.4	11.0	10.9	10.9	11.9	11.8	11.6	10.5	10.8	10.1	11.9			
61	Campo Armaño	26.8	30.4	27.0	31.9	29.8	29.7	29.6	28.5	29.8	29.9	30.1	30.3	31.9			
62	Pachachaca	42.6	39.8	58.5	31.8	54.7	34.3	44.6	44.8	43.6	34.5	46.4	51.3	56.5			
63	Centromin	189.2	189.7	184.8	178.1	183.3	177.4	183.8	188.8	182.6	185.2	179.2	184.8	188.8			
64	Lima	1379.7	1388.3	1389.5	1401.8	1400.5	1370.1	1339.9	1324.4	1332.1	1365.3	1412.8	1441.4	1441.4			
65	Huancavelica	7.8	10.3	10.3	10.8	10.3	10.4	11.5	11.8	12.9	13.0	11.2	11.3	13.8			
66	Independencia	83.9	78.8	87.8	78.0	79.7	80.0	73.0	71.0	80.3	70.3	70.0	88.8	88.8			
67	Ica	29.0	28.2	28.0	27.7	27.7	28.0	27.8	29.1	29.7	30.8	31.1	31.1	31.1			
68	Marcona	51.3	75.4	75.5	76.4	78.1	78.2	78.7	74.9	77.7	77.8	50.8	57.3	79.7			
69																	
70	Suma	2300.1	2307.3	2328.9	2320.5	2348.3	2289.2	2307.7	2258.1	2283.2	2314.9	2367.4	2410.5	2410.5			
71	Pérdidas	141.8	142.2	143.4	143.0	144.8	141.7	142.3	139.2	140.8	142.7	146.8	148.8	148.8			
72																	
73	Producción	2441.9	2449.5	2470.3	2483.5	2483.0	2441.0	2480.0	2397.3	2424.0	2467.7	2513.4	2559.1	2559.1			
74	Potencia del Sistema	2106.7	2078.0	2130.1	2153.7	2187.3	2177.1	2186.9	2145.1	2155.4	2150.7	2182.3	2215.7	2215.7			
75	Porcentaje del Maximum	1.0	0.8	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0			
76																	
77	Factor de Simultaneidad	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9			
78																	
79																	
80																	

#### 4. Análisis Estadístico

En esta sección se tratará acerca del análisis de la información econométrica a partir de la cual se obtendrá la correlación de las ventas a clientes finales con las variables PBI, población y tarifa de electricidad.

Los datos antes señalados con la información histórica se les correlaciona a fin de determina una ecuación que explique la variable Ventas a partir de las variables PBI, población y tarifa, este tipo de regresión multivariable se puede hacer en hoja de cálculo (EXCEL o Quattro Pro V6) o con el software estadístico Eviews.

Se ha preparado una hoja de cálculo EXCEL donde se puede efectuar esta correlación multivariable.

A continuación se muestra la hoja de cálculo donde se puede efectuar la regresión multivariable:

Primera Hoja: con los datos históricos.

	B	C	D	E	F	G	H
27	Datos Historicos						
28				POB	PBI	T.Prom	Ventas
29		1981		13314.862	2903	4.54	5369
30		1982		13661.048	2912	4.93	5629
31		1983		14002.575	2521	3.91	5436
32		1984		14338.636	2650	4.37	5772
33		1985		14654.086	2703	4.23	6139
34		1986		14947.168	2999	4.15	6630
35		1987		15231.164	3290	4.15	7223
36		1988		15505.325	3016.93	2.93	7280
37		1989		15784.421	2663.949	2.4	6688
38		1990		16052.756	2520.096	4.9	6608
39		1991		16325.653	2590.659	4.71	7132
40		1992		16586.864	2525.892	6.43	6279
41		1993		16852.254	2690.075	5.59	7226
42		1994		17121.89	3037.095	7.613	8168
43		1995		17395.84	3246.654	8.371	8527
44		1996		17674.174	3337.561	8.663	8679.1
45		1997		17956.96	3577.865	8.45	9238.23
46		1998		18244.272	3602.9	7.04	9959
47		1999		18536.18	3739.8102	7.04	10410

Segunda Hoja de cálculo con los resultados: en la hoja anterior se selecciona "Herramientas" en el menú presentado se selecciona "análisis de datos", en el menú que sigue se selecciona "Regresión" y en el menú siguiente se selecciona para rango de Y (variables dependientes), las ventas histórica del año 1981 a 1999 y para el rango de las X (variables independientes) se selecciona las variables PBI, Población y Tarifa del mismo período.



Se obtiene como resultado la siguiente hoja de cálculo:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	Resumen								
2									
3	Estadísticas de la regresión								
4	Coficiente de correlación múltiple	0.99213794							
5	Coficiente de determinación R <sup>2</sup>	0.984337691							
6	R <sup>2</sup> ajustado	0.98120523							
7	Error típico	206.1937033							
8	Observaciones	19							
9									
10	ANÁLISIS DE VARIANZA								
11		Grados de libertad	Suma de cuadrados	Medio de los cuadr	F	Valor crítico de F			
12	Regresión	3	40080247.54	13360082.51	314.2377401	9.31489E-14			
13	Residuos	15	637737.6493	42515.84329					
14	Total	18	40717985.19						
15									
16		Coficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95.0%	Superior 95.0%
17	Intercepción	-8521.572576	619.6276695	-13.75273087	6.56886E-10	-9842.278503	-7200.866665	-9842.278503	-7200.866665
18	Variable X 1	0.675978913	0.047620144	14.19623037	4.21745E-10	0.574478916	0.777478909	0.574478916	0.777478909
19	Variable X 2	1.854670924	0.162342988	11.42439809	8.43773E-09	1.508644823	2.200697025	1.508644823	2.200697025
20	Variable X 3	-97.31254362	39.79909945	-2.445155547	0.027299881	-182.1402368	-12.48485049	-182.1402368	-12.48485049
21									
22									

Los coeficientes de las variables que constituirán la ecuación de regresión son los mismos que los obtenidos con el programa EVIEWS.

## **ANEXO 04 : ACTUALIZACION Y ANALISIS DE LOS DATOS HIDROLOGICOS DE LA CUENCA DEL RÍO SANTA (DESCRIPCION DE LA CUENCA DEL RIO SANTA, NATURALIZACION DE SERIES DE CAUDALES, METODO DE CALCULO UTILIZANDO DIAGRAMAS DE DOBLE MASA)**

### **1 INTRODUCCION**

Este Anexo tiene por objetivo tratar de explicar como se actualiza y revisa la confiabilidad y homogeneidad de la información hidrológica que es utilizada para la determinación de las disponibilidades hídricas en la central Cañón del Pato, dato que posteriormente es utilizado en los Estudios de Fijación Tarifaria del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Como es de conocimiento general, el clima a nivel mundial esta cambiando por diferentes causas, unas atribuibles al efecto invernadero y otras a la paulatina perdida de la capa de ozono, si bien no se tiene una demostración contundente sobre si estas son las causas de estos cambios, lo concreto es que en la cuenca del río santa se ha podido detectar una tendencia decreciente de los caudales medios anuales a lo largo de los años debido principalmente a un proceso de retroceso de los glaciales determinando que los últimos 22 años sean definitivamente más secos que los primeros 18 años del registro de caudales que se está usando como data de entrada para el cálculo del precio de barra en el SEIN.

### **2 DESCRIPCION DE LA CUENCA DEL RIO SANTA**

El río Santa tiene su origen en la laguna Aguash, la cual se encuentra ubicada al extremo sur Este del Callejón de Huaylas, a una altura aproximada de 3940 m.s.n.m.

La superficie total de la cuenca del río Santa, hasta su desembocadura, es de 12 289 Km<sup>2</sup> de los cuales 10 200 km<sup>2</sup> correspondientes a la cuenca húmeda que es la superficie que contribuye efectivamente con la escorrentía superficial.

El río Santa tiene un desarrollo longitudinal de aproximadamente 294 km desde su nacimiento hasta su desembocadura, presentando un pendiente promedio de 1,4%, la cual se hace más pronunciada en un sector de 13 km de longitud comprendido entre las desembocaduras de las quebradas de los ríos Cedros y Quitaracsa, formando lo que se conoce como "Cañón del Pato", donde se ubica la central del mismo nombre, propiedad de Duke Energy Internacional S.A. (Duke).

El curso del río Santa recorre zonas de puna, sierra y costa. De ese modo los diferentes climas son los típicos de dichas regiones. En la puna, región que comprende las alturas donde nace el río Santa y las cumbres de las cordilleras blanca y negra, la temperatura baja predominante llega a 6°C como mínimo durante el día en los meses de Julio y Agosto. En la noche baja aun más. Tiene soleamiento escaso durante el día llegando a temperaturas máximas de 14°C.

La lluvia es de mayor magnitud, 20 mm por día, en promedio durante los meses de enero, febrero y marzo, acompañada con frecuencia de fuertes granizadas y nevadas. La precipitación total anual varía desde 100 mm/año en la costa hasta 1000 mm/año en la cuenca alta, sobre los 4800 m.s.n.m. En la cordillera blanca predominan las precipitaciones sólidas (nieve).

El clima de la sierra esta definido por las estaciones de lluvia, abundante en los primeros meses del año y prácticamente nula en julio, agosto y setiembre; donde la temperatura es la más baja del año. Sólo en las partes altas, arriba de los 3,000 m.s.n.m., es decir desde Huaraz se presentan granizadas no muy frecuentes. El soleamiento es constate durante todo el año, con menor intensidad en la época de lluvias.

En la zona del Cañón el clima es cálido. En Huallanca la temperatura máxima se mantiene entre los 28°C y 30°C durante todo el año, no bajando a menos de 18°C durante el día. El soleamiento es también permanente y con duración práctica todo el día, la lluvia se presenta fuerte en febrero y marzo alcanzando hasta 15 mm. Por el día en promedio, estas condiciones de clima se mantienen incluso con fuertes soleamientos en verano, neblina y baja temperatura sin soleamiento en invierno y prácticamente escasez absoluta de lluvias.

La humedad relativa es mayor en la costa (78%) que en la sierra (65%) y la evaporación total anual varía entre 870 mm/año en la costa hasta 1400 mm/año en la puna.

### **Cuenca Parón**

El río Lullan desemboca en el km 138 del río Santa, en las inmediaciones de Caraz, nace en la laguna de Paron a 4,185 m.s.n.m. Esta laguna con un área de captación de 39.6 Km<sup>2</sup> es una de las más grandes de la cordillera, está situada en la quebrada del mismo nombre, formada por los nevados Huandoy y Chacararaju por el sur y Aguja Nevada (6,025 m.s.n.m.) con Artesonraju (6,025 m.s.n.m) por el norte. En la misma quebrada y a 1 km más arriba está situada la laguna de Artesoncochan a 4,312 m.s.n.m. y que desagua en la laguna de Parón.

### **Cuenca Cedros – Cullicocho**

El río Cedros desemboca en el km 160 del río santa y tiene un área de captación de 110 Km<sup>2</sup>, nace en la laguna de Jaca-Rurush, la cual es alimentada por el deshielo de los nevados Quito-Raju (6,000 m.s.n.m.), Milluacocho y Santa Cruz. Corre atravesando el Cañón de los Cedros y antes de salir de este recibe las aguas de la quebrada Las Lagunas, nombre que lleva la quebrada por los deshielos del Nevado Santa Cruz que han dado lugar a la formación de 2 lagunas, Rajucocho y Cullicocho.

## **3 Información Básica**

Duke controla una red propia de 15 estaciones hidrográficas y 20 estaciones pluviométricas en la cuenca del río Santa. La figura F4.1 y F4.2 muestran el mapa de la cuenca y la ubicación de las estaciones hidrométricas y

pluviométricas de las cuales, la mayoría son de propiedad de Duke. La figura F4.3 muestra el mapa de isoyetas de la cuenca.

Las estaciones hidrométricas utilizadas en este estudio se listan a continuación, en el cuadro C4.1:

**Cuadro C4.1**

<u>Estación</u>	<u>Nivel</u>	<u>Período</u>
La Balsa	Diario	1954 – 1996
Cedros	Diario	1952 – 1996
Parón	Diario	1953 – 1992
Quitaracsa	Diario	1953 – 1996

#### **Estación la balsa**

Esta estación hidrográfica se encuentra ubicada en el curso del cause principal del río Santa aguas arriba de la desembocadura del río Cedros, su ubicación en coordenadas geográficas es de 77° 49' 47" Longitud Oeste y 8° 52' 27" Latitud Sur y a 1880 m.s.n.m.

#### **Estación Cedros**

Esta estación hidrográfica controla las aguas del río Cedros inmediatamente aguas arriba de su confluencia con el río Santa, su ubicación en coordenadas geográficas es 77° 49' 94" Longitud Oeste y 8° 51' 51" Latitud Sur y a 1990 m.s.n.m.

#### **Estación Parón**

Esta estación hidrográfica controla las aguas que descargan la laguna Parón en el río Yullan, afluente del río Santa, su ubicación en coordenadas geográficas es 77° 41' 15" Longitud Oeste y 8° 49' 59" Latitud Sur y a 4100 m.s.n.m.

#### **Estación Quitaracsa**

Esta estación hidrográfica controla las aguas del río Quitaracsa que se prevé derivar hacia la central cuando se concluya la expansión de la central como parte del compromiso de inversión de Duke, su ubicación en coordenadas geográficas es de 77° 51' 08" Longitud Oeste y 8° 47' 56" Latitud Sur y a 1480 m.s.n.m.



Figura F4.1

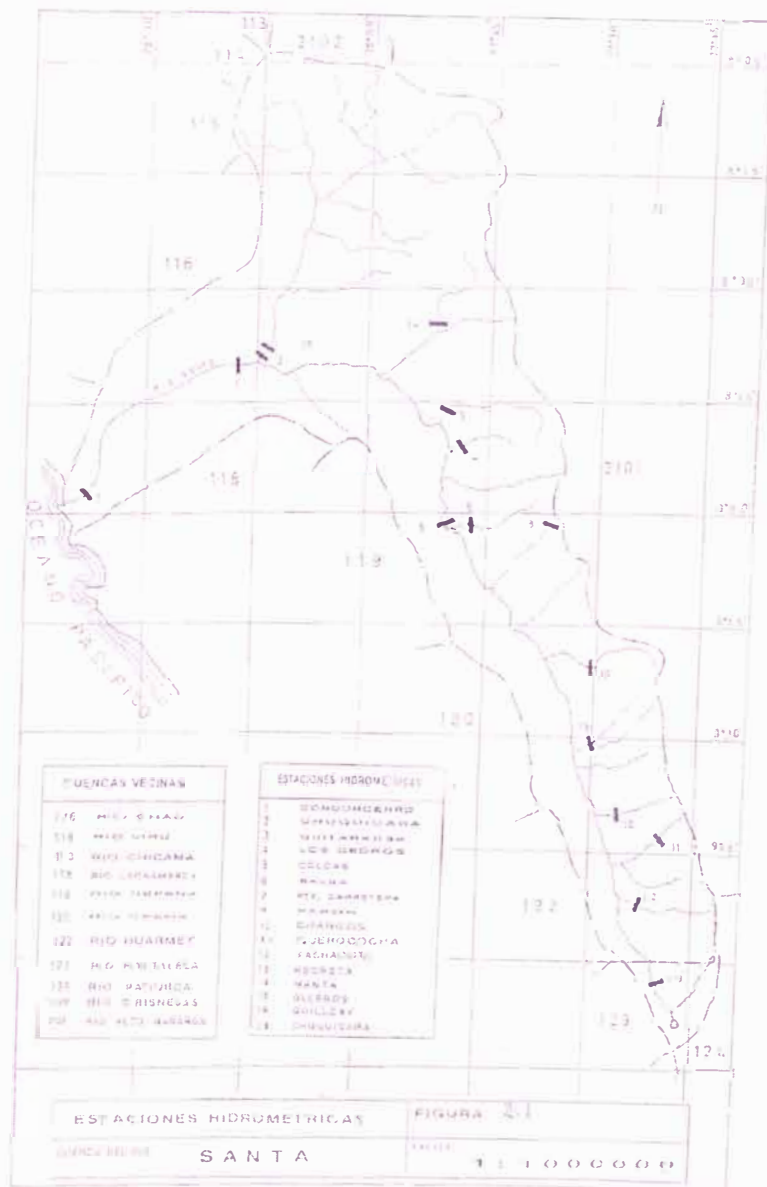
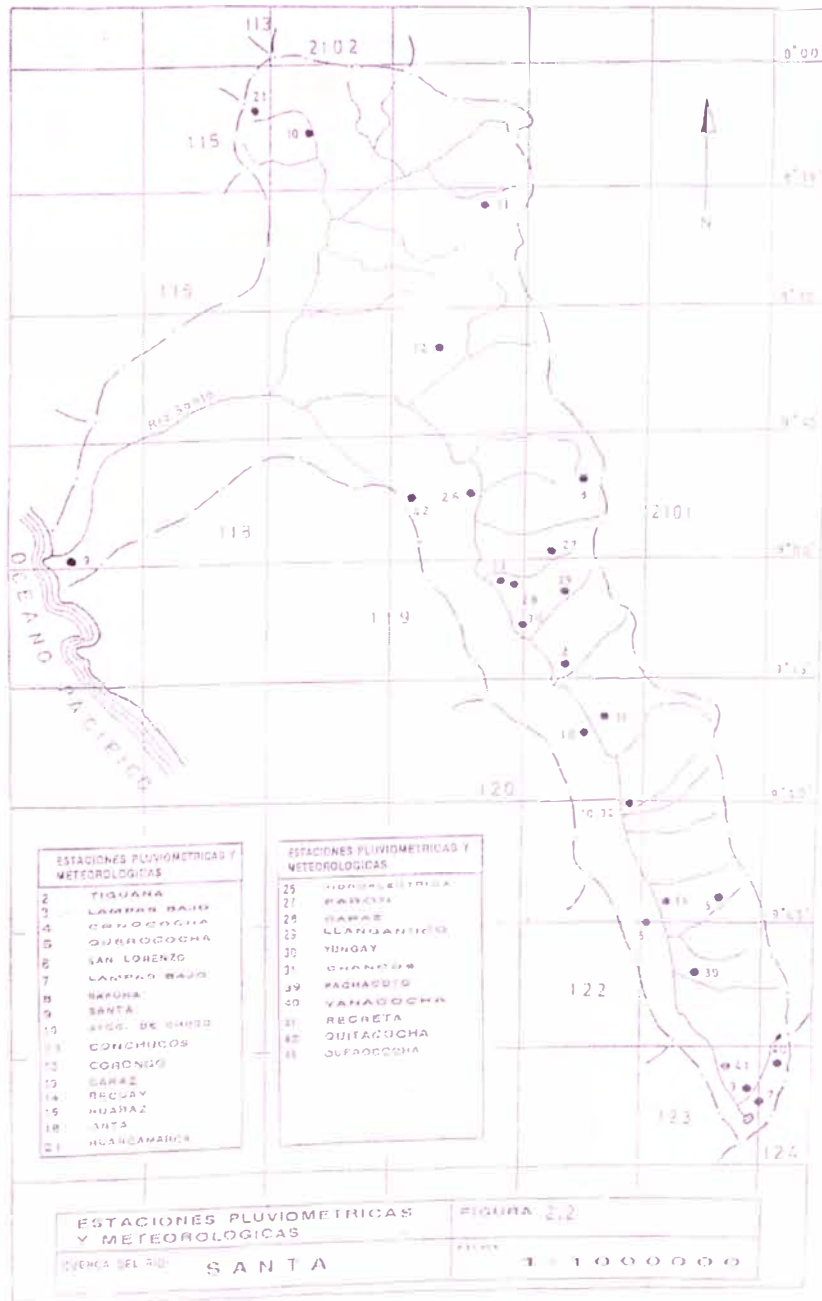


Figura F4.2



**Figura F4.3**



#### **4 Análisis de Consistencia de la información**

##### **DOBLE MASA Y NATURALIZACIÓN DE SERIES DE CAUDALES**

La Doble Masa es un procedimiento que se emplea para verificar la consistencia del registro en una estación hidrométrica.

Para evitar conclusiones erróneas, es importante dar la interpretación adecuada a la información sobre precipitaciones que luego se convertirán en caudales (variable importante para la naturalización de los caudales), que a menudo no puede ser aceptada sin mayor recelo. Por ejemplo, la precipitación media anual para una estación puede tener poco valor significativo si el pluviómetro se ha cambiado e localización durante el período para el cual el promedio esta siendo calculado. Asimismo, existen muchos métodos para calcular la precipitación promedio sobre un área, y cada uno de ellos puede producir una respuesta diferente.

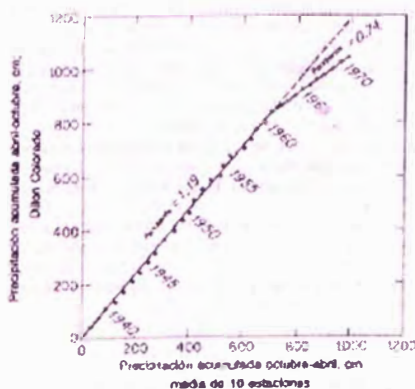
Los cambios en la localización de un pluviómetro, exposición, instrumentación, o procedimiento de observación, pueden conllevar un cambio relativo en la

cantidad captada por el pluviómetro. Frecuentemente estos cambios no son claros en los registros ubicados<sup>1</sup>.

El análisis de Doble Masa verifica la consistencia del registro en un a estación, comparando la precipitación acumulada bien sea anual o estacional, con valores concurrentes, acumulados, de precipitación media para un grupo de estaciones localizadas en los alrededores. La siguiente figura 4.4 muestra como ejemplo el caso de la estación pluviométrica de Dillon, Colorado. Se muestra un cambio de pendiente alrededor de 1961, lo cual significa un régimen en el cambio de precipitación de Dillon. Un cambio debido únicamente a cambios meteorológicos no produciría un cambio de pendiente, puesto que todas las estaciones utilizadas para la comparación serían afectadas similarmente. La historia de la estación de Dillon muestra un cambio de localización en junio de 1961. Para hacer el registro anterior a 1961 comparable con el de la localización más reciente, es necesario realizar un ajuste en base a la relación de pendientes de los dos segmentos de la curva de doble masa (0,74 / 1,19). Es necesario también verificar la consistencia del registro para cada una de las estaciones base, y aquellas que muestren registros inconsistentes deben desecharse antes de que las otras estaciones se verifiquen o ajusten.

Se debe ejercer un cuidado considerable al aplicar la técnica de Doble Masa. Los puntos en el gráfico se desvían alrededor de la línea media, y los cambios en pendiente deben ser aceptados únicamente cuando son marcados o están sometidos por alguna otra evidencia, como se muestra en la figura F4.4.

**Figura F4.4**



**FIGURA 3-10**  
Ajuste con la técnica de doble masa para la precipitación en Dillon, Colorado

La información publicada de caudales debe revisarse cuidadosamente y ajustarse por los posibles errores que resulten de deficiencias en los instrumentos y en las observaciones, hasta que éstas se consideren tan exactas como sea posible. Por varias razones, el caudal publicado puede no

<sup>1</sup> Actualmente el U.S. Environmental Data Service de Estados Unidos, requiere que la estación sea identificada nuevamente cuando el pluviómetro se ha cambiado 8 km (5 millas) y/o 30 m (100 pies) en elevación.

representar la información que en realidad necesita el analista. La localización de la estación puede haber variado durante el período de registro con un cambio resultante en el área de drenaje y un posible cambio en la tasa de flujo. En este caso también es posible un ajuste del registro utilizando una curva de Doble Masa. La base para la curva de Doble Masa puede ser la descarga en una o más estaciones de medición que no han sido desplazadas o la precipitación promedio en un número de estaciones en el área. La curva de Doble Masa implica una relación de la forma  $q = kP$ , la cual puede ser no correcta si se utiliza la precipitación como base. Un procedimiento más efectivo es desarrollar una relación entre precipitación y escorrentía y hacer una curva de Doble Masa del caudal observado contra la escorrentía estimada a partir de esta relación

La naturalización de caudales empieza con la influencia del hombre (embalses, derivaciones, diques, etc) cuando producen cambios en el volumen total de flujo, o en la tasa de flujo, o en ambos. Un análisis de los efectos en el registro en una estación determinada requiere de una búsqueda cuidadosa para determinar el número y el tamaño de embalses, el número y la cantidad de derivaciones y la fecha de su construcción. En muchas pequeñas derivaciones se pueden tener dificultades en su medición, y se deberán hacer estimativos del flujo derivado, por ejemplo, con base en el consumo eléctrico de bombas, la capacidad del equipo de bombeo, la duración del bombeo, o la capacidad de los conductos en derivaciones por gravedad. Las derivaciones para irrigación se puede estimar a partir a partir del número de hectáreas irrigables o irrigadas y de los estimativos de consumo unitario de agua. El ajuste de un registro de caudal debido al efecto de embalses o derivaciones requiere la adición del cambio neto de almacenamiento y/o la derivación total del flujo que haya sido reportado. También puede ser necesario considerar las pérdidas en el canal y las pérdidas por evaporación de los embalses.

Los ajustes para los períodos cortos en caudales instantáneos debido a efectos de almacenamiento o derivación son un problema mucho más complejo. Los diques, mejoras en el canal y trabajos similares también afectan las tasas de flujo. En algunos casos el bombeo de recursos subterráneos tiene una influencia marcada en la reducción de flujos bajos así como también la construcción de pequeños embalses. La corrección debida al efecto de almacenamiento o derivación en las tasas de flujo se hace añadiendo la tasa de cambio de almacenamiento o la tasa de derivación a las descargas observadas. Puede ser necesario, además, utilizar técnicas de paso de crecientes para corregir el efecto de almacenamiento en el canal entre el embalse o el punto de derivación y la estación de medición. Las mejoras en los canales y la construcción de diques alteran el flujo, puesto que estos trabajos cambian los efectos de almacenamiento en los canales y en los ríos. A menos que sea posible establecer una correlación entre la situación "antes" y "después" con alguna estación localizada fuera de la influencia del trabajo realizado sobre los canales, las correcciones deben hacerse utilizando métodos de paso de crecientes.

Los cambios en el uso de la tierra tales como urbanización, deforestación o reforestación afectan el caudal y producen cambios aparentes en los registros

de flujo. A menos que se conozca el tiempo en el cual se realizaron los cambios y el área afectada, la corrección de u registro es casi imposible. Aún con buena información sobre los cambios sucedidos el proceso de ajuste es complejo. La solución más directa puede ser el uso de técnicas de simulación para reconstruir el flujo a partir de una serie histórica de lluvia y de otros factores meteorológicos, utilizando parámetros apropiados para las condiciones bajo estudio.

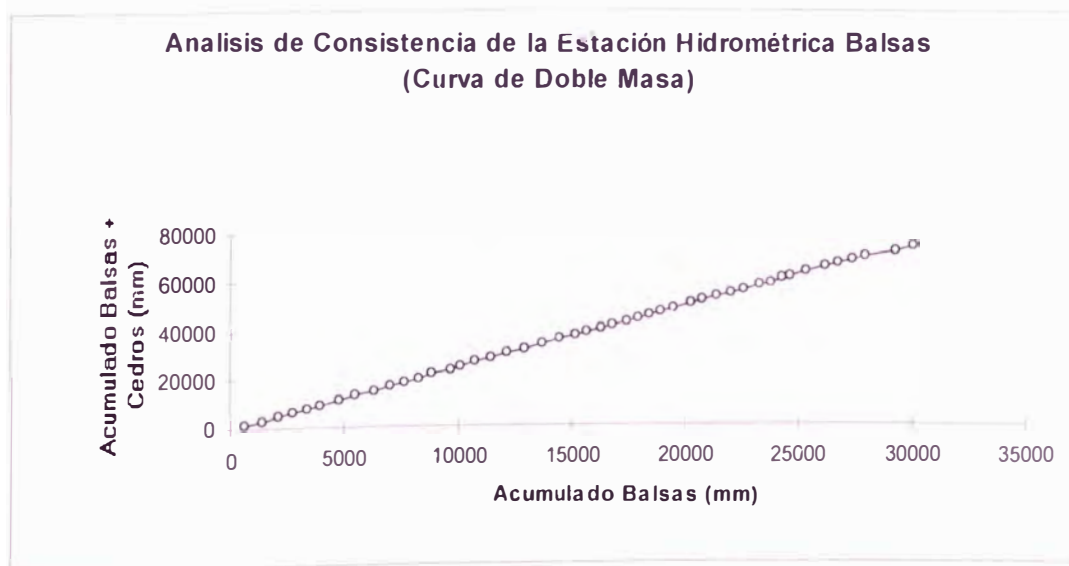
Las series de caudales medios mensuales históricos se han obtenido de los registros de caudales medios diarios medidos en las estaciones La Balsa, Cedros, Parón y Quitarcasa.

Se efectuó un proceso de naturalización de las series de caudales medios mensuales históricos de las estaciones Balsas y Cedros con la finalidad de restituir a sus condiciones naturales el efecto de la regulación de la Laguna Parón y Cullicocha. Realizando el proceso de naturalización se procedió a realizar el análisis de consistencia como se muestra a continuación.

Las curvas de doble masa, como se mencionó, son curvas acumuladas de masas totales anuales concurrentes en el tiempo. Se considera que si el régimen de lluvias a sido similar para ambas estaciones, los pares ordenados de estas curvas acumuladas de masas totales anuales deben alinearse en una recta, un quiebre en la recta indicada que los datos son inconsistentes.

En el caso de las estaciones La Balsa y Los Cedros, se comprueban que estas estaciones tienen datos consistentes tal como se puede apreciar en las figuras F4.5 y F4.6, pero si en la gráfica de la serie de caudales medios anuales la tendencia decreciente de los caudales no a sido detectado por este análisis, entonces ambas estaciones han sido afectados por el mismo fenómeno.

**Figura F4.5**





La curva de Doble Masa de la estación Parón presenta un cambio en su pendiente a partir de 1976 lo que indica que a partir de este año se ha presentado un error sistemático. La figura F4.6 muestra la curva de doble masa de la serie histórica y la figura F4.7 la curva de doble masa de la serie corregida.

Figura F4.6



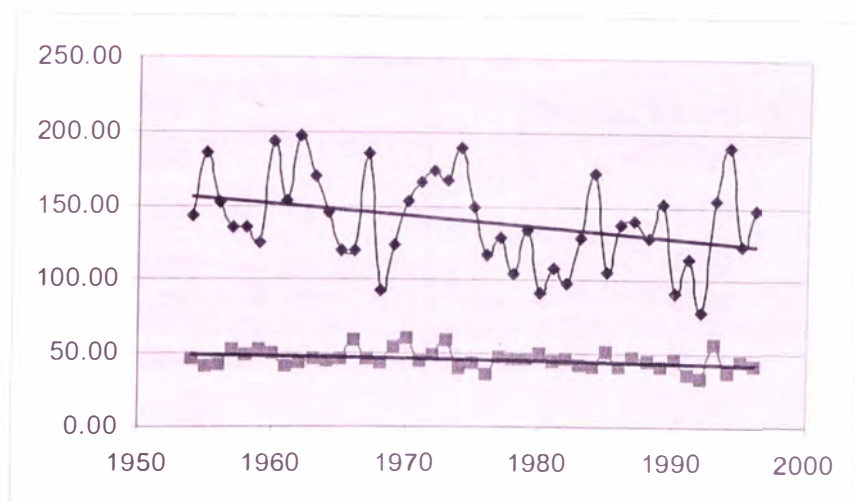
Figura F4.7



## 5 Análisis de la serie anual de caudales medios afluentes a la C.H. Cañón del Pato

Se ha analizado la serie histórica de caudales afluentes medios anuales a la Central hidroeléctrica Cañón del Pato habiéndose detectado una tendencia decreciente de los caudales tal como se puede apreciar en la figura F4.8.

Figura F4.8



También se ha podido determinar que si se separan los periodos 1954 -1973 y 1973 -1975, los promedios anuales de ambos carecen de tendencia.

Se ha corregido el primer periodo descontando la media y desviación estándar mensual manteniendo la variable aleatoria para reemplazarlos por la media y desviación estándar mensual del segundo período.

## 6 Simulación de la Operación de Parón y Cullicocha

Para la simulación de la operación se han considerado los siguientes supuestos:

Las demandas de riego aguas debajo de Parón han existido desde muchos años atrás y ya se encuentran reflejadas en una menor disponibilidad hídrica a nivel de la central.

Los caudales históricos medidos en la estación hidrométrica Parón contiene todas las pérdidas por evaporación de la laguna para su nivel máximo original por lo que no es necesario tomarlos en cuenta nuevamente en la simulación. La cuenca del río Parón tiene un área de 48 Km<sup>2</sup> y un caudal promedio anual de 1,57m<sup>3</sup>/s lo que da un rendimiento de 32,7lt/s/Km<sup>2</sup>.

No se tiene mediciones en Cullicocha, el caudal promedio se calcula asumiendo un rendimiento en la cuenca de 29lt/s/Km<sup>2</sup> para un área de cuenca de 7,8km<sup>2</sup>. Los caudales afluentes a la laguna se han determinado tomando como base los caudales medios mensuales de Parón.

Se ha simplificado el balance a un solo reservorio sumando los volúmenes útiles de Parón y Cullicocha.

La Laguna Parón nunca presenta rebose por las características propias del reservorio.

No se consideran las demandas de riego pues estas están ya reducidas en los datos históricos medidos en Balsa y Cedros, se ha considerado el siguiente patrón de descargas, mostrado en el cuadro C 4.2, considerando que en el mes de Octubre se alcance un nivel mínimo útil de 3 millones de m<sup>3</sup>.

**Cuadro C 4.2**

Mes	Caudal Descargado (m <sup>3</sup> /s)
Junio	1.50
Julio	6.00
Agosto	6.00
Setiembre	5.08
Octubre	2.11
Noviembre	0.50

## 7 Topología de la Cuenca del río Santa

A continuación se muestra en las figuras F4.9 y F4.10 el diagrama topológico de la cuenca del río Santa esquematizando la central hidroeléctrica, los reservorios existentes y el proyecto de la derivación Quitaracsa.

**Figura F4.9**

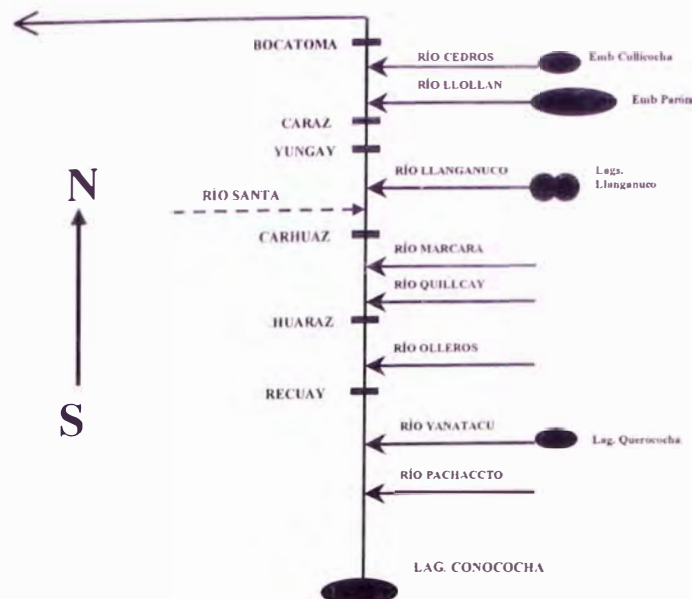
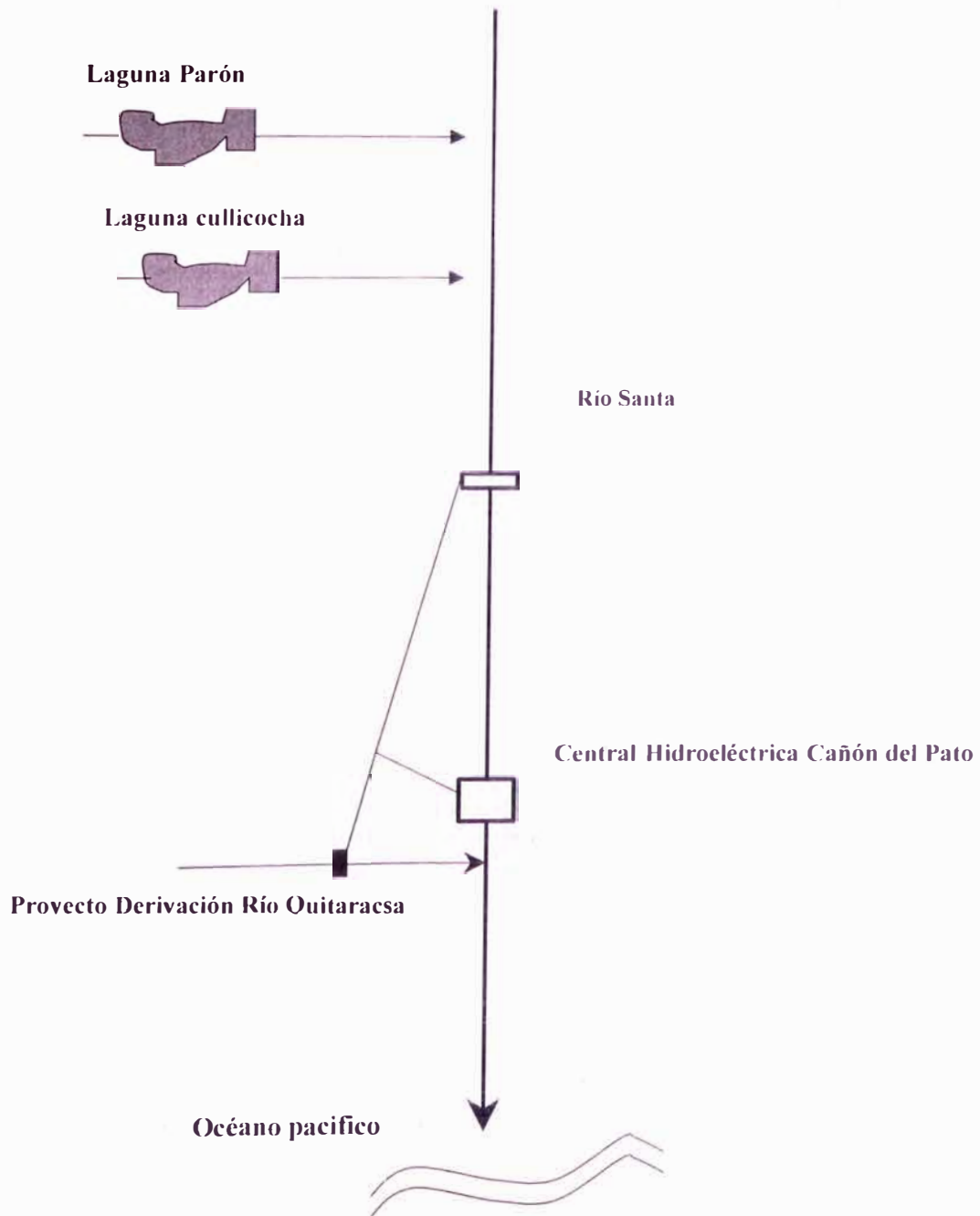


Figura F4.10



Se presentan a continuación los cuadros C4.3 los caudales medios mensuales, y en los cuadros C4.4 las matrices de potencia generables.

Cuadro C.4.3

**Caudales Medios Mensuales Históricos Naturalizados (m3/s)  
Disponibles en la Bocatoma C.H. Cañón del Pato**

Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1965	73.84	104.87	234.63	109.04	63.08	36.07	29.54	29.97	45.96	67.35	72.15	97.65
1966	159.81	151.99	122.47	82.16	61.56	44.24	41.36	42.72	48.98	87.20	93.89	97.73
1967	136.84	373.59	323.13	101.53	61.22	39.66	31.35	30.17	35.18	75.01	70.15	73.89
1968	96.73	99.72	130.64	70.25	41.88	33.95	29.96	27.45	38.54	61.18	69.99	80.01
1969	87.42	102.92	141.73	137.13	66.03	50.44	37.46	39.63	40.29	70.05	86.96	153.79
1970	188.26	121.47	128.41	163.18	127.30	60.64	45.66	45.29	48.27	70.24	97.02	131.82
1971	139.85	210.76	294.38	140.97	59.87	42.03	36.46	36.45	33.91	58.66	62.58	111.01
1972	137.39	167.20	273.99	204.56	100.42	59.24	39.43	36.08	37.97	49.45	71.22	10000
1973	127.66	127.54	226.79	235.37	101.37	44.73	34.64	33.86	39.70	83.10	117.33	139.85
1974	203.60	298.29	278.11	166.65	63.94	45.11	31.89	28.70	28.54	43.30	62.91	83.71
1975	119.80	138.40	283.46	153.99	90.90	44.91	31.42	32.32	35.91	51.90	63.60	69.18
1976	118.05	160.73	175.84	98.63	50.16	36.13	25.75	24.03	27.63	47.07	52.46	67.01
1977	120.39	190.22	188.73	87.71	55.50	36.67	32.08	37.57	38.90	48.34	94.40	97.73
1978	100.37	141.92	113.53	85.16	56.33	38.84	34.09	33.92	43.98	45.21	79.81	93.41
1979	96.70	149.13	261.97	114.09	63.55	44.90	37.25	37.34	40.92	51.80	66.91	75.51
1980	93.77	90.66	85.73	71.82	43.18	39.03	30.95	33.75	50.00	67.26	81.55	121.19
1981	89.92	97.51	190.74	98.02	49.20	36.33	31.39	28.11	26.39	56.51	88.69	86.01
1982	90.21	146.82	60.00	84.36	50.37	36.93	29.99	27.19	29.28	59.96	91.94	116.72
1983	140.51	101.50	163.64	173.25	59.66	43.88	35.06	31.93	32.56	45.73	62.47	92.09
1984	72.86	258.34	308.31	172.47	94.69	46.12	29.38	26.26	28.96	63.86	51.89	85.01
1985	109.71	115.34	128.21	112.55	56.30	30.76	25.61	27.15	70.58	63.95	90.25	80.07
1986	188.23	158.83	144.99	143.26	60.02	34.64	28.06	26.04	33.98	51.78	74.80	94.63
1987	198.54	180.38	143.56	96.45	61.00	35.82	30.42	24.46	44.94	60.36	87.09	123.54
1988	172.39	169.59	116.49	136.85	70.54	38.09	30.34	30.34	43.09	56.90	70.86	66.88
1989	138.59	205.80	217.89	190.88	65.65	37.85	27.77	27.29	29.67	60.87	64.53	56.96
1990	106.86	100.68	97.77	74.97	51.22	31.34	23.90	25.18	28.47	66.49	100.83	85.62
1991	90.01	104.35	242.98	67.09	75.96	67.09	38.14	30.83	29.50	44.35	45.23	70.82
1992	78.53	70.49	99.82	85.46	46.51	32.06	25.67	28.19	28.19	39.85	43.59	55.25
1993	94.02	180.52	204.81	190.81	76.75	36.54	27.10	25.32	42.02	68.44	132.95	157.07
1994	219.66	296.86	272.06	179.82	73.47	40.29	29.58	28.48	26.93	31.18	51.15	75.05
1995	109.71	105.73	171.60	161.81	62.71	39.61	27.86	33.15	36.48	43.11	76.78	102.92
1996	148.48	201.35	216.78	177.42	62.26	40.58	34.81	29.67	30.73	47.35	52.42	53.57
1997	87.92	155.64	105.10	59.26	44.16	34.35	27.57	29.46	41.03	44.67	91.49	217.54
1998	302.16	503.00	565.64	366.13	115.25	47.71	33.04	33.19	36.56	67.68	72.37	56.83
1999	95.29	410.79	294.39	155.09	78.52	40.89	29.93	27.34	37.88	40.76	54.55	119.25
2000	84.57	330.20	484.89	275.28	120.11	43.94	30.11	24.67	26.20	33.62	48.34	85.77
Promedio	128.30	181.20	208.14	139.79	68.66	40.62	31.59	30.96	37.17	56.24	74.87	96.53
Máximo	302.16	503.00	565.64	366.13	127.30	60.64	45.66	45.29	70.58	87.20	132.95	217.54
Mínimo	72.86	70.49	60.00	59.26	41.88	30.76	23.90	24.03	26.20	31.18	43.59	53.57

**Caudales Medios Mensuales Históricos Naturalizados (m3/s)  
Afluentes a Parón + Cullicocha**

Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1965	1.53	1.97	2.12	1.89	1.59	1.25	1.09	1.05	1.17	1.41	1.74	2.35
1966	2.79	2.93	2.74	2.13	1.82	1.69	1.57	1.50	1.63	1.64	1.84	2.05
1967	2.00	2.44	2.74	2.12	1.65	1.34	1.07	0.93	1.04	1.14	1.58	2.08
1968	2.31	2.30	2.15	1.87	1.68	1.40	1.19	1.09	1.60	1.38	1.63	2.17
1969	2.83	3.04	3.11	3.07	2.77	2.11	1.72	1.40	1.45	1.68	1.71	2.12
1970	2.59	2.45	2.89	2.73	2.29	1.77	1.45	1.15	1.38	1.44	1.73	2.21
1971	2.69	3.02	3.47	3.23	2.21	1.74	1.31	1.04	1.06	1.29	1.74	2.07
1972	1.91	2.29	2.67	3.01	2.68	1.78	1.84	1.45	1.43	1.45	1.76	2.25
1973	3.27	3.73	3.73	3.01	2.70	2.08	1.76	1.64	1.41	1.60	1.93	2.25
1974	2.43	2.59	2.88	2.54	2.03	1.73	1.33	1.11	1.05	1.19	1.63	2.05
1975	2.12	2.22	2.63	2.85	2.32	1.76	1.39	0.99	1.30	1.23	1.58	1.86
1976	2.02	2.24	2.50	2.73	2.26	1.88	1.39	1.11	1.17	1.63	2.32	2.65
1977	3.80	3.92	3.52	2.94	2.03	1.48	1.24	1.09	1.30	1.47	1.62	2.22
1978	3.35	3.11	3.08	2.63	2.32	1.93	1.60	1.45	1.50	1.55	1.79	2.25
1979	3.42	3.35	3.50	2.92	2.44	1.78	1.43	1.30	1.38	1.57	1.89	2.54
1980	2.84	2.87	2.74	2.74	2.29	1.79	1.35	1.17	1.39	1.58	1.88	2.30
1981	2.79	3.08	3.13	2.83	2.40	1.79	1.40	1.28	1.26	1.43	1.78	2.17
1982	2.37	2.63	2.73	2.70	2.22	1.72	1.35	1.11	1.14	1.24	1.31	1.58
1983	3.07	3.30	3.56	3.30	2.77	2.22	1.87	1.64	1.72	1.81	2.26	2.83
1984	2.54	2.84	3.21	3.07	2.17	1.74	1.35	1.24	1.21	1.44	1.65	2.25
1985	2.59	2.89	2.89	2.74	1.91	1.50	1.11	0.95	1.02	1.19	1.65	2.06
1986	2.50	2.68	2.72	3.11	2.65	1.95	1.41	1.20	1.33	1.45	1.88	2.44
1987	3.12	3.36	3.21	3.07	2.60	1.71	1.38	1.14	1.21	1.44	1.77	2.35
1988	3.35	3.22	3.13	3.03	2.53	1.83	1.49	1.25	1.35	1.45	1.86	2.31
1989	2.36	2.44	2.68	2.48	1.88	1.33	0.95	0.87	0.83	0.96	1.41	2.11
1990	2.75	2.92	2.82	2.69	1.97	1.55	1.29	1.10	1.10	1.33	1.68	2.03
1991	2.65	2.92	3.22	2.96	2.29	1.55	1.21	1.04	0.97	1.09	1.35	1.93
1992	2.49	2.89	2.92	2.61	2.05	1.45	1.14	1.00	1.00	1.07	1.41	2.11
1993	2.29	2.56	2.88	2.63	2.03	1.54	1.17	1.00	1.30	1.36	1.48	1.93
1994	2.32	2.61	2.93	2.84	2.24	1.49	0.99	0.88	0.81	0.86	1.23	1.79
1995	2.87	3.16	3.17	3.33	2.34	1.59	1.19	1.05	1.11	1.31	1.64	2.11
1996	2.41	2.63	2.82	2.46	1.87	1.48	1.19	1.04	1.17	1.38	1.78	2.20
1997	2.60	2.70	2.67	2.29	1.79	1.40	1.17	1.05	1.16	1.29	1.74	2.59
1998	3.32	3.27	3.22	3.18	2.49	1.83	1.50	1.33	1.36	1.45	1.83	2.83
1999	3.57	3.37	3.13	2.83	2.05	1.48	1.20	1.12	1.30	1.38	1.71	2.02
2000	2.03	3.09	3.23	1.93	1.31	1.20	1.22	1.09	1.21	1.07	1.69	2.34
Promedio	2.66	2.86	2.96	2.73	2.18	1.66	1.34	1.16	1.25	1.37	1.72	2.22
Máximo	3.90	3.92	3.73	3.32	2.77	2.22	1.87	1.64	1.72	1.81	2.32	2.83
Mínimo	1.53	1.97	2.12	1.87	1.31	1.20	0.95	0.87	0.81	0.86	1.23	1.79
	1.97	2.23	2.41	1.92	1.64	1.31	1.05	0.92	0.94	1.04	1.40	1.91

Central Hidroeléctrica Cañón del Pato  
Matriz de Potencia

Cuadro C4.4

Cuadro C4.4

Matriz de Potencia Cañón del Pato con Reser. Horario												
Año	Caso: 256.55			V Reservorio: 684.72 miles m3								
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
1965	234.6	248.9	248.9	248.9	248.9	201.8	199.2	201.5	234.5	248.9	248.9	248.9
1966	248.9	248.9	248.9	248.9	248.9	225.0	233.0	240.2	250.3	248.9	248.9	248.9
7	246.9	248.9	248.9	248.9	248.9	212.5	204.8	204.9	207.0	248.9	248.9	233.2
	248.9	248.9	248.9	223.5	210.8	194.8	200.2	196.1	213.0	248.9	248.9	248.9
969	248.9	248.9	248.9	248.9	248.9	241.7	221.2	231.6	226.1	248.9	248.9	248.9
70	248.9	248.9	248.9	248.9	248.9	254.0	246.4	248.4	249.1	248.9	248.9	248.9
71	248.9	248.9	248.9	248.9	248.9	219.6	220.1	223.4	208.3	248.9	248.9	248.9
72	248.9	248.9	248.9	248.9	248.9	254.0	228.3	221.1	219.4	235.9	248.9	248.9
973	248.9	248.9	248.9	248.9	248.9	230.7	213.9	213.9	224.5	248.9	248.9	248.9
74	248.9	248.9	248.9	248.9	248.9	230.8	206.4	199.8	191.8	219.2	248.9	248.9
1975	248.9	248.9	248.9	248.9	248.9	226.8	203.1	211.3	213.6	243.2	248.9	220.5
1976	248.9	248.9	248.9	248.9	232.8	200.1	186.4	185.3	188.6	228.7	239.0	211.9
1977	248.9	248.9	248.9	248.9	248.9	204.9	207.1	226.5	222.5	232.8	248.9	248.9
1978	248.9	248.9	248.9	248.9	248.9	212.9	212.5	214.7	236.6	223.7	248.9	248.9
1979	248.9	248.9	248.9	248.9	248.9	230.3	222.2	225.2	228.2	242.0	248.9	236.4
980	248.9	248.9	248.9	225.6	220.0	213.0	203.4	215.1	253.8	248.9	248.9	248.9
1981	248.9	248.9	248.9	248.9	238.1	204.9	204.7	197.5	184.4	248.9	248.9	248.9
1982	248.9	248.9	190.7	248.9	233.5	204.4	200.5	195.2	193.5	248.9	248.9	248.9
1983	248.9	248.9	248.9	248.9	248.9	228.6	215.0	208.1	202.2	224.4	248.9	248.9
1984	229.0	248.9	248.9	248.9	248.9	233.7	198.6	191.9	192.6	248.9	239.3	248.9
1985	248.9	248.9	248.9	248.9	248.9	185.5	187.3	195.6	254.0	248.9	248.9	248.9
1986	248.9	248.9	248.9	248.9	248.9	196.8	194.4	191.3	207.7	242.3	248.9	248.9
1987	248.9	248.9	248.9	248.9	248.9	203.0	201.8	186.6	240.2	248.9	248.9	248.9
1988	248.9	248.9	248.9	248.9	248.9	210.3	201.3	204.4	234.5	248.9	248.9	212.5
1989	248.9	248.9	248.9	248.9	248.9	207.1	194.4	196.2	196.0	248.9	248.9	183.3
990	248.9	248.9	248.9	234.5	236.6	186.2	181.0	189.0	191.4	248.9	248.9	248.9
1991	248.9	248.9	248.9	236.5	248.9	208.2	203.3	210.2	195.0	222.5	221.4	225.0
1992	244.8	221.3	248.9	248.9	223.1	188.8	187.0	198.6	178.8	209.3	220.6	183.7
1993	248.9	248.9	248.9	248.9	248.9	203.5	184.8	186.4	230.2	248.9	248.9	248.9
1994	248.9	248.9	248.9	248.9	248.9	221.4	203.3	194.8	183.4	189.0	240.1	236.8
1995	248.9	248.9	248.9	248.9	248.9	212.7	186.7	204.8	216.4	227.1	248.9	248.9
995	248.9	248.9	248.9	248.9	248.9	215.2	201.8	204.8	208.6	235.8	244.7	174.3
1997	248.9	248.9	248.9	190.0	222.2	197.2	186.4	199.1	225.9	223.1	248.9	248.9
1998	248.9	248.9	248.9	248.9	248.9	235.8	207.8	208.6	212.7	248.9	248.9	185.6
1999	248.9	248.9	248.9	248.9	248.9	219.1	190.6	198.5	225.0	218.1	248.9	248.9
000	248.9	248.9	248.9	248.9	248.9	217.5	207.1	209.8	216.8	238.8	248.9	248.9



Central Hidroeléctrica Cañón del Pato  
Matriz de Potencia

Cuadro C4.4

ia	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
965	205.6	218.1	218.1	218.1	179.7	127.7	124.8	127.3	164.0	220.4	229.9	218.1
966	218.1	218.1	218.1	218.1	175.3	153.4	162.3	170.4	182.0	248.9	248.9	218.1
967	218.1	218.1	218.1	218.1	174.8	139.4	130.9	131.0	133.3	241.6	224.9	204.3
	218.1	218.1	218.1	195.9	122.2	120.0	125.8	121.3	140.0	203.1	224.3	218.1
969	218.1	218.1	218.1	218.1	184.1	172.1	149.1	160.8	154.6	227.1	248.9	218.1
970	218.1	218.1	218.1	218.1	218.1	204.6	177.4	179.8	180.6	228.3	248.9	218.1
971	218.1	218.1	218.1	218.1	171.5	147.3	147.9	151.6	134.8	196.0	203.2	218.1
972	218.1	218.1	218.1	218.1	218.1	200.6	157.0	149.0	147.0	167.6	227.4	218.1
3	218.1	218.1	218.1	218.1	218.1	159.7	141.0	141.0	152.8	248.9	248.9	218.1
974	218.1	218.1	218.1	218.1	184.2	159.8	132.6	125.5	116.7	148.9	204.4	218.1
975	218.1	218.1	218.1	218.1	218.1	155.4	129.1	138.0	140.6	176.0	206.6	193.2
976	218.1	218.1	218.1	218.1	143.8	125.8	110.9	109.6	113.2	159.5	171.2	185.7
977	218.1	218.1	218.1	218.1	163.6	131.1	133.4	155.1	150.5	164.1	248.9	218.1
978	218.1	218.1	218.1	218.1	166.3	139.8	139.4	141.8	166.4	153.8	248.9	218.1
979	218.1	218.1	218.1	218.1	190.0	159.3	150.3	153.6	156.9	174.6	215.0	207.2
980	218.1	218.1	218.1	197.7	131.2	140.0	129.4	142.3	186.0	219.7	248.9	218.1
981	218.1	218.1	218.1	218.1	149.1	131.0	130.8	122.9	108.6	189.3	248.9	218.1
982	218.1	218.1	167.1	218.1	144.5	130.5	126.2	120.4	118.6	199.7	248.9	218.1
983	218.1	218.1	218.1	218.1	179.0	157.4	142.2	134.5	128.0	154.7	201.4	218.1
984	200.7	218.1	218.1	218.1	218.1	163.1	124.1	116.8	117.6	210.5	171.5	218.1
	218.1	218.1	218.1	218.1	161.9	109.9	111.8	120.8	246.3	211.5	248.9	218.1
6	218.1	218.1	218.1	218.1	169.2	122.1	119.6	116.2	134.1	174.9	236.7	218.1
987	218.1	218.1	218.1	218.1	183.8	129.0	127.6	111.0	170.5	200.5	248.9	218.1
988	218.1	218.1	218.1	218.1	205.4	137.0	127.1	130.5	164.0	190.4	226.1	186.2
989	218.1	218.1	218.1	218.1	185.4	133.5	119.5	121.5	121.3	203.4	209.7	160.7
990	218.1	218.1	218.1	205.5	147.6	110.6	105.0	113.6	116.3	218.3	248.9	218.1
1	218.1	218.1	218.1	207.3	188.6	134.7	129.3	136.8	120.2	152.6	151.3	197.1
992	214.6	193.9	218.1	218.1	134.3	113.4	111.5	124.1	102.6	137.8	150.4	161.0
993	218.1	218.1	218.1	218.1	213.6	129.5	109.1	110.8	159.2	223.0	248.9	218.1
994	218.1	218.1	218.1	218.1	206.7	149.3	129.3	119.9	107.5	115.5	172.4	207.5
995	218.1	218.1	218.1	218.1	178.6	139.6	111.2	130.9	143.7	157.7	242.5	218.1
996	218.1	218.1	218.1	218.1	178.8	142.5	127.6	131.0	135.2	167.5	177.7	152.8
7	218.1	218.1	218.1	166.5	133.4	122.6	110.8	124.7	154.4	153.2	248.9	218.1
	218.1	218.1	218.1	218.1	218.1	165.5	134.2	135.1	139.6	217.1	229.6	162.6
	218.1	218.1	218.1	218.1	218.1	146.7	115.4	124.0	153.4	147.6	187.5	218.1
	218.1	218.1	218.1	218.1	194.8	145.9	133.4	136.5	145.7	188.0	241.0	218.1

Central Hidroeléctrica Cañón del Pato  
Matriz de Potencia

Cuadro C4.4

e	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
965	150.0	159.1	159.1	159.1	156.9	84.3	81.3	83.9	121.9	203.9	219.1	218.1
966	159.1	159.1	159.1	159.1	149.8	110.9	120.2	128.7	140.8	248.9	248.9	218.1
967	159.1	159.1	159.1	159.1	149.0	96.4	87.6	87.7	90.1	237.6	211.1	204.3
968	159.1	159.1	159.1	142.9	85.3	76.4	82.4	77.7	97.0	175.9	210.2	218.1
969	159.1	159.1	159.1	159.1	164.1	130.4	106.4	118.6	112.1	214.6	248.9	218.1
70	159.1	159.1	159.1	159.1	218.1	175.3	136.0	138.4	139.3	216.5	248.9	218.1
971	159.1	159.1	159.1	159.1	143.6	104.5	105.1	109.0	91.6	164.4	176.0	218.1
972	159.1	159.1	159.1	159.1	218.1	168.7	114.6	106.3	104.3	126.7	215.0	218.1
973	159.1	159.1	159.1	159.1	218.1	117.5	98.0	98.0	110.2	248.9	248.9	218.1
974	159.1	159.1	159.1	159.1	164.2	117.6	89.4	82.0	73.0	107.2	178.1	218.1
975	159.1	159.1	159.1	159.1	218.1	112.9	85.7	95.0	97.6	135.5	181.5	193.2
976	159.1	159.1	159.1	159.1	107.9	82.3	67.0	65.7	69.3	118.3	130.5	185.7
977	159.1	159.1	159.1	159.1	130.8	87.8	90.2	112.6	107.9	123.0	248.9	218.1
1978	159.1	159.1	159.1	159.1	135.2	96.8	96.4	98.9	124.5	112.3	248.9	218.1
979	159.1	159.1	159.1	159.1	173.7	117.0	107.6	111.1	114.5	134.1	195.2	207.2
980	159.1	159.1	159.1	144.2	94.7	97.0	86.1	99.4	145.0	202.7	248.9	218.1
981	159.1	159.1	159.1	159.1	113.4	87.7	87.5	79.4	64.7	153.5	248.9	218.1
1982	159.1	159.1	121.9	159.1	108.6	87.2	82.8	76.8	74.9	170.5	248.9	218.1
1983	159.1	159.1	159.1	159.1	155.9	115.1	99.2	91.4	84.6	113.2	173.1	218.1
984	146.4	159.1	159.1	159.1	218.1	121.1	80.6	73.1	73.9	188.0	130.8	218.1
1985	159.1	159.1	159.1	159.1	127.8	66.0	68.0	77.2	241.9	189.5	248.9	218.1
1986	159.1	159.1	159.1	159.1	139.9	78.5	75.9	72.4	90.9	134.4	229.8	218.1
987	159.1	159.1	159.1	159.1	163.6	85.6	84.2	67.1	128.7	171.7	248.9	218.1
	159.1	159.1	159.1	159.1	198.2	93.9	83.7	87.2	122.0	155.3	213.0	186.2
9	159.1	159.1	159.1	159.1	166.1	90.3	75.8	77.9	77.7	176.4	186.6	160.7
1990	159.1	159.1	159.1	149.9	111.8	66.7	60.9	69.8	72.5	200.4	248.9	218.1
991	159.1	159.1	159.1	151.2	171.4	91.5	85.9	93.7	76.6	111.0	109.7	197.1
992	156.5	141.4	159.1	159.1	97.9	69.6	67.6	80.6	58.5	95.7	108.8	161.0
993	159.1	159.1	159.1	159.1	211.2	86.1	65.1	67.0	116.9	208.1	248.9	218.1
994	159.1	159.1	159.1	159.1	200.2	106.6	86.0	76.3	63.6	72.7	131.7	207.5
995	159.1	159.1	159.1	159.1	155.2	96.6	67.3	87.6	100.8	116.3	239.0	218.1
	159.1	159.1	159.1	159.1	155.5	99.5	84.2	87.7	92.0	126.6	137.3	152.8
7	159.1	159.1	159.1	121.4	97.0	79.1	66.9	81.2	111.9	111.7	248.9	218.1
998	159.1	159.1	159.1	159.1	218.1	123.5	91.0	91.9	96.6	198.6	218.6	162.6
	159.1	159.1	159.1	159.1	218.1	103.9	71.7	80.5	110.9	105.9	150.6	218.1
	159.1	159.1	159.1	159.1	177.8	103.6	90.2	93.3	103.8	158.0	228.8	218.1

Central Hidroeléctrica Cañón del Pato  
Matriz de Potencia

Cuadro C4.4

Punta	Matriz de Potencia Ampliación Cañón del Pato con Reser. Horario Sin Derivación Quitaracsa											
	Caso:	V Reservoirio:										
	256.55	0 miles m3										
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
1965	234.6	248.9	248.9	248.9	203.4	125.0	122.1	124.6	161.4	219.4	229.3	248.9
1966	248.9	248.9	248.9	248.9	198.2	150.7	159.7	167.8	179.5	248.9	248.9	248.9
1967	248.9	248.9	248.9	248.9	197.7	136.7	128.2	128.3	130.6	241.4	224.1	233.2
1968	248.9	248.9	248.9	223.5	136.8	117.3	123.1	118.6	137.3	201.4	223.5	248.9
1969	248.9	248.9	248.9	248.9	208.7	169.6	146.4	158.1	152.0	226.3	248.9	248.9
1970	248.9	248.9	248.9	248.9	248.9	202.8	174.9	177.2	178.0	227.6	248.9	248.9
1971	248.9	248.9	248.9	248.9	193.7	144.6	145.2	148.9	132.1	194.1	201.5	248.9
1972	248.9	248.9	248.9	248.9	248.9	198.6	154.4	146.3	144.4	165.1	226.6	248.9
1973	248.9	248.9	248.9	248.9	248.9	157.1	138.3	138.3	150.1	248.9	248.9	248.9
1974	248.9	248.9	248.9	248.9	208.8	157.2	130.0	122.8	114.0	146.3	202.8	248.9
1975	248.9	248.9	248.9	248.9	248.9	152.7	126.4	135.4	138.0	173.5	205.0	220.5
1976	248.9	248.9	248.9	248.9	161.6	123.1	108.1	106.9	110.4	157.0	168.7	211.9
1977	248.9	248.9	248.9	248.9	184.4	128.4	130.8	152.4	147.9	161.5	248.9	248.9
1978	248.9	248.9	248.9	248.9	187.6	137.2	136.8	139.2	163.8	151.3	248.9	248.9
1979	248.9	248.9	248.9	248.9	215.7	156.7	147.6	151.0	154.3	172.1	213.8	236.4
1980	248.9	248.9	248.9	225.6	147.2	137.3	126.7	139.6	183.5	218.6	248.9	248.9
1981	248.9	248.9	248.9	248.9	167.7	128.3	128.1	120.2	105.9	187.1	248.9	248.9
1982	248.9	248.9	190.7	248.9	162.4	127.8	123.5	117.7	115.8	197.9	248.9	248.9
1983	248.9	248.9	248.9	248.9	202.6	154.8	139.5	131.9	125.3	152.1	199.6	248.9
1984	229.0	248.9	248.9	248.9	248.9	160.5	121.4	114.1	114.8	209.1	169.0	248.9
1985	248.9	248.9	248.9	248.9	182.2	107.1	109.1	118.1	246.0	210.1	248.9	248.9
1986	248.9	248.9	248.9	248.9	191.0	119.4	116.8	113.5	131.4	172.4	236.3	248.9
1987	248.9	248.9	248.9	248.9	208.3	126.3	124.9	108.3	167.9	198.7	248.9	248.9
1988	248.9	248.9	248.9	248.9	233.9	134.3	124.4	127.8	161.4	188.2	225.3	212.5
1989	248.9	248.9	248.9	248.9	210.2	130.8	116.8	118.8	118.5	201.7	208.2	183.3
1990	248.9	248.9	248.9	234.5	165.9	107.9	102.2	110.9	113.6	217.1	248.9	248.9
1991	248.9	248.9	248.9	236.5	214.0	132.0	125.6	134.2	117.5	150.0	148.8	225.0
1992	244.8	221.3	248.9	248.9	150.6	110.7	108.7	121.4	99.9	135.2	147.8	183.7
1993	248.9	248.9	248.9	248.9	243.6	126.8	106.3	108.1	156.6	222.1	248.9	248.9
1994	248.9	248.9	248.9	248.9	235.4	146.7	126.6	117.2	104.8	112.9	169.9	236.8
1995	248.9	248.9	248.9	248.9	202.2	137.0	108.4	128.3	141.1	155.1	242.3	248.9
1996	248.9	248.9	248.9	248.9	202.4	139.8	125.0	128.3	132.5	165.0	175.2	174.3
1997	248.9	248.9	248.9	190.0	149.7	119.9	108.1	122.0	151.7	150.7	248.9	248.9
1998	248.9	248.9	248.9	248.9	248.9	162.9	131.5	132.4	136.9	216.0	228.9	185.6
1999	248.9	248.9	248.9	248.9	248.9	144.0	112.7	121.3	150.8	145.0	185.2	248.9

Central Hidroeléctrica Cañón del Pato  
Matriz de Potencia

Cuadro C4.4

Media	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
1965	205.6	218.1	218.1	218.1	178.3	125.0	122.1	124.6	161.4	219.4	229.3	218.1
1966	218.1	218.1	218.1	218.1	173.7	150.7	159.7	167.8	179.5	248.9	248.9	218.1
1967	218.1	218.1	218.1	218.1	173.2	136.7	128.2	128.3	130.6	241.4	224.1	204.3
1968	218.1	218.1	218.1	195.9	119.9	117.3	123.1	118.6	137.3	201.4	223.5	218.1
1969	218.1	218.1	218.1	218.1	182.9	169.6	146.4	158.1	152.0	226.3	248.9	218.1
1970	218.1	218.1	218.1	218.1	218.1	202.8	174.9	177.2	178.0	227.6	248.9	218.1
1971	218.1	218.1	218.1	218.1	169.8	144.6	145.2	148.9	132.1	194.1	201.5	218.1
1972	218.1	218.1	218.1	218.1	218.1	198.6	154.4	146.3	144.4	165.1	226.6	218.1
1973	218.1	218.1	218.1	218.1	218.1	157.1	138.3	138.3	150.1	248.9	248.9	218.1
1974	218.1	218.1	218.1	218.1	183.0	157.2	130.0	122.8	114.0	146.3	202.8	218.1
1975	218.1	218.1	218.1	218.1	218.1	152.7	126.4	135.4	138.0	173.5	205.0	193.2
1976	218.1	218.1	218.1	218.1	141.6	123.1	108.1	106.9	110.4	157.0	168.7	185.7
1977	218.1	218.1	218.1	218.1	161.6	128.4	130.8	152.4	147.9	161.5	248.9	218.1
1978	218.1	218.1	218.1	218.1	164.4	137.2	136.8	139.2	163.8	151.3	248.9	218.1
1979	218.1	218.1	218.1	218.1	189.0	156.7	147.6	151.0	154.3	172.1	213.8	207.2
1980	218.1	218.1	218.1	197.7	128.9	137.3	126.7	139.6	183.5	218.6	248.9	218.1
1981	218.1	218.1	218.1	218.1	146.9	128.3	128.1	120.2	105.9	187.1	248.9	218.1
1982	218.1	218.1	167.1	218.1	142.3	127.8	123.5	117.7	115.8	197.9	248.9	218.1
1983	218.1	218.1	218.1	218.1	177.6	154.8	139.5	131.9	125.3	152.1	199.6	218.1
1984	200.7	218.1	218.1	218.1	218.1	160.5	121.4	114.1	114.8	209.1	169.0	218.1
1985	218.1	218.1	218.1	218.1	159.7	107.1	109.1	118.1	246.0	210.1	248.9	218.1
1986	218.1	218.1	218.1	218.1	167.4	119.4	116.8	113.5	131.4	172.4	236.3	218.1
1987	218.1	218.1	218.1	218.1	182.5	126.3	124.9	108.3	167.9	198.7	248.9	218.1
1988	218.1	218.1	218.1	218.1	205.0	134.3	124.4	127.8	161.4	188.2	225.3	186.2
1989	218.1	218.1	218.1	218.1	184.2	130.8	116.8	118.8	118.5	201.7	208.2	160.7
1990	218.1	218.1	218.1	205.5	145.4	107.9	102.2	110.9	113.6	217.1	248.9	218.1
1991	218.1	218.1	218.1	207.3	187.5	132.0	126.6	134.2	117.5	150.0	148.8	197.1
1992	214.6	193.9	218.1	218.1	132.0	110.7	106.7	121.4	99.9	135.2	147.8	151.0
1993	218.1	218.1	218.1	218.1	213.5	126.8	106.3	108.1	156.6	222.1	248.9	218.1
1994	218.1	218.1	218.1	218.1	206.3	146.7	126.6	117.2	104.8	112.9	169.9	207.5
1995	218.1	218.1	218.1	218.1	177.2	137.0	108.4	128.3	141.1	155.1	242.3	218.1
1996	218.1	218.1	218.1	218.1	177.3	139.8	125.0	128.3	132.5	165.0	175.2	152.8
1997	218.1	218.1	218.1	166.5	131.2	119.9	108.1	122.0	151.7	150.7	248.9	218.1
1998	218.1	218.1	218.1	218.1	218.1	162.9	131.5	132.4	136.9	216.0	228.9	162.6
1999	218.1	218.1	218.1	218.1	218.1	144.0	112.7	121.3	150.8	145.0	185.2	218.1

Central Hidroeléctrica Cañón del Pato  
Matriz de Potencia

Cuadro C4.4

Base

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
1965	150.0	159.1	159.1	159.1	178.3	125.0	122.1	124.6	161.4	219.4	229.3	218.1
1966	159.1	159.1	159.1	159.1	173.7	150.7	159.7	167.8	179.5	248.9	248.9	218.1
1967	159.1	159.1	159.1	159.1	173.2	136.7	128.2	128.3	130.6	241.4	224.1	204.3
1968	159.1	159.1	159.1	142.9	119.9	117.3	123.1	118.6	137.3	201.4	223.5	218.1
1969	159.1	159.1	159.1	159.1	182.9	169.6	146.4	158.1	152.0	226.3	248.9	218.1
1970	159.1	159.1	159.1	159.1	218.1	202.8	174.9	177.2	178.0	227.6	248.9	218.1
1971	159.1	159.1	159.1	159.1	169.8	144.6	145.2	148.9	132.1	194.1	201.5	218.1
1972	159.1	159.1	159.1	159.1	218.1	198.6	154.4	146.3	144.4	165.1	226.6	218.1
1973	159.1	159.1	159.1	159.1	218.1	157.1	138.3	138.3	150.1	248.9	248.9	218.1
1974	159.1	159.1	159.1	159.1	183.0	157.2	130.0	122.8	114.0	146.3	202.8	218.1
1975	159.1	159.1	159.1	159.1	218.1	152.7	126.4	135.4	138.0	173.5	205.0	193.2
1976	159.1	159.1	159.1	159.1	141.6	123.1	108.1	106.9	110.4	157.0	168.7	185.7
1977	159.1	159.1	159.1	159.1	161.6	128.4	130.8	152.4	147.9	161.5	248.9	218.1
1978	159.1	159.1	159.1	159.1	164.4	137.2	136.8	139.2	163.8	151.3	248.9	218.1
1979	159.1	159.1	159.1	159.1	189.0	156.7	147.6	151.0	154.3	172.1	213.8	207.2
1980	159.1	159.1	159.1	144.2	128.9	137.3	126.7	139.6	183.5	218.6	248.9	218.1
1981	159.1	159.1	159.1	159.1	146.9	128.3	128.1	120.2	105.9	187.1	248.9	218.1
1982	159.1	159.1	121.9	159.1	142.3	127.8	123.5	117.7	115.8	197.9	248.9	218.1
1983	159.1	159.1	159.1	159.1	177.6	154.8	139.5	131.9	125.3	152.1	199.6	218.1
1984	146.4	159.1	159.1	159.1	218.1	160.5	121.4	114.1	114.8	209.1	169.0	218.1
1985	159.1	159.1	159.1	159.1	159.7	107.1	109.1	118.1	246.0	210.1	248.9	218.1
1986	159.1	159.1	159.1	159.1	167.4	119.4	116.8	113.5	131.4	172.4	236.3	218.1
1987	159.1	159.1	159.1	159.1	182.5	126.3	124.9	108.3	167.9	198.7	248.9	218.1
1988	159.1	159.1	159.1	159.1	205.0	134.3	124.4	127.8	161.4	188.2	225.3	186.2
1989	159.1	159.1	159.1	159.1	184.2	130.8	116.8	118.8	118.5	201.7	208.2	160.7
1990	159.1	159.1	159.1	149.9	145.4	107.9	102.2	110.9	113.6	217.1	248.9	218.1
1991	159.1	159.1	159.1	151.2	187.5	132.0	126.6	134.2	117.5	150.0	148.8	197.1
1992	156.5	141.4	159.1	159.1	132.0	110.7	108.7	121.4	99.9	135.2	147.8	161.0
1993	159.1	159.1	159.1	159.1	213.5	126.8	106.3	108.1	156.6	222.1	248.9	218.1
1994	159.1	159.1	159.1	159.1	206.3	146.7	126.6	117.2	104.8	112.9	169.9	207.5
1995	159.1	159.1	159.1	159.1	177.2	137.0	108.4	128.3	141.1	155.1	242.3	218.1
1996	159.1	159.1	159.1	159.1	177.3	139.8	125.0	128.3	132.5	165.0	175.2	152.8
1997	159.1	159.1	159.1	121.4	131.2	119.9	108.1	122.0	151.7	150.7	248.9	218.1
1998	159.1	159.1	159.1	159.1	218.1	162.9	131.5	132.4	136.9	216.0	228.9	162.6
1999	159.1	159.1	159.1	159.1	218.1	144.0	112.7	121.3	150.8	145.0	185.2	218.1

## **ANEXO 05: PROCEDIMIENTOS TECNICOS DEL COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA (COES SINAC)**

### **PROCEDIMIENTO N° 25**

#### **INDISPONIBILIDADES DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN**

(Aprobado el 17.07.2001 con Resolución Ministerial N° 322-2001-EM/VME)

#### **1. OBJETIVO**

Establecer los criterios y la metodología para el cálculo de las indisponibilidades de las unidades de generación.

#### **2. BASE LEGAL**

2.1. Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículo 41° inciso d).

2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 110°, 112°, 103°).

#### **3. DEFINICIONES**

Las definiciones utilizadas en el presente Procedimiento, están precisadas en el "Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos COES".

#### **4. PERIODICIDAD**

Los factores de indisponibilidad y los factores de presencia se calculan mensualmente y deben encontrarse disponibles a más tardar al tercer día calendario del mes siguiente.

#### **5. RESPONSABILIDADES**

Las empresas integrantes del COES son las responsables de remitir semanalmente la información sobre sus indisponibilidades de acuerdo al formato que figura en el Anexo A.

La DPP es la responsable de obtener, verificar y centralizar la información estadística de indisponibilidades reportada por las empresas, y de remitirla a la DEE.

La DEE es la responsable del cálculo de los factores de Indisponibilidad para las horas de punta del sistema.

El COORDINADOR es responsable de remitir diariamente, a la DEE, las horas de operación de las unidades de generación, en su Informe de Evaluación de la Operación Diaria.

La DEE es responsable de la determinación de la presencia diaria de las unidades de generación hidráulica y del factor de presencia de éstas.

Los titulares de las unidades de generación serán los responsables de la entrega de la información fuente de sus contadores de energía a la DOCOES, en la forma y fecha que ésta requiera.

#### **6. APROBACION**

La DEE es responsable del cálculo de los factores de indisponibilidad y de presencia, y la DOCOES es responsable de la aprobación de estos factores, tomando en consideración las recomendaciones del CTEE.

#### **7. PROCEDIMIENTO**

##### **7.1. INDISPONIBILIDAD DE LAS UNIDADES DE GENERACION TERMICA E HIDRAULICA**

##### **7.1.1. FACTORES DE INDISPONIBILIDAD FORTUITA MENSUAL PARA UNIDADES TERMICAS**

El Factor de Indisponibilidad Fortuita (FIF) mensual se calcula en función de la información estadística móvil de las Horas de Punta del Sistema, de



los últimos dos (2) años, considerando los veinticuatro (24) meses continuos transcurridos.

$$FIF = \frac{HIF}{HP} \times 100\%$$

Donde:

HIF: Horas de indisponibilidad fortuita durante las Horas de Punta del Sistema para el periodo estadístico.

HP: Horas de Punta del Sistema para el periodo estadístico.

La desconexión de una unidad de generación por falla fortuita del sistema de transmisión principal, no se considera en la indisponibilidad fortuita de la unidad; tampoco aquellas derivadas de fallas fortuitas en el sistema de transmisión secundaria.

Para el cálculo de la indisponibilidad fortuita debido a falla permanente y continuada en el arranque de una unidad en horas de punta, se considera que el requerimiento de la unidad convocada fue para garantizar la cobertura de demanda de potencia durante las Horas de Punta del Sistema, según lo previsto en el programa de operación semanal establecido.

El periodo de duración de la indisponibilidad fortuita no superará en ningún caso los 7 días continuos de ocurrida la falla, al cabo del cual se considerará como una indisponibilidad programada, hasta el día de aprobación del siguiente programa semanal de operación, o hasta que haya sido superada las causas de la indisponibilidad, con la debida verificación de la DOCOES.

### 7.1.2. FACTORES DE INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA MENSUAL Y ANUAL PARA UNIDADES TÉRMICAS E HIDRÁULICAS

El Factor de Indisponibilidad Programada (FIP), para su valor mensual, se calcula en función de la estadística de las Horas de Punta del Sistema, de los últimos 10 años, tomando en consideración los seis (6) meses continuos más críticos de la oferta hidrológica de cada año; y para su valor anual, del último año transcurrido, considerando los últimos seis (6) meses continuos más críticos de la oferta hidrológica del año.

#### a. Para las centrales Térmicas

$$FIP = \frac{HIP}{HP} \times 100\%$$

Donde:

HIP: Horas de indisponibilidad programada durante las Horas de Punta del Sistema para el periodo estadístico.

HP: Horas de Punta del Sistema para el periodo estadístico.

#### b. Para las centrales hidráulicas

$$FIP = \frac{\sum_{i=1}^n (PE_i \times HIP_i)}{PE_1 \times HP} \times 100\%$$

Donde :

Pe<sub>i</sub>: Potencia Efectiva de cada unidad (grupo generador-turbina) de la central hidráulica.

$$\sum_{i=1}^n PE_i = PE_t$$

HIP<sub>i</sub>: Horas de Indisponibilidad Programada de cada unidad durante las Horas de Punta del Sistema para el periodo estadístico

PE<sub>i</sub>: Potencia Efectiva de la Central.

HP: Horas de Punta del Sistema para el periodo estadístico.

n: Número de unidades (grupo generador-turbina) de la central hidráulica.

Las restricciones parciales de potencia, causadas por trabajos en instalaciones conexas a la central hidráulica, serán consideradas como indisponibilidades parciales conforme a lo que se indica en 7.1.4.

### 7.1.3. INDISPONIBILIDAD DE UNIDADES QUE CARECEN DE INFORMACIÓN HISTÓRICA

Mientras no se disponga de información histórica para unidades recién incorporadas al sistema, y para los tres primeros meses de operación comercial, el Número de Horas de Indisponibilidad Fortuita (HIF) y el Número de Horas de Indisponibilidad Programada (HIP) a aplicarse en los puntos 7.1.1 y 7.1.2, respectivamente, serán los que resulten de multiplicar los valores de indisponibilidad fortuita y programada listados en el anexo B por el número de Horas de Punta del Sistema (HP) del periodo estadístico.

La información histórica de cada unidad será registrada desde su entrada en servicio comercial.

### 7.1.4. INDISPONIBILIDADES PARCIALES

Las restricciones de potencia iguales o inferiores al 15% de la potencia efectiva de una unidad de generación no son consideradas como indisponibilidades.

Las restricciones de potencia de una unidad de generación superiores al 15% de su potencia efectiva son consideradas como indisponibilidades parciales. La indisponibilidad parcial se considerará como una indisponibilidad total con un tiempo equivalente de duración igual al producto de la potencia restringida y el tiempo de indisponibilidad parcial, dividido entre la potencia efectiva de la unidad generadora. Los tiempos equivalentes de duración de las interrupciones parciales fortuitas o programadas serán considerados, de ser el caso, en las horas HIF o HIP mencionadas en los puntos 7.1.1 ó 7.1.2 respectivamente.

## 7.2. FACTOR DE PRESENCIA DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN HIDRÁULICA

El factor de presencia (FP) es aplicable a la unidad de generación, la cual, para el caso de las hidroeléctricas es la central en su conjunto.

El factor de presencia es de aplicación mensual. Se refiere a cambios entre dos estados: Indisponibilidad Total (factor de presencia = 0) y Disponibilidad Total (factor de presencia = 1), evaluados para cada día.

Si en un mes calendario, la indisponibilidad total no es superior a 15 días consecutivos, el factor de presencia mensual será igual a uno (1.0), caso contrario se determinará según la formulación siguiente:

$$FP = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n d_i$$

Donde:

FP: Factor de Presencia mensual;

n: Número de días del mes;

d<sub>i</sub>: Disponibilidad diaria de la central del día "i" (1 ó 0). Se calculará de la siguiente manera:

- 1 Si la central despachó al menos en el 50% del periodo que corresponde a las Horas de Punta del Sistema y con al menos el 15% de su potencia efectiva.
- 0 Si la central no despachó al menos en el 50% del periodo que corresponde a las Horas de Punta del Sistema y con al menos el 15% de su potencia efectiva.

El factor de presencia debe considerar la operatividad de la central hidroeléctrica por causas propias que indispongan a la central cubriendo todo el mes de evaluación.

Para este cálculo no se consideran los mantenimientos programados incluidos en la evaluación de la energía garantizada de la central, prevista en la determinación de la potencia firme hidráulica.

Para la determinación de los factores de indisponibilidad, no se registrará como indisponibilidad de las unidades, lo correspondiente al periodo en el cual su factor de presencia es cero.

La DEE calculará el factor de presencia de cada unidad para un mes, y lo remitirá a la DED a más tardar al tercer día laborable del mes siguiente.

### **7.3. VERIFICACION DE DISPONIBILIDADES DE LAS UNIDADES TERMICAS MEDIANTE PRUEBAS ALEATORIAS**

La DOCOES y el COORDINADOR tendrán a su cargo la selección de los días en que se realizarán las pruebas y las máquinas que serán sometidas a prueba. El COORDINADOR tendrá a su cargo la supervisión de las pruebas. Los resultados serán incluidos en el correspondiente informe sobre la operación del sistema que remite, diariamente, a la DOCOES.

Se realizarán cuatro (4) pruebas mensuales, durante el año.

#### **7.3.1. SELECCIÓN ALEATORIA**

##### **a. Selección de los días de prueba**

Los días de prueba serán seleccionados mediante un sorteo que se realizará todos los días a las 16:00 horas, con el siguiente procedimiento:

- Los representantes de la DOCOES y del COORDINADOR reunirán al inicio del mes, en una urna, tantas balotas como días tenga el mes, de las cuales cuatro (4) serán de color negro y las restantes de color blanco.
- Se seleccionará, aleatoriamente, una balota de la urna, la cual no se reintegrará a la urna. Si la balota resulta ser negra, se realizará una prueba ese día.

##### **b. Selección de la unidad sometida a prueba**

Si en el punto a. se seleccionara una balota negra, se procederá inmediatamente con la selección de la unidad de generación que se someterá a prueba, con el siguiente procedimiento:

- Los representantes de la DOCOES y del COORDINADOR reunirán, en una urna, tantas balotas como unidades tenga el parque térmico

en ese momento, excluidas aquellas que hayan operado exitosamente en los 30 días previos, y las que se encuentren indisponibles según el programa semanal de operación. Cada balota mostrará la identificación de una de las unidades de generación térmica.

- Las unidades que ya fueron sometidas a prueba mediante esta selección, no serán consideradas en la selección para las pruebas siguientes del mes en curso.
- Se seleccionará aleatoriamente, una balota de la urna. La unidad a la que corresponda, será sometida a prueba a partir de las 17:00 horas de ese día.

### **7.3.2. SOBRE LA PRUEBA**

La prueba incluirá:

- a. El arranque y sincronización;
- b. El proceso de carga hasta alcanzar plena-carga en función de la rampa de carga propia de la unidad;
- c. Un periodo de operación a plena-carga igual al tiempo mínimo técnico de operación de la unidad o dos (2) horas, el que resulte mayor;
- d. La descarga;

La DPP verificará que la unidad sobre la que se realiza la prueba sea efectivamente la unidad sorteada. Esta verificación será realizada con la ayuda de medidores o registradores instalados en cada unidad y visitas no anunciadas. El resultado de dicha verificación será informado al Coordinador y a la Dirección General de Electricidad del MEM dentro de las 24:00 horas siguientes de culminada la prueba.

La unidad sometida a prueba no se constituirá como unidad marginal. Para efectos de realizar este ensayo se disminuirá la generación de la(s) unidades(es) de mayor costo variable que se encuentre(n) operando en el sistema.

De fallar en el arranque, la unidad de generación será declarada indisponible, permitiéndosele, a su solicitud y propio costo, un re arranque dentro de su tiempo de re arranque declarado. De resultar exitoso el re arranque, su indisponibilidad será contabilizada hasta el momento de su sincronización al sistema.

Si la unidad no alcanza su potencia efectiva en la etapa de carga, durante la prueba, ésta se continuará con la potencia máxima que pueda suministrar la máquina en las condiciones que se encuentre.

Si las pruebas no resultaran exitosas, la indisponibilidad total o parcial de las unidades, en esta etapa de prueba, serán evaluadas tomando en consideración lo señalado anteriormente en 7.1.2 (Factores de indisponibilidad programada mensual y anual para unidades térmicas e hidráulicas), y en 7.1.4 (Indisponibilidades parciales).

### **7.3.3. COMPENSACIÓN POR PRUEBA**

La compensación por prueba exitosa (en su primera oportunidad), a la unidad seleccionada aleatoriamente, será de:

$$\text{Compensación} = E * (\text{CV} - \text{CMg} * \text{fp})$$

Donde:

E : Energía Inyectada en bornes del generador

CV: Costo variable de la unidad ensayada

CMg: Costo Marginal del Sistema.

fp: Factor de Pérdidas.

El mecanismo para efectuar la compensación será similar al considerado en el Procedimiento relativo al Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Térmicas del COES.

La prueba es considerada exitosa si no se reporta ninguna falla permanente y continuada durante el periodo de ensayo.

Los costos de arranque y parada, en caso de pruebas exitosas (en su primera oportunidad), serán compensados de acuerdo al Procedimiento relativo al Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Térmicas del COES.

La energía inyectada durante la prueba no implicará compensaciones para otros generadores por desplazamiento de energía.

#### **7.4. VERIFICACIÓN DE DISPONIBILIDADES MEDIANTE PRUEBAS POR SOLICITUD DE TERCEROS**

Puede efectuarse una prueba, por solicitud de terceros, en un día determinado, independientemente de la que se lleve a cabo como resultado del procedimiento descrito en el numeral 7.3.

Para ello, cualquier generador integrante del COES puede solicitar, con carácter de reservado, una prueba en cualquiera de las unidades térmicas a la DOCOES, quien evaluará, con la mayor discreción y reserva del caso, si su solicitud es fundada. Si lo es, la DOCOES obviará el procedimiento de selección y dispondrá la prueba de dicha máquina. Dicha solicitud se podrá presentar hasta antes de las 16:00 horas de un día determinado. En caso de concurrencia de dos (2) o más solicitudes, la unidad a someterse a prueba por solicitud de terceros, se determinará por sorteo.

Si la unidad solicitada resulta, posteriormente, seleccionada en el proceso establecido en el numeral 7.3, la prueba se realizará siguiendo el procedimiento de ese literal.

La prueba se llevará a cabo de acuerdo a lo dispuesto en el punto 7.3.2. Si la unidad sometida a prueba resulta disponible, el generador solicitante asumirá las compensaciones de dicha prueba en forma equivalente a lo establecido en 7.3.2, incluyendo los costos de arranque y parada. En caso contrario, el titular de la unidad de generación sometida a prueba asumirá todos los costos de la prueba.

#### **7.5. INCENTIVOS A LA DISPONIBILIDAD**

Los incentivos a la disponibilidad son expresados en términos de penalización por falta de capacidad garantizada de transporte eléctrico o de combustible. Estas faltas corresponden a eventos no directamente asociados con las unidades de generación.

##### **7.5.1. FACTOR POR FALTA DE CAPACIDAD GARANTIZADA DE TRANSPORTE ELÉCTRICO Y DE COMBUSTIBLE (K)**

Los datos serán obtenidos mensualmente y los cálculos se realizarán con los datos del mes de evaluación.

El factor de corrección por falta de capacidad garantizada de transporte eléctrico y de combustible es igual a:

$$K = (1 - FCI_x)$$

Donde  $FCI_x$  es igual a  $FCI_e$  o  $FCI_c$ , el que resulte mayor.

Donde:

**a. Factor de Capacidad Indisponible por falta de capacidad garantizada de transporte eléctrico (FCI<sub>e</sub>)**

$$FCI_e = \begin{cases} \left[ 1 - \left( \frac{P_L}{\sum P_{ef}} \right) \right] * \left( \frac{T}{HPM} \right); & \text{Si } P_L < \sum P_{ef} \\ 0; & \text{Si } P_L \geq \sum P_{ef} \end{cases}$$

Donde:

$P_L$  Capacidad efectiva de la línea de conexión asociada a la generación;

$\sum P_{ef}$  Sumatoria de potencias efectivas de las unidades de generación que utilizan la línea de conexión;

$T$  Periodo en el que la capacidad efectiva de la línea de conexión es menor que la potencia efectiva del conjunto de unidades y/o centrales asociadas a la línea de conexión;

$HPM$  : Número total de Horas de Punta del Sistema durante el mes.

**b. Factor de Capacidad Indisponible por falta de capacidad garantizada de transporte de combustible (FCI<sub>c</sub>)**

$$FCI_c = \begin{cases} \left[ 1 - \left( \frac{P_G}{P_{ef}} \right) \right] * \left( \frac{T}{HPM} \right); & \text{Si } P_G < P_{ef} \\ 0; & \text{Si } P_G \geq P_{ef} \end{cases}$$

Donde:

$P_G$ : Potencia generable por la unidad con el combustible declarado por el titular de la unidad generadora para la programación semanal.

Se considera potencia generable a la potencia promedio que puede generar una unidad con el combustible disponible para las Horas de Punta del Sistema y para el mes de evaluación.

$P_{ef}$ : Potencia efectiva de la unidad con el combustible declarado por el titular de la unidad generadora para la programación semanal.

En el caso de unidades que utilizan diferentes combustibles en el mes, se considerará como potencia efectiva al valor promedio ponderado de las potencias efectivas diarias que se consideran en la programación semanal.

$T$ : Periodo en el que la Potencia generable de la unidad es menor que la Potencia efectiva.

$HPM$ : Número total de Horas de Punta del Sistema durante el mes.

En el caso de unidades térmicas que usan gas natural como combustible, se considerará como combustible disponible el que fijen los contratos a firme por el transporte o suministro de gas desde el campo a la central, el que resulte menor, cuando corresponda.

Este factor es cero (0) para unidades hidráulicas.

## 7.5.2. UTILIZACION DEL FACTOR K



Si uno o ambos de los factores de capacidad indisponible de una unidad generadora por garantía de transporte eléctrico (FCle) o de transporte de combustible (FClc) son distintos de cero, y sólo para efectos de determinar su potencia firme remunerable, la unidad será considerada, para la evaluación del mes siguiente, con un costo variable de operación igual al costo de racionamiento, para la fracción de su potencia efectiva no garantizada, tal como lo indica el PR-N° 28.

## 8. VALORES REFERENCIALES MÁXIMOS DE INDISPONIBILIDADES

Los valores máximos de indisponibilidades en Horas de Punta del Sistema del periodo de evaluación son:

- Indisponibilidad fortuita mensual para unidades térmicas: 14%
- Indisponibilidad programada mensual para unidades térmicas: 17%
- Indisponibilidad programada mensual para unidades hidráulicas: 14%
- Indisponibilidad programada anual para unidades térmicas e hidráulicas: 30%

### ANEXO A

#### INFORMACIÓN BÁSICA PARA EL CÁLCULO DE INDISPONIBILIDADES DE UNIDADES DE GENERACIÓN

INDISPONIBILIDADES EN HORAS PUNTA	DIA1	DIA2	DIA3	DIA4	DIA5	DIA6	DIA7
<b>INDISPONIBILIDAD FORTUITA</b>							
UNIDAD:							
Hora de inicio de la indisponibilidad forzada							
Hora finalización de la indisponibilidad forzada							
Tiempo de indisponibilidad forzada en horas punta							
Horas de operación							
Horas de reserva fría							
Causa							
<b>INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA EJECUTADA</b>							
UNIDAD TÉRMICA:							
Inicio	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA
Final	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA
Horas en mantenimiento programado en horas punta							
Causa							
La Indisponibilidad Forzada se extendió a una indisponibilidad programada							
UNIDAD HIDRÁULICA:							
GRUPO 1							
Inicio	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA
Final	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA
Horas en mantenimiento programado en horas punta							
GRUPO 2							

Inicio	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA
Final	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA
Horas en mantenimiento programado en horas punta							
GRUPO i							
Inicio	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA
Final	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA
Horas en mantenimiento programado en horas punta							

## ANEXO B

### FACTOR DE INDISPONIBILIDAD

CENTRAL	COMBUSTIBLE	HORAS		%	
		FORTUITA	PROGRAMADA	FORTUITA	PROGRAMADA
VAPOR	CARBÓN	365.1	992.3	4.2	11.3
	PETRÓLEO	269.8	1008.9	3.1	11.5
	GAS	250.7	1056.2	2.9	12.1
GAS	JET	197.6	529.8	2.3	6.0
	GAS	278.1	532.4	3.2	6.1
	DIESEL	359.2	528.0	4.1	6.0
DIESEL	TODOS	170.4	188.3	1.9	2.1
CICLO COMBINADO		208.0	956.3	2.4	10.9
HIDRAULICAS (*)					

Fuente: National Energy Reliability Council

(\*) Por definir

## PROCEDIMIENTO N° 26

### CALCULO DE LA POTENCIA FIRME

(Aprobado el 17.07.2001 con Resolución Ministerial N° 322-2001-EM/VME)

#### 1. OBJETIVO

El cálculo de la potencia firme de las unidades generadoras.

#### 2. BASE LEGAL

- 2.1. Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículo 41° .d)
- 2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 110°, 112°, 103°)

#### 3. PERIODICIDAD

Mensual

#### 4. RESPONSABILIDADES

La DED es la responsable del cálculo de la potencia firme.

Las empresas generadoras son responsables del cálculo de la potencia garantizada para el caso de generadores hidráulicos, la verificación de la información y de los cálculos mencionados estará a cargo de la DED.

La DED es responsable de mantener actualizada la relación de los reservorios de regulación horaria.

Las empresas integrantes del COES son responsables de proporcionar a la DOCOES, a su solicitud, los siguientes datos:

- Las capacidades de regulación diaria/horaria para distintas horas de regulación con intervalos de hasta una hora.
- Las matrices de potencia y energía generables asociadas a distintas probabilidades de excedencia.

#### 5. APROBACIÓN

La DOCOES es responsable de la aprobación del cálculo de la Potencia Firme.

#### 6. DEFINICIONES

Las definiciones utilizadas en el presente Procedimiento, están precisadas en el "Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos COES-SEIN".

#### 7. DATOS

##### 7.1. Unidades Térmicas

- Factores de Indisponibilidad fortuita mensual de las unidades.
- Potencia efectiva de las unidades de acuerdo a la última aplicación del PR-Nº 17.

##### 7.2. Centrales Hidráulicas

- Potencia efectiva de la(s) central(es).
- Caudal(es) máximo(s) turbinable(s) de la central(es).
- Mantenimientos programados de las unidades y elementos hidráulicos conexos.
- Caudales naturales mensuales para la probabilidad de excedencia dada.
- Requerimientos de agua para riego y/o agua potable.
- Capacidades de túneles, canales.
- Factor de presencia de las unidades hidráulicas (FP) según PR-Nº 25.

##### 7.3. Reservorios

En cuanto a los reservorios a considerar, las empresas integrantes del COES proporcionarán a la DOCOES, con la debida sustentación técnica, la información más reciente referente a:

- Batimetría de los reservorios.
- Volumen máximo  $V_{m\acute{a}x}$  y mínimo  $V_{m\acute{i}n}$ .
- Características de las obras de represamiento.
- Tiempo de traslado del agua desde el reservorio hasta la central.
- Longitud, medidas y tipo del conducto de agua.
- Ubicación de los reservorios en el mapa del Instituto Geográfico Militar, en escala apropiada.

- Caudales naturales afluentes a los reservorios estacionales.
- Caudal natural de aporte intermedio.
- Función de dependencia de evaporación y filtración.
- Volúmenes descargados ( $VD_i$ ) por los reservorios de regulación estacionales, resultante de la simulación óptima en 8.2.1, para los 12 meses del año considerado (enero a diciembre).

En caso de reservorios de uso compartido por dos o más empresas, la información correspondiente será la resultante de la coordinación de éstas. La DOCOES verificará que, en todos los casos, la información presentada sea consistente.

Esta información deberá ser auditada por la DOCOES, de acuerdo al procedimiento que se establezca para el efecto, con anterioridad al cálculo de la potencia firme.

Las empresas integrantes del COES comunicarán a la Dirección de Operaciones cada vez que realicen la batimetría de los reservorios de sus centrales para actualizar su información.

Toda medición será coordinada con la DPP en relación con sus implicaciones en la operación del sistema eléctrico. El proceso de mediciones y los resultados deberán ser debidamente sustentados.

## 8. PROCEDIMIENTO

### 8.1. POTENCIA FIRME ( $PF_T$ ) DE UNA UNIDAD TÉRMICA

$$PF_T = P_{\text{eff}} * (1 - FIF)$$

Donde:

$P_{\text{eff}}$  : Potencia Efectiva en bornes de la unidad.

$FIF$  : Factor de Indisponibilidad Fortuita mensual de la unidad (PR-N° 25).

### 8.2. POTENCIA FIRME DE LAS UNIDADES HIDRÁULICAS

#### 8.2.1. ENERGÍA GARANTIZADA POR LAS CENTRALES HIDRÁULICAS EN EL PERIODO DE EVALUACIÓN

- a. Para la probabilidad de excedencia dada y serie hidrológica iniciada en 1965, se determinan para cada mes los caudales naturales afluentes al reservorio estacional y los caudales naturales de aporte intermedio.
- b. Para efectos de simulación se asume que al inicio del año considerado, el volumen de todos los reservorios se encuentran en el nivel más probable de los últimos 10 años, obtenido a partir de un promedio aritmético.
- c. Se procede a simular para los doce meses del año la operación óptima de la(s) central(es) teniendo como objetivo maximizar la generación anual de dicha(s) central(es), para lo cual se deberá tener en cuenta lo siguiente:
  - Los caudales mensuales naturales afluentes definidos en a); su secuencia estricta; y los volúmenes embalsados acumulados máximos y mínimos posibles resultantes, a través de los 12 meses del año considerado.
  - Los volúmenes (caudales) de evaporación y filtración del reservorio estacional, calculados de acuerdo a los procedimientos establecidos por el COES.

- Los volúmenes (caudales) destinados al servicio de agua potable y/o riego.
- El valor inicial del reservorio estacional a las 00:00 horas del 01 de enero del año considerado, definido en b). El valor final del reservorio estacional a las 24:00 horas del 31 de diciembre será igual al volumen mínimo almacenado al final del mes de diciembre de los últimos 10 años.
- La capacidad máxima de túneles, canales, compuertas, etc.
- Los mantenimientos programados de las unidades y/o de la(s) central(es).
- En el caso de reservorios y cuencas aprovechados por dos o más centrales, los volúmenes descargados tomarán en cuenta la correlación física y la optimización común del aprovechamiento de los embalses y cuencas en beneficio del sistema.
- En caso de múltiples reservorios asociados a una central, el efecto de éstos se tomará, de ser posible, como el equivalente a un reservorio estacional.
- La potencia efectiva de la central ( $P_{efh}$ ).
- La energía máxima generable ( $EMG_i$ ) en el mes  $i$ :

$$EMG_i \leq P_{efh} * (N_i - M_i)$$

Donde:

$N_i$ : Número de horas del mes  $i$ .

$M_i$ : Número de horas de mantenimiento programado de la central durante el mes  $i$ .

- d. Se obtienen las energías garantizadas ( $EG_i$ ) por la(s) central(es), para cada uno de los 12 meses  $i$  del año considerado, en función de los Volúmenes Descargados Totales ( $VDT_i$ ), los volúmenes de aporte intermedio ( $V_i$ ) y la energía máxima generable ( $EMG_i$ ):

$$EG_i = \text{Min} \{ [R * (VDT_i + V_i)], [EMG_i] \}$$

Donde:

$R$ : Rendimiento (MWh/m<sup>3</sup>).

$V_i$ : Volumen total de agua correspondientes a los caudales naturales de aporte intermedio.

$VDT_i$ : Volúmenes Descargados Totales de todos los embalses estacionales.

- e. La **Energía Garantizada** por la(s) central(es) ( $EG$ ) en el periodo de evaluación (6 meses más críticos de la oferta hidrológica) será igual a la suma de las energías garantizadas de los meses que conforman dicho periodo:

$$EG = \sum_{i \in T} EG_i$$

Donde:

$T$ : Periodo de evaluación

### 8.2.2. ENERGÍA Y POTENCIA GARANTIZADA POR LOS RESERVIORIOS CON CAPACIDAD DE REGULACIÓN HORARIA

- a. Energía Garantizada por los Reservorios Estacionales con capacidad de Regulación Horaria durante el periodo de evaluación (EGRE):

$$EGRE = \text{Min} \left\{ \left[ R * \sum_{i \in T} VD_i \right], \left[ P_{\text{efh}} * HR * N \right] \right\}$$

Donde:

**VD<sub>i</sub>**: Volumen Descargado en el mes i por el reservorio estacional con capacidad de Regulación Horaria.

**HR**: Horas de Regulación.

**N**: Número de días del periodo de evaluación.

- b. Energía Garantizada por los Reservorios Horarios con capacidad de Regulación Horaria durante el periodo de evaluación (EGRH):

$$EGRH = \text{Min} \left\{ \left[ R * V_{\text{res}} * N \right], \left[ R * \sum V_{\text{thr}} \right], \left[ P_{\text{efh}} * HR * N \right] \right\}$$

Donde:

**V<sub>res</sub>**: Volumen útil total del reservorio horario  $V_{\text{res}} = V_{\text{máx}} - V_{\text{mín}}$ .

**V<sub>thr</sub>**: Volumen total de agua que fluye hacia el reservorio horario en las horas fuera de regulación del periodo de evaluación. Lo determinan los caudales naturales afluentes de la cuenca intermedia más las descargas de los reservorios estacionales sin capacidad de regulación horaria.

- c. Energía Garantizada por los Reservorios con capacidad de Regulación Horaria (EGR), en el periodo de evaluación:

$$EGR = \text{Min} \left\{ \left[ EGRE + EGRH \right], \left[ P_{\text{efh}} * HR * N \right] \right\}$$

- d. Potencia Garantizada por los Reservorios con capacidad de Regulación Horaria (PGR), en el periodo de evaluación:

$$PGR = \frac{EGR}{HR * N}$$

### 8.2.3. ENERGÍA DE PASADA Y POTENCIA GARANTIZADA COMO CENTRAL DE PASADA

- a. Energía de Pasada de la unidad de generación en el periodo de evaluación (EGCP):

$$EGCP = EG - EGRE$$

Donde:

**EG**: Energía garantizada por la central en el periodo de evaluación.

- b. Potencia Garantizada como Central de Pasada (PGCP) :

$$PGCP = \frac{EGCP_{\text{hr}}}{HTP_{\text{hr}}}$$

Donde:



EGCPhr : Energía de pasada durante las horas de regulación  
(EGCP\*HR/24)

HTPhr : Horas totales del periodo de regulación (N\*HR)

#### 8.2.4. POTENCIA GARANTIZADA Y POTENCIA FIRME DE LAS CENTRALES HIDRÁULICAS

a. Potencia garantizada de la unidad (PG).

$$PG = \text{Min}\{[PGR + PGCP] [P_{\text{efh}}]\}$$

b. Potencia firme de las centrales hidráulicas (PF<sub>H</sub>).

$$PF_H = PG * FP$$

Donde:

FP: Factor de presencia (PR-N° 25).

### 8.3. REAJUSTE DE LAS POTENCIAS FIRMES DE LAS UNIDADES DE GENERACION EN CASO DE DEFICIT RESPECTO A LA MAXIMA DEMANDA

#### 8.3.1. OBJETIVO.

Reajustar la potencia firme de las unidades de generación en el caso supuesto que la suma de las potencias firmes de las unidades térmicas e hidráulicas no llegue a cubrir la máxima demanda a nivel de generación del sistema, para una probabilidad de excedencia dada por el Ministerio de Energía y Minas.

#### 8.3.2. DATOS.

Las empresas integrantes del COES proporcionarán a la Dirección de Operaciones los siguientes datos:

- Las capacidades de regulación diaria/horaria para distintas horas de regulación con intervalos hasta una hora.
- Las matrices de potencia y energía generables asociadas a distintas probabilidades de excedencia.

#### 8.3.3. FORMULACION.

Para reajustar las potencias firmes se seguirá el siguiente procedimiento secuencial:

##### a. DISMINUCION DE LAS HORAS DE REGULACION.

Se reduce progresivamente el número de horas de regulación horaria H<sub>R</sub>, en intervalos de una hora a fin de incrementar la potencia garantizada con los reservorios de regulación horaria en el acápite 8.2.2, limitando a que la suma de esta nueva potencia y la potencia garantizada como central de pasada no sea mayor a la potencia efectiva de la unidad de generación. El límite mínimo de este parámetro es de una hora.

##### b. DISMINUCION DE LA PROBABILIDAD DE EXCEDENCIA.

Si la disminución de horas de regulación según 8.3.3.a no satisface la igualdad entre la máxima demanda a nivel de barras de generación y la suma de las potencias firmes, se procederá a recalcular la potencia garantizada hidráulica disminuyendo la probabilidad de excedencia, de acuerdo a los siguientes pasos :

- b.1. Se disminuye la probabilidad de excedencia de todos los embalses y cuencas en intervalos de 2% ó menos.

- b.2. En base a los datos proporcionados se recalcula la Potencia Garantizada establecida en los acápite 8.2.2.d, 8.2.3.b y 8.2.4.a.
- b.3. Si las magnitudes recalculadas en b.2 no logran satisfacer la igualdad de la suma de potencias firmes a la máxima demanda a nivel de generación se repetirán sucesivamente los pasos b.1 y b.2 hasta que la probabilidad de excedencia no sea inferior a 70 %.
- b.4. Si al término del paso b.3 no se satisficiera la igualdad establecida, se realizará el proceso indicado en c.

**c. DISMINUCION DE LA INDISPONIBILIDAD DE CENTRALES.**

Se procederá a recalcular las potencias firmes térmicas e hidráulicas disminuyendo la indisponibilidad fortuita de las unidades térmicas y los mantenimientos programados de las centrales hidráulicas.

- c.1. Se determinan los nuevos factores de disponibilidad de las unidades de generación asignando reducciones del 1% para el caso de las unidades térmicas a fin de buscar la igualdad de la máxima demanda a nivel de barras de generación y la potencia firme total del sistema, a partir de las magnitudes calculadas en b. La indisponibilidad límite es 0%.
- c.2. Si no se alcanza la igualdad se procede a disminuir la indisponibilidad por mantenimientos programados en periodos sucesivos de 10 días de las centrales hidráulicas, recalculándose nuevamente la potencia garantizada.
- c.3. Si luego de concluir el paso anterior no se logra la igualdad entre la máxima demanda a nivel de barras de generación y la suma de las potencias firmes así calculadas, la potencia firme de cada unidad de generación será igual a la potencia efectiva de la unidad.

POTENCIA FIRME GARANTIZADA CON REGULACION DEL EMBALSE SAN DIEGO

C.H. Cañón del Pato 95% probabilidad de Excedencia

Volumen embalse diario	0 675	MMC		
Potencia Efectiva	260 73	MW		
Por unidad	43 46	MW		
Caudal Turbinado	76 39	m3/s		
Por Unidad	12 73	m3/s	Dias de Periodo Critico	183 dias
Fact De Proc	3 41	MW/m3/s	Horas del periodo critico	4392 horas
Volumen Máximo Res Estacional	65	MMC	Horas de regulación	7 horas
Volumen Inicial Res Estacional	22 40	MMC	Energía en el Periodo Cr	531 71 GWh
Cap Reg Estacional diario/R Horario	0 334	GWh/dia	Potencia de Base	80 49 MW
Cap Reg Horario	1	GWh/dia	Potencia de Punta	139 11 MW
Cap Reg Total	0 974	GWh/6meses	Potencia Garantizada	219 60 MW
Cap Regulación Estacional periodo	178 202	GWh		
Duración del Periodo Critico	6	meses		

Mes	Día	Caudal Natural en Parón				Vertimiento	Caudal D		Volumen R		Caudal Afluyente a Cañón del Pato			Número de Gru					Fact de Dis onibilidad		Caudal Máximo Turbinado		Potencia	Ene la
		m3/s	MMC/mes	MMC/mes	MMC/mes		m3/s	MMC	Total Natural	Aporte Intermedio	Total con Re	G1	G2	G3	G4	G5	G6	Turbinable	Turbinado	GWh/mes				
Enero	31	1 98	5 30	0 00	0 00	-	27 70	77 59	75 61	75 61	3%	3%	6%	6%	2%	3%	73 45	73 45	250 68	186 51				
Febrero	28	2 23	5 40	0 00	0 00	-	33 10	96 14	93 91	93 91	4%	6%	5%	4%	7%	5%	72 53	72 53	247 54	166 35				
Marzo	31	2 43	6 51	0 00	0 00	-	39 61	95 36	92 93	92 93	6%	2%	2%	3%	2%	3%	74 03	74 03	252 67	187 99				
Abril	30	1 92	4 99	0 00	0 00	-	44 60	71 51	69 58	69 58	9%	9%	9%	7%	9%	8%	70 03	69 58	237 49	170 99				
Mayo	31	1 64	4 40	0 00	0 00	-	48 99	43 96	42 32	42 32	2%	2%	2%	6%	2%	2%	74 10	42 32	144 43	107 46				
Junio	30	1 31	3 40	0 00	10 74	4 14	41 65	31 92	30 60	34 75	0%	0%	0%	0%	4%	3%	75 61	34 75	118 60	85 39				
Julio	31	1 06	2 83	0 00	10 74	4 01	33 74	25 66	24 60	28 61	1%	1%	1%	1%	0%	0%	75 85	28 61	97 65	72 65				
Agosto	31	0 92	2 48	0 00	10 74	4 01	25 48	24 62	23 70	27 71	1%	1%	0%	0%	2%	1%	75 71	27 71	94 57	70 36				
Setiembre	30	0 94	2 45	0 00	10 74	4 14	17 19	26 82	25 87	30 02	1%	4%	1%	1%	0%	0%	75 51	30 02	102 45	73 76				
Octubre	31	1 05	2 80	0 00	10 74	4 01	9 25	38 60	37 55	41 56	1%	1%	1%	1%	1%	1%	75 57	41 56	141 86	105 54				
Noviembre	30	1 40	3 63	0 00	10 74	4 14	2 14	47 72	46 32	50 46	1%	1%	5%	1%	1%	1%	75 08	50 46	172 22	124 00				
Diciembre	31	1 92	5 14	0 00	0	-	7 28	56 51	54 59	54 59	1%	1%	5%	1%	1%	1%	75 13	54 59	186 33	138 63				
Total	30 42	1 57	4 11		64 44	2 04	27 56	53 03	51 47	53 50							74 38	49 97	170 54	1,489 63				

POTENCIA FIRME GARANTIZADA SIN REGULACION DEL EMBALSE SAN DIEGO

C.H. Cañón del Pato 95% probabilidad de Excedencia

Volumen embalse diario	0	MMC		
Polencia Efectiva	260.73	MW		
Por unidad	43.46	MW		
Caudal Turbinado	76.39	m3/s		
Por Unidad	12.73	m3/s	Días de Periodo Critico	183 días
Fact. De Proc	3.41	MW/m3/s	Horas del periodo crítico	4392 horas
Volumen Máximo Res. Estacional	65	MMC	Horas de regulación	7 horas
Volumen Inicial Res. Estacional	22.40	MMC	Energía en el Periodo Crítico	531.71 GWh
Cap. Reg Estacional diaria/R. Horario	0.334	GWh/día	Potencia de Base	107.15 MW
Cap. Reg Horario	0	GWh/día	Potencia de Punta	47.69 MW
Cap. Reg Total	0.334	GWh/6meses	<b>Potencia Garantizada</b>	<b>154.84 MW</b>
Cap. Regulación Estacional periodo	61.093	GWh		
Duración del Periodo Crítico	6	meses		

Mes	Día	Caudal Natural en Parón				Vertimiento	Caudal Descar		Volumen R		Caudal Afluente a Cañón del Pato			Número de Gru					Fact de Dis. onibilidad		Caudal Máximo Turbinado		Potencia	Ene. ía
		m3/s	MMC/mes	MMC/mes	MMC/mes		m3/s	MMC	Natural	Aporte	Total con	G1	G2	G3	G4	G5	G6	Turbinable	Turbinado	GWh/mes				
Enero	31	1.98	5.30	0.00	0.00	-	27.70	77.59	75.61	75.61	3%	3%	6%	6%	2%	3%	73.45	73.45	250.68	186.51				
Febrero	28	2.23	5.40	0.00	0.00	-	33.10	96.14	93.91	93.91	4%	6%	5%	4%	7%	5%	72.53	72.53	247.54	166.35				
Marzo	31	2.43	6.51	0.00	0.00	-	39.61	95.36	92.93	92.93	6%	2%	2%	3%	2%	3%	74.03	74.03	252.67	187.99				
Abril	30	1.92	4.99	0.00	0.00	-	44.60	71.51	69.58	69.58	9%	9%	9%	7%	9%	8%	70.03	69.58	237.49	170.99				
Mayo	31	1.64	4.40	0.00	0.00	-	48.99	43.96	42.32	42.32	2%	2%	2%	6%	2%	2%	74.10	42.32	144.43	107.46				
Junio	30	1.31	3.40	0.00	10.74	4.14	41.65	31.92	30.60	34.75	0%	0%	0%	0%	4%	3%	75.61	34.75	118.60	85.39				
Julio	31	1.06	2.83	0.00	10.74	4.01	33.74	25.66	24.60	28.61	1%	1%	1%	1%	0%	0%	75.85	28.61	97.65	72.65				
Agosto	31	0.92	2.48	0.00	10.74	4.01	25.48	24.62	23.70	27.71	1%	1%	0%	0%	2%	1%	75.71	27.71	94.57	70.36				
Septiembre	30	0.94	2.45	0.00	10.74	4.14	17.19	26.82	25.87	30.02	1%	4%	1%	1%	0%	0%	75.51	30.02	102.45	73.76				
Octubre	31	1.05	2.80	0.00	10.74	4.01	9.25	38.60	37.55	41.56	1%	1%	1%	1%	1%	1%	75.57	41.56	141.86	105.54				
Noviembre	30	1.40	3.63	0.00	10.74	4.14	2.14	47.72	46.32	50.46	1%	1%	5%	1%	1%	1%	75.08	50.46	172.22	124.00				
Diciembre	31	1.92	5.14	0.00	0	-	7.28	56.51	54.59	54.59	1%	1%	5%	1%	1%	1%	75.13	54.59	186.33	138.63				
Total	30.42	1.57	4.11		64.44	2.04	27.56	53.03	51.47	53.50							74.38	49.97	170.54	1,489.63				

## BIBLIOGRAFÍA

1. Comisión de Tarifas Eléctricas, "Nueva Tarifa de Energía Eléctrica" Sector de Energía y Minas Cooperación Técnica del BID, 1988.
2. Comité de Operación Económica del Sistema. "Proyecto A: Despacho Económico de Carga y Precios de Generación" Programa Estudio de Garantía Tarifaria, 1992.
3. Ralph Turvey y Dennis Anderson. "Electricidad y Economía. Ensayos y estudios de casos" Publicado para el Banco Mundial por EDITORIAL TECNOS MADRID, 1982.
4. Pacheco Cueva, Oscar. "Modelos para la Operación Económica del Sistema Interconectado Centro Norte" Informe Técnico presentado al Comité de Operación Económica del Sistema COES-SICN, 1994.
5. Hernán Corredor, Pablo. "Sistemas de Potencia" Universidad Pontificia Bolivariana, 1987.
6. Parkin, Michael. "Microeconomía" Addison Wesley Longman de México, 1998.