

ANEXO B

PROYECCION DE LA DEMANDA

- B1: PROYECCION DE LA DEMANDA Y REPRESENTACION DE DEMANDA POR BARRAS**
- B2: DEMANDA ASOCIADA A LA INTERCONEXIÓN CON EL ECUADOR**
- B3: INFORME DE APOYO CONSULTORIA**
- B4: CARTAS SUSTENTATORIAS PARA LA PROYECCION DE LA DEMANDA (CARGAS INCORPORADAS, ESPECIALES Y GENERADORES AUTOPRODUCTORES)**

Se adjunta en medio digital:

- **Demanda_COES.zip:** Contiene la proyección de la demanda global y realiza el proceso de la distribución de la demanda en barras.
- **Demanda Ecuador 2004.xls:** Contiene el cálculo de la demanda asociada a la interconexión con el Ecuador.
- **Datos Ecuador.zip:** Contiene los datos enviados por el CENACE y el acondicionamiento de los mismos.
- **Cuadro B1.1.xls:** Contiene los datos del cuadro de comparación proyección de demanda vs demanda real.

**B1: PROYECCION DE LA DEMANDA Y REPRESENTACION DE
DEMANDA POR BARRAS**

PROYECCION DE LA DEMANDA DEL SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL Y REPRESENTACION EN BARRAS PARA LA SIMULACION CON EL MODELO PERSEO

B1.1 Metodología de la Proyección de la demanda global

La proyección de la demanda para el Sistema Interconectado Nacional tiene como base el modelo desarrollado por la Consultora Monenco AGRA para el SICN. Las proyecciones de PBI y población fueron preparados por la empresa APOYO Consultoría.

B1.1.1 Variables del Modelo Econométrico

Ventas de Energía

Las ventas de energía para el Sistema Interconectado Nacional son la suma de las ventas del SIS y SICN desde el año 1981 a 2003, dichos datos son recopilados de la información estadística del OSINERG-GART y fueron utilizados por dicho organismo en la Regulación Tarifaria de Noviembre 2004. Asimismo, para el año 2004 se estimaron las ventas del SEIN, en base a información enviada por las empresas y la producción de energía del SEIN.

Participación de las ventas por nivel de tensión

Se ha considerado la participación de las ventas por nivel de tensión utilizada en la Regulación Tarifaria de Noviembre de 2004, los porcentajes son:

- Participación Venta Facturada Distribuidor (MT y BT) 77,6%
- Participación Venta Facturada Distribuidor (MAT y AT) 3,3%
- Participación Venta Facturada Generador (MAT, AT y MT) 19,1%

Estos porcentajes de participación se han mantenido a lo largo del horizonte de estudio.

Pérdidas de Distribución

Los porcentajes de pérdidas de distribución corresponden a las pérdidas calculadas por OSINERG para las empresa de distribución en el período 2004-2007, estos porcentajes están referidos a la inyección en Media Tensión y son los mismos de la Regulación Tarifaria de Noviembre de 2004.

Los resultados de la proyección de los porcentajes de pérdidas de distribución son los siguientes: año 2005 7,7% y los años 2006 en adelante 7,1%.

Pérdidas de Transformación y sub transmisión

El porcentaje de pérdidas de transformación y sub transmisión es el utilizado por OSINERG en la Regulación Tarifaria de Noviembre de 2004, siendo este valor 1,80% igual en todo el horizonte de estudio.

Producto Bruto Interno y Población

Se ha efectuado una revisión y actualización del PBI en la nueva base (1994) a cargo de APOYO CONSULTORIA. La proyección del PBI se realizó para tres escenarios (optimista, base y pesimista), de los cuales se ha utilizado el escenario base.

El pronóstico del crecimiento del PBI del SEIN preparado por APOYO CONSULTORIA para el escenario base (Cuadros N° 12 y 13 del anexo B3) es el siguiente: año 2005 (4,5%), año 2006 (3,9%), y el año 2007 (4,0%), es necesario mencionar que dichas tasas de crecimiento del PBI no incluyen el efecto de los nuevos proyectos mineros.

Asimismo, se ha considerado la proyección de la población utilizada en la Fijación Tarifaria de Noviembre 2004, la misma que excluye los departamentos de Tumbes y Ucayali debido a que las demandas asociadas a dichos departamentos están siendo consideradas como cargas incorporadas.

Tarifa Media Nacional a nivel de cliente final

Los valores históricos de la tarifa a cliente final para el periodo 1981-2003, corresponden a las publicaciones de la OSINERG-GART.

Para los próximos años (2004-2007) se ha supuesto que la tarifa mantiene una estabilidad en el valor de la tarifa media del año 2003 (6,64 ctvs/KWh).

B1.1.2 Formulación econométrica de las ventas

En el presente ESTUDIO se ha considerado el modelo econométrico ajustado utilizado por el OSINERG GART en la Fijación Tarifaria de Noviembre de 2004.

En el cuadro B-1 se muestra la base de datos econométricos que se han utilizado para efectuar el pronóstico indicado.

Utilizando el programa estadístico E-Views, cuyos resultados se muestran en el cuadro B-2, se ha determinado que la proyección de las ventas en el SEIN está fundamentada por la siguiente ecuación:

$$\text{LN(Ventas)} = 0,5928 \cdot \text{LN(PBI)} + 1,6971 \cdot \text{LN(Poblacion)} - 0,0594 \cdot \text{LN(Tarifa)} - 0,0945 \cdot \text{Dummy}_{92} - 14,4868$$

Donde:

LN(PBI)	:	Logaritmo Natural de la serie histórica del PBI
LN(Población)	:	Logaritmo Natural de la serie histórica de la Población.
LN(Tarifa)	:	Logaritmo Natural de la serie histórica Tarifa Media.
Dummy ₉₂	:	Variable auxiliar ficticia.

B1.2 Otras Representaciones

B1.2.1 Modelamiento de Centrales no representadas en el modelo PERSEO

En este caso se ha efectuado una disminución de la demanda igual a la generación de cada central a partir del mes en que ingresan en operación.

En el cuadro B-5 se ha efectuado los siguientes ajustes:

- Para considerar el aporte de la central de la refinería La Pampilla se ha restado a la demanda global en potencia 10 MW y en energía 80,0 GWh, para los años 2005-2007, en concordancia con la carta de REPSOL YPF R&M-GIMT-025-2003 del 24.05.04.

B1.3 Resultados

Las proyecciones de ventas de energía del SEIN para el período 2005-2007, así como los correspondientes parámetros econométricos, se muestran en el cuadro B-3.

En el cuadro B-4 se muestran las cargas incorporadas. Estas cargas son aquellas que se han incorporado al SICN o SIS en los últimos años, son cargas que reingresan a operación, o constituyen medianos sistemas eléctricos que se interconectarán con el SEIN en los siguientes años. Por motivos de facilidad en el manejo de la información se las ha considerado por separado de las ventas a cliente final. En estas cargas se encuentran la demanda del sistema de Pucallpa, Yura-Cachimayo, Marsa y Horizonte y las demandas de Talara, Tumbes entre otros.

Asimismo, en el mismo cuadro B-4 se muestran las cargas especiales. Estas cargas corresponden a los consumos del Subsistema Ex-Centromín, Southern Perú, Shougang, Antamina, Cerro Verde, Tintaya, San Rafael, Cementos Yura, Yanacocha, Huarón y Callalli. Cabe indicar que la demanda de Cerro Verde será ampliada el año 2007 en 110 MW, potencia que ha sido contratada con ELECTROPERU, de acuerdo a lo informado por esta empresa con carta C-023-2005 del 06.01.05 y que se muestra en el Anexo B4.

En el cuadro B-5 se muestra la demanda asociada a la interconexión con el Ecuador¹.

Asimismo, en los casos en que las empresas han informado sus factores de carga y su probabilidad de ocurrencia del proyecto, se ha considerado dichos valores caso contrario se asumieron de acuerdo a proyectos similares.

El orden de prioridad de las fuentes de información para incluirlos en el modelo fue el siguiente: Compañía en mención, empresa suministradora y el informe de Apoyo Consultoría.

En base al modelo econométrico ajustado, se ha obtenido la proyección global de la demanda de energía y potencia para el período 2005-2007, que se muestra en el cuadro B-5.

¹ Detallado en el Anexo B2

Sin embargo cabe notar que éste modelo econométrico, así como el utilizado en anteriores fijaciones tarifarias, muestra una tendencia a subestimar la demanda real, especialmente del primer año. Esto se puede observar claramente en el cuadro B1.1, donde se comparan las demandas proyectadas (propuesto por el COES) con las demandas históricas correspondientes para los años 2001, 2002 2003 y 2004. Esta tendencia a subestimar la demanda se observa también en la proyección propuesta para año 2005. En efecto, si para fines de comparación se separa la demanda asociada al Ecuador, el crecimiento de la demanda del SEIN en este año sería solamente del orden del 2.0% respecto al año 2004, muy por debajo del crecimiento registrado en los últimos años.

Cuadro B1.1
COMPARACIÓN PROYECCIÓN DE DEMANDA VS DEMANDA REAL²

FIJACIONES TARIFARIAS	PROYECCION (GWh)	REAL (GWh)	DIFERENCIA	
			(GWh)	(%)
Año - 2001	18 392	18 463	-72	-0.4%
Año 2002	19 510	19 658	-149	-0.8%
Año 2003	20 603	20 689	-87	-0.4%
Año 2004	21 460	21 903	-443	-2.0%

Al respecto, a fin de mejorar el modelo, el COES mediante la carta COES SINAC/D-692-2004, remitida al OSINERG el 14.07.04, propuso formalmente al OSINERG un nuevo modelo econométrico de proyección de ventas de energía, con la anticipación establecida en el artículo 121° del RLCE para su aplicación en la Fijación Tarifaria de Mayo de 2005. El nuevo modelo presenta mejores indicadores estadísticos en comparación con los del modelo aplicado en la Fijación Tarifaria de Noviembre de 2004.

El OSINERG con oficio N° 383-2004-OSINERG-GART de fecha 14.12.2004, ha alcanzado sus observaciones al indicado modelo y cuyo levantamiento correspondiente se viene preparando y será alcanzado en el plazo más breve posible, para su aplicación en la presente fijación tarifaria de mayo 2005.

Mientras tanto, el COES presenta la proyección de demanda de los años 2005 al 2007 utilizando el modelo econométrico ajustado sustentado en la fijación tarifaria de noviembre 2004 y utilizado por el OSINERG para dicha fijación.

B1.4 Representación de la demanda por barras

B1.4.1 Información base

La información utilizada corresponde a los registros de medidores de energía del año 2001, 2002 y 2003.

Las principales fuentes de información fueron:

- Base 2002 y 2001 utilizado en la fijación tarifaria de Noviembre 2004.
- Información de las transferencias de energía entre integrantes del COES

² Se adjunta en medio digital el detalle de este cuadro, (Cuadro B1.1.xls)

del año 2003.

- Información suministrada por las empresas de generación de sus clientes y de las cargas que se encuentran en sus áreas de influencia de los años 2002 y 2003.

B1.4.2 Consideraciones generales

La proyección de la demanda de energía determinada por el modelo MONENCO es a nivel de bornes de generación (Demanda Global Proyectada) y por lo tanto contiene la demanda de las cargas (ventas de energía a clientes), las pérdidas de distribución y las pérdidas del sistema de transmisión (longitudinales y transversales) y los servicios auxiliares de las unidades de generación. Por lo que es necesario repartir temporalmente y espacialmente la Demanda Global Proyectada Anual.

Para la definición de barras de carga se ha considerado la red representada en la Fijación Tarifaria de Noviembre 2004. La red contiene 96 barras, de las cuales 72 son barras de carga. A esta red de transmisión definida para el modelo se le ha denominado “red reducida”.

Las barras consideradas en esta red reducida no corresponden estrictamente a cargas individuales, sino en la mayoría de los casos a un conjunto de cargas individuales reales, acumuladas en alguna barra de la red reducida, por lo tanto, la demanda representada en esta barra contiene también las pérdidas (longitudinales y transversales) de la red asociada a estas cargas.

Debido que el modelamiento lineal de la red del modelo tarifario PERSEO no considera las pérdidas transversales, éstas tienen que ser incluidas como demandas en ambos extremos de las líneas de transmisión.

Discretización de la demanda en bloques horarios:

Se ha discretizado la demanda en tres bloques horarios: punta, media y base.

Duración de bloques horarios

- El bloque de punta se extiende de las 18 a 23 horas de cada día exceptuando domingos y feriados.
- El bloque de media se extiende de a 8 a 18 horas, se incluye en este bloque las horas comprendidas entre las 18 y 23 horas de los días domingos y feriados.
- El bloque de base está comprendido entre las 23 y 8 horas de cada día.

B1.4.3 METODOLOGÍA PARA DISTRIBUIR LA DEMANDA

La distribución de la demanda global proyectada anteriormente se realiza sobre una plantilla de distribución anual para los consumos vegetativos, grandes industrias, cargas especiales y proyectos. Esta plantilla fue construida en base a la información de medidores de energía de los años 2001,2002 y 2003. En esta plantilla no se incluye el consumo de los servicios auxiliares de las centrales hidroeléctricas, pues dichos consumos son internamente representados en el modelo PERSEO.

Para el presente estudio Tarifario (Mayo 2005) se ha utilizado la plantilla de distribución espacial, mensual y por bloques horarios de la demanda de la

Fijación Tarifaria de Noviembre 2004. Tomando como datos : Los archivos de ventas de clientes del área de influencia de los generadores del COES y archivos de transferencias de energía correspondientes al año 2003. Para efectos de considerar la estadística, ésta plantilla fue comparada y ponderada con las plantillas anteriores (Base 2001, 2002). La nueva plantilla se muestra en las hojas "Vegetativa" y "Especiales" del libro "Demanda COES.xls"

Separación por tipos de consumo y pérdidas

De acuerdo a la clasificación planteada en el modelo Monenco AGRA se ha clasificado a la demanda en:

Carga Vegetativa

Estas cargas incluyen los consumos domésticos, consumos de la pequeña y mediana industria. Se ha deducido de la demanda Global Proyectada.

Cargas Incorporadas y Especiales

Cada carga incorporada y especial se ha representado con sus factores de distribución mensual y sus factores de distribución por bloque horario (determinados en base a la información de los años 2000, 2001 y 2002).

Proyectos

Constituye la cartera de proyectos planteado en el Modelo MONENCO. Se ha supuesto factores de distribución mensual y por bloques horarios y su pronóstico anual es extraído del resultado del Modelo MONENCO.

Pérdidas

En base a datos de las líneas de transmisión de la red reducida para la simulación con el modelo PERSEO se ha determinado las pérdidas transversales de las líneas para cada año, éstas pérdidas se han mantenido constantes en el horizonte de estudio.

Las pérdidas longitudinales se estiman a través de un procedimiento iterativo que se describe en B.4.3.1 y B.4.3.8.

$$\sum_i^n D_i + \text{Pérdidas_longitudinales} = \text{Demanda Global_Proyectada} = \text{Generación_anual PERSEO}$$

Donde:

$$D_i = \text{Demanda en la barra } i \text{ de la red reducida}$$

B1.4.3.1 Procedimiento de distribución

El primer paso consiste en determinar la matriz de factores de distribución mensual, por barra y por bloques horarios para la demanda vegetativa, factores de distribución mensual y por bloques horarios para cada carga especial y para cada proyecto.

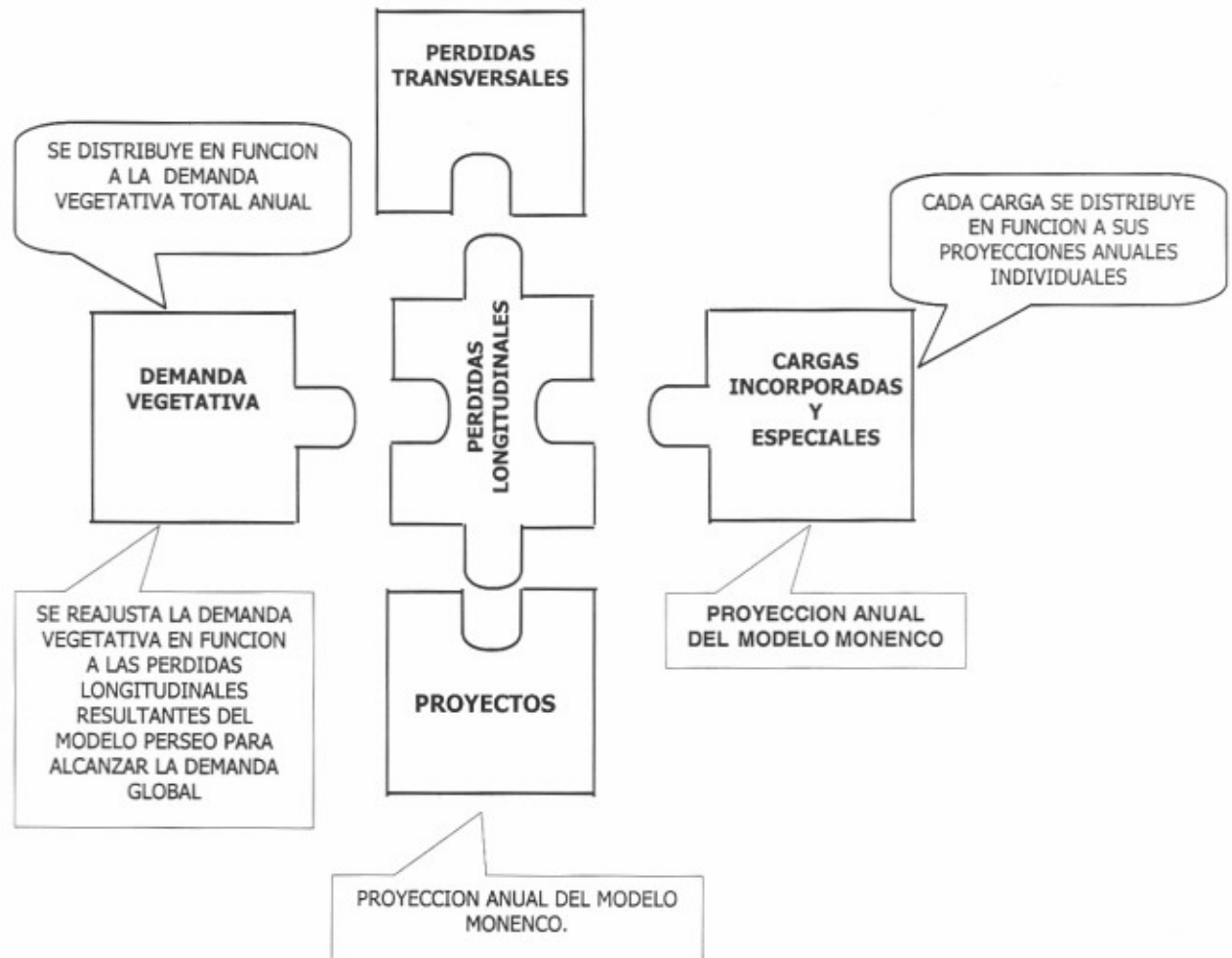
La demanda anual está conformada por los siguientes componentes:

Demanda Global Proyectada = Demanda Vegetativa + Cargas Especiales + Cargas Incorporadas +
 + Proyectos + Pérdidas Transversales + Pérdidas Longitudinales

Cada barra de carga representada en el modelo PERSEO tiene los cinco primeros componentes de la Demanda Global Proyectada. Debido a que el objetivo es alcanzar la Demanda Global Proyectada por el modelo Monenco AGRA, y que las pérdidas longitudinales son dependientes del resultado del despacho y de la solución de la red, para alcanzar dicha generación se realiza un proceso de reajuste en las pérdidas inicialmente estimadas. Para ello se ejecuta el modelo PERSEO teniendo como datos las demandas en barras de carga determinadas a través de los factores de distribución mensual y por bloques, y se observa si la generación total es lo suficientemente cercana a la Demanda Global Proyectada. El proceso de asignar las pérdidas longitudinales se realiza iterativamente hasta obtener un error menor a 0.1% de la Demanda Global Proyectada. A continuación se muestra en el gráfico N° B1 la composición de la demanda global y en el gráfico N° B2 el diagrama de flujo del proceso de distribución de la demanda en barras.

Gráfico N° B1

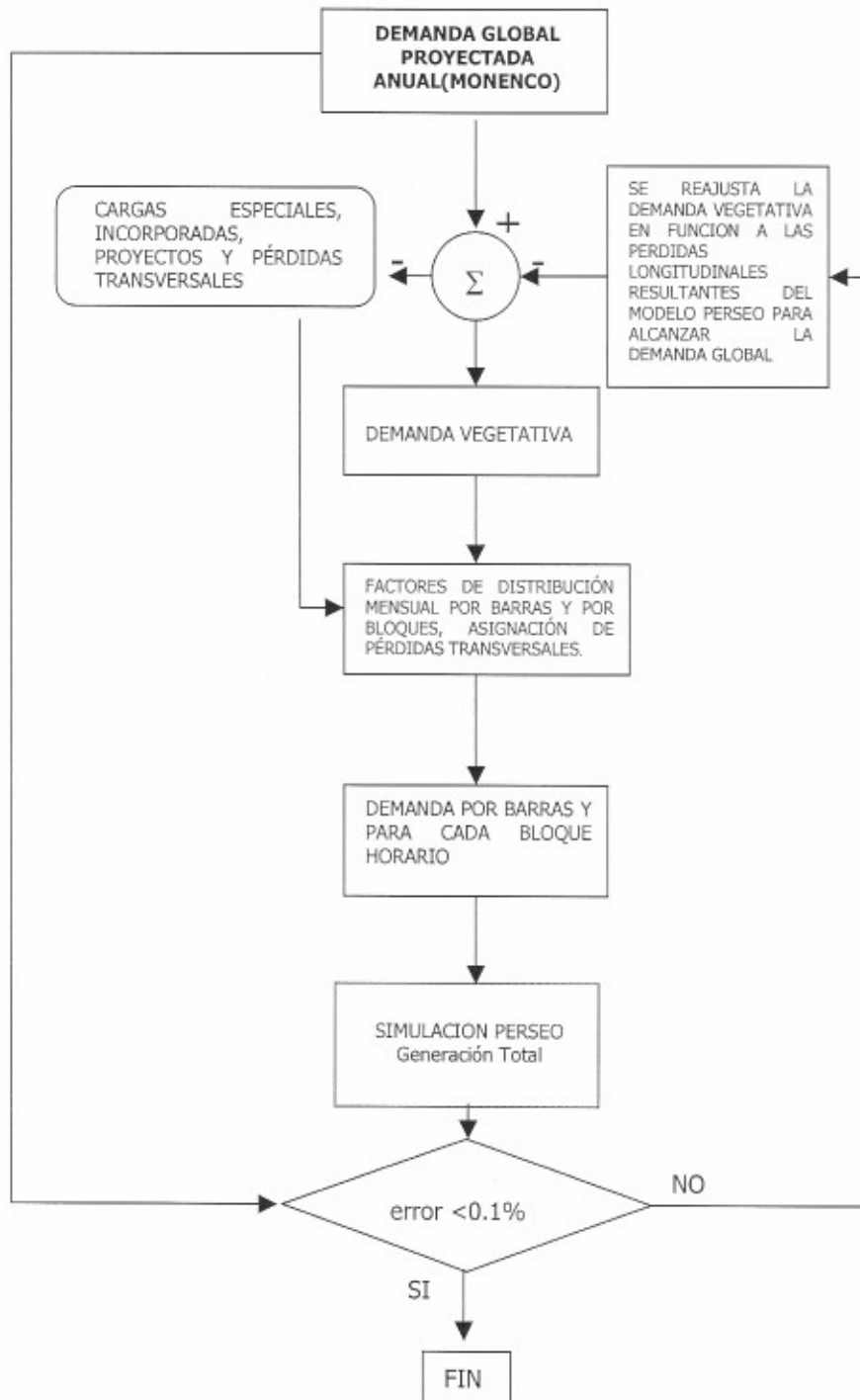
Composición de la demanda global anual



El proceso de cálculo de la demanda por barras para cada año se efectúa en el libro Excel que distribuye la demanda global por barras (Ver archivo digital Demanda COES.xls), cuyos resultados son puestos directamente en el archivo SINAC.DEM.

Gráfico B2

Diagrama de flujo del proceso de distribución de la demanda en barras



B1.4.3.2 Distribución por meses y por bloques horarios

Para la distribución de la demanda se ha determinado factores de distribución a nivel mensual y por bloque horario de cada carga representada en el modelo PERSEO.

Los factores de distribución son definidos como:
Factores de Distribución del mes i

$$fdm_i = \frac{d_{mes\ i}}{D_{anual}}$$

Factores de Distribución del bloque j en el mes i

$$fdb_{ji} = \frac{d_{bloque\ j\ i}}{D_{mes\ i}}$$

En función a la clasificación de las cargas mencionada anteriormente se ha calculado factores de distribución de cada mes y de cada bloque.

Los datos base se muestran en la hoja "BASE-2002_03" del libro Excel que distribuye la demanda global en barras de carga (Ver archivo digital Demanda COES.xls).

B1.4.3.3 Demanda de la carga c en el bloque j del mes i

En el caso de cargas especiales, cargas incorporadas y proyectos (se exceptúa la demanda del Subsistema Electroandes y Southern Perú, cuya representación se explica más adelante en el numeral B.4.3.5)

$$D_{ji}^c = fdm_i^c \times fdb_{ji}^c \times D_{anual}^c$$

D_{ji}^c = Demanda de la carga c en el bloque j en el mes i

D_{anual}^c = Demanda anual de la carga c

En el caso de cargas del tipo vegetativo

$$D_{ji}^c = fdmv_i \times fd_i^c \times fdb_{ji}^c \times DV_{anual}$$

Donde:

$fdmv_i$ = Factor de distribución de la demanda vegetativa total mensual respecto a la demanda vegetativa total anual.

fd_i^c = Factor de distribución de la demanda de la carga c del mes i respecto a la demanda vegetativa total del mes i.

fdb_{ji}^c = Factor de distribución de la demanda de la carga c del bloque horario j en el mes i.

DV_{anual} = Demanda vegetativa total anual.

Los factores de distribución para cada carga se muestran en las hojas "PROYECTOS" y "FACT_VEG" del libro Excel que realiza la distribución de la demanda global en barras (Ver archivo digital Demanda COES.xls).

B1.4.3.4 Representación de la Demanda Vegetativa.

La demanda vegetativa resulta de descontar a la demanda global anual las cargas especiales, las cargas incorporadas los proyectos, las pérdidas transversales y longitudinales, cada carga vegetativa se representa en función a su participación con respecto a la demanda vegetativa mensual y se determina en cada bloque horario de acuerdo a los factores de distribución por bloque horario.

B1.4.3.5 Representación de Cargas Especiales e Incorporadas

Cada carga especial que figura en el rubro Cargas Especiales e Incorporadas del Modelo Monenco es representada mediante sus factores de distribución de los años 2000, 2001 y 2002, constituyen casos adicionales para una mejor representación: la demanda de la Refinería de Zinc y de Aceros Arequipa, cuyas demandas se han separado de las ventas y se han representado de acuerdo a su característica de consumo de los años 2001 y 2002. En el caso de las cargas incorporadas como Pucallpa, Cachimayo se ha supuesto factores de distribución mensual y por bloque horario.

La representación de la demanda del Subsistema Electroandes y su proyección se obtiene directamente de los valores usados en el proceso de Fijación de Tarifas y Compensaciones del Sistema Secundario de Transmisión de ELECTROANDES S.A; los mismos que también fueron empleados por OSINERG GART en la Regulación Tarifaria de Noviembre de 2004.

Para el reparto de la demanda de Southern Perú en Barras de PERSEO y conociendo sus pronósticos anuales, se usa la siguiente formula:

$$dSPCC_{ji}^c = fdm_i \times fd_i^c \times fdb_{ji}^c \times DSPCC_{anual}$$

Donde:

- $dSPCC_{ji}^c$: Demanda de la barra c en el bloque j del mes i (que se encuentra en Southern Perú)
- fdm_i : Factor de distribución de la demanda de Southern del mes i respecto a la demanda anual de Southern.
- fd_i^c : Factor de distribución de la demanda mensual de la carga c respecto a la demanda mensual de Southern.
- fdb_{ji}^c : Factor de distribución del bloque horario j del mes i de la carga c.
- $DSPCC_{anual}$: Demanda anual de Southern

La demanda de Tumbes y la demanda asociada a la interconexión con el Ecuador están representadas en la barra Zorritos 220KV para el caso de las exportaciones y en las barras Zorritos y Talara para el caso de las importaciones (detallado en el anexo B2 del ESTUDIO).

Los datos base y las proyecciones de este tipo de cargas que enlazan con los datos del modelo Monenco AGRA y se muestran en la hoja "BASE-2002_03" del libro Excel que realiza la distribución de la demanda global en barras (Ver archivo digital Demanda COES.xls).

B1.4.3.6 Representación de los Proyectos

Cada proyecto tiene asignado una barra de suministro en la red del SEIN modelada en el PERSEO. La energía de cada proyecto es distribuida por cada bloque y cada mes de acuerdo a su matriz de factores de distribución de mes y de bloque.

Para fines del presente estudio tarifario, no se ha considerado la inclusión de nuevos proyectos al SEIN.

B1.4.3.7 Representación de las pérdidas transversales

Las pérdidas transversales se han determinado con los datos de parámetros de las líneas de transmisión del SEIN utilizando la siguiente formula:

$$P_T = \frac{G \times L \times V^2}{1 \times 10^{-6}} \quad (\text{MW})$$

Donde:

P_T	:	Pérdidas transversales (MW)
G	:	Conductancia en derivación de la línea ($\mu S / Km$)
L	:	Longitud de la línea (Km)
V	:	Tensión de operación de la línea (kV)

Se determinan las potencias promedio por cada bloque y estas se mantienen durante todo el año, con la duración de cada bloque se determina la energía para cada bloque horario.

La información de las pérdidas transversales se muestra en la hoja "Ptransv" del libro que realiza el proceso de distribución de la demanda global en barras (Ver archivo digital Demanda COES.xls).

B1.4.3.8 Representación de las pérdidas longitudinales

Las pérdidas longitudinales como se mencionó anteriormente se determinan a través de un proceso iterativo que consiste en ejecutar el modelo PERSEO con una distribución preliminar y verificar la generación anual con la demanda global anual, el proceso culmina hasta que la generación sea cercanamente igual a la demanda global anual. El porcentaje de pérdidas longitudinales se inicializa en la hoja "Cuadro B5".

B1.4.3.9 Inclusión de las Centrales. que son modeladas por disminución de la demanda.

En este caso se ha efectuado una disminución de la demanda igual a la generación de cada central a partir del mes en que ingresan a operación.

Cabe aclarar que para el presente Estudio, se está considerando a las CC.HH. de Curumuy y Poechos en el modelamiento de centrales del programa PERSEO.

B1.4.4 Descripción del libro Excel que realiza la distribución de la demanda en barras de carga (Demanda coes.xls)

El libro Excel que realizan el proceso de distribución de la demanda se encuentran asociadas al libro del modelo MONENCO. Se ha reducido el libro del modelo MONENCO a 3 hojas. Las hojas adicionales realizan el proceso de distribución de la demanda en barras.

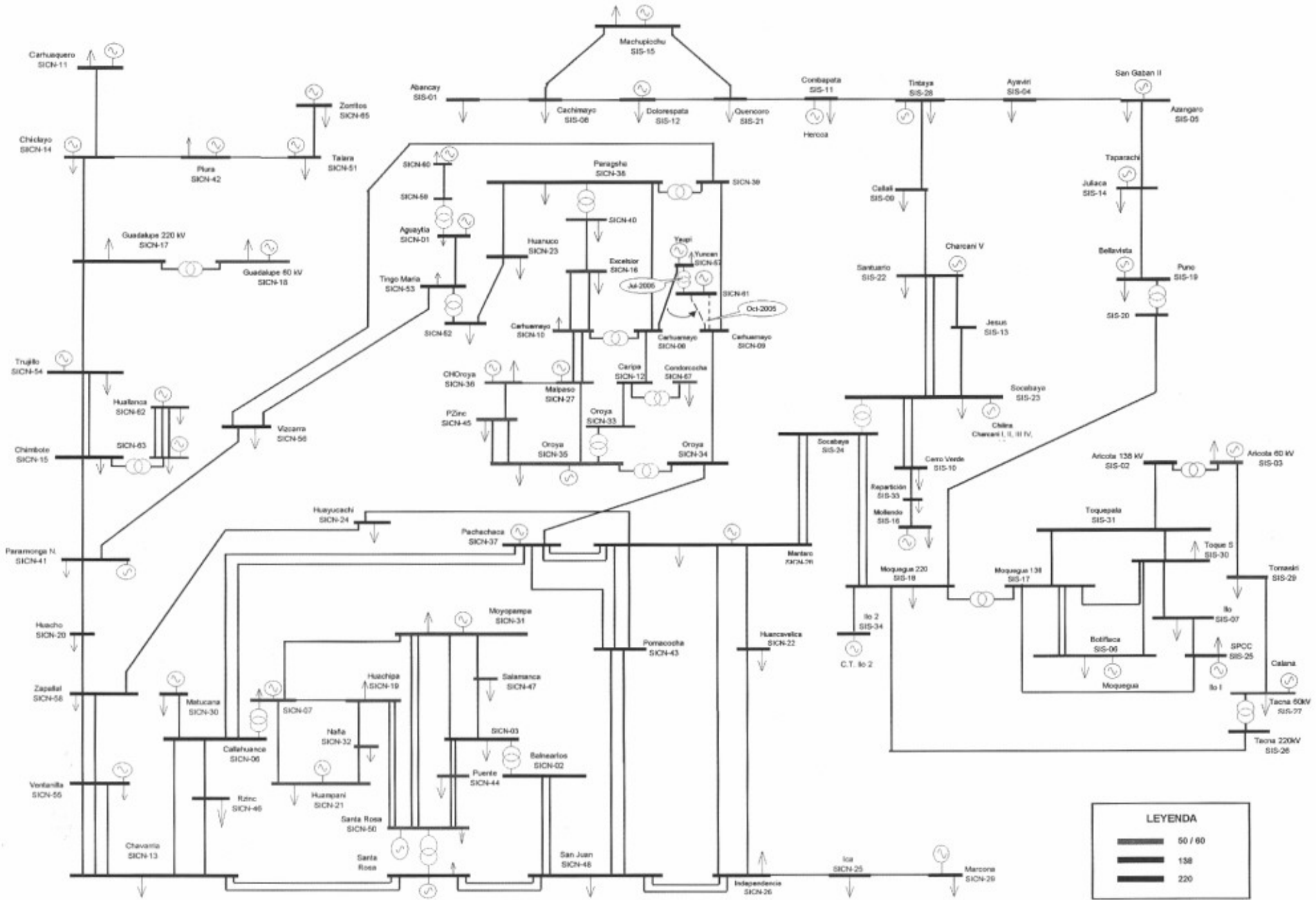
La hoja "BASE-2002_03" contiene la información del consumo anual de las cargas especiales y proyectos, así como los valores iniciales de las pérdidas longitudinales y transversales que se desea considerar. Adicionalmente en la derecha se muestra la demanda base por cada barra de carga representada en el modelo PERSEO fundamentalmente con información del año 2001, 2002 y 2003.

En la hoja "FAC_VEG" se encuentra todos los factores de distribución para todas las barras con demanda vegetativa distribuidas en bloques de Punta, Media y Base; basado en información del año 2001, 2002 y 2003 (Hoja BASE-2002_03).

En la Hoja SINAC.DEM se encuentra el resultado final del cálculo en el formato de datos de demanda para el modelo PERSEO, la misma que es la suma de 3 hojas "DEM_VEG_TOT", "PROYECTOS" y "Ptransv". La primera contiene la demanda vegetativa, la segunda la demanda de los proyectos, cargas especiales, incorporadas y factores de distribución, finalmente la tercera contiene las pérdidas transversales de las líneas de transmisión en cada barra.

ESQUEMA DE LA RED ELECTRICA

DIAGRAMA UNIFILAR DEL SEIN PARA EL MODELO PERSEO - FIJACION TARIFARIA DE MAYO 2005



PROYECCION DE LA DEMANDA DEL SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL Y REPRESENTACION EN BARRAS PARA LA SIMULACION CON EL MODELO PERSEO

CUADRO B1

PROYECCION DE VENTAS DE ENERGIA DEL SEIN

Año	PBI	Poblacion	Tarifas	Dummy_92	Ventas	%	%	%
	Soles de 1994	Miles Habitantes	cent. USS /Kwh		GWh	ΔVentas	ΔPob.	ΔPBI
1981	88731	16322	4.54	0.000	5679			
1982	88440	16700	4.93	0.000	5947	4.7%	2.3%	-0.3%
1983	79801	17077	3.91	0.000	5756	-3.2%	2.3%	-9.8%
1984	82908	17454	4.37	0.000	6114	6.2%	2.2%	3.9%
1985	84853	17832	4.23	0.000	6498	6.3%	2.2%	2.3%
1986	95573	18213	4.15	0.000	7030	8.2%	2.1%	12.6%
1987	103328	18596	4.15	0.000	7674	9.2%	2.1%	8.1%
1988	93160	18978	2.93	0.000	7782	1.1%	2.1%	-9.8%
1989	80428	19354	2.40	0.000	7180	-7.5%	2.0%	-13.7%
1990	76089	19719	4.90	0.000	7126	-0.8%	1.9%	-5.4%
1991	78123	20070	4.71	0.000	7667	7.6%	1.8%	2.7%
1992	77848	20410	6.43	1.000	6806	-11.2%	1.7%	-0.4%
1993	81447	20744	5.59	0.000	7794	14.5%	1.6%	4.6%
1994	92343	21078	7.61	0.000	8805	13.0%	1.6%	13.4%
1995	100281	21420	8.37	0.000	9193	4.4%	1.6%	8.6%
1996	102765	21768	8.66	0.000	9448	2.8%	1.6%	2.5%
1997	109859	22120	8.20	0.000	9940	5.2%	1.6%	6.8%
1998	108722	22474	7.04	0.000	10575	6.4%	1.6%	-1.0%
1999	109769	22829	6.85	0.000	10950	3.5%	1.6%	1.0%
2000	113022	23185	7.16	0.000	11775	7.5%	1.6%	3.0%
2001	113226	23541	7.02	0.000	12019	2.1%	1.5%	0.2%
2002	118717	23898	6.60	0.000	12592	4.8%	1.5%	4.8%
2003	123181	24256	6.64	0.000	13286	5.5%	1.5%	3.8%
2004	128814	24614	6.64	0.000	14062	5.8%	1.5%	4.6%
2005	134674	24972	6.64	0.000	14551	3.5%	1.5%	4.5%
2006	139898	25330	6.64	0.000	15247	4.8%	1.4%	3.9%
2007	145435	25688	6.64	0.000	15978	4.8%	1.4%	4.0%

FORMULA DE PROYECCION

$$\text{Ln}(\text{VENTAS}) = \text{B1} \cdot \text{LN}(\text{PBI}) + \text{B2} \cdot \text{LN}(\text{POBLACION}) + \text{B3} \cdot \text{LN}(\text{TARIFA}) + \text{B4} \cdot \text{DUMMY_92} + \text{C}$$

B1	B2	B3	B4	C
0.5928	1.6971	-0.0594	-0.0945	-14.4868

CUADRO B-2

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG(PBI)	0.592751	0.04416	13.16008	0.00000
LOG(POBLACION)	1.697091	0.05732	29.49936	0.00000
LOG(TARIFA)	0.592751	0.01778	-3.15622	0.00550
DUMMY_92	-0.094550	0.02287	-4.22802	0.00050
C	-14.486848	0.49853	-28.68145	0.00000
R-squared	0.99535	Mean dependent var		9.02482
Adjusted R-squared	0.99431	S.D. dependent var		0.26351
S.E. of regression	0.01987	Akaike info criterion		-4.80945
Sum squared resid	0.00711	Schwarz criterion		-4.56261
Log likelihood	60.30871	F-statistic		962.73430
Durbin-Watson stat	1.64045	Prob(F-statistic)		0.00000

CUADRO B3

PROYECCION ECONOMETRICA DE VENTAS DE ENERGIA DEL SEIN

Año	LN(Ventas)	C	LN(PBI)	LN(POB)	LN(TARIFA)	DUMMY 92	LN(Ventas Proyectadas)	Ventas Proyect.	% ΔVentas
1981	8.64	(14.49)	11.39	9.70	1.51	0.0000	8.6390	5648	
1982	8.69	(14.49)	11.39	9.72	1.60	0.0000	8.6710	5831	3.3%
1983	8.66	(14.49)	11.29	9.75	1.36	0.0000	8.6617	5778	-0.9%
1984	8.72	(14.49)	11.33	9.77	1.47	0.0000	8.7148	6093	5.5%
1985	8.78	(14.49)	11.35	9.79	1.44	0.0000	8.7669	6418	5.3%
1986	8.86	(14.49)	11.47	9.81	1.42	0.0000	8.8744	7147	11.4%
1987	8.95	(14.49)	11.55	9.83	1.42	0.0000	8.9560	7754	8.5%
1988	8.96	(14.49)	11.44	9.85	1.08	0.0000	8.9497	7706	-0.6%
1989	8.88	(14.49)	11.30	9.87	0.88	0.0000	8.9078	7389	-4.1%
1990	8.87	(14.49)	11.24	9.89	1.59	0.0000	8.8642	7074	-4.3%
1991	8.94	(14.49)	11.27	9.91	1.55	0.0000	8.9122	7422	4.9%
1992	8.83	(14.49)	11.26	9.92	1.86	1.0000	8.8256	6806	-8.3%
1993	8.96	(14.49)	11.31	9.94	1.72	0.0000	8.9828	7965	17.0%
1994	9.08	(14.49)	11.43	9.96	2.03	0.0000	9.0660	8656	8.7%
1995	9.13	(14.49)	11.52	9.97	2.12	0.0000	9.1365	9288	7.3%
1996	9.15	(14.49)	11.54	9.99	2.16	0.0000	9.1763	9666	4.1%
1997	9.20	(14.49)	11.61	10.00	2.10	0.0000	9.2464	10367	7.3%
1998	9.27	(14.49)	11.60	10.02	1.95	0.0000	9.2762	10681	3.0%
1999	9.30	(14.49)	11.61	10.04	1.92	0.0000	9.3101	11049	3.4%
2000	9.37	(14.49)	11.64	10.05	1.97	0.0000	9.3511	11511	4.2%
2001	9.39	(14.49)	11.64	10.07	1.95	0.0000	9.3791	11839	2.8%
2002	9.44	(14.49)	11.68	10.08	1.89	0.0000	9.4364	12537	5.9%
2003	9.49	(14.49)	11.72	10.10	1.89	0.0000	9.4832	13137	4.8%
2004	9.55	(14.49)	11.77	10.11	1.89	0.0000	9.5346	13830	5.3%
2005		(14.49)	11.81	10.13	1.89	0.0000	9.5854	14551	5.2%
2006		(14.49)	11.85	10.14	1.89	0.0000	9.6322	15247	4.8%
2007		(14.49)	11.89	10.15	1.89	0.0000	9.6790	15978	4.8%

CUADRO B4

CARGAS ESPECIALES Y CARGAS INCORPORADAS

		2004	2005	2006	2007
Cargas Especiales Energía (GWh)	Ex-Centromin	1 074	949	976	1 028
	Shougang Hierro Perú	380	392	418	420
	Antamina	780	780	780	780
	Southern	1 485	1 520	1 561	1 634
	Cerro Verde	346	343	343	1 162
	Tintaya BHP (Incluye planta de Oxidos)	321	327	327	327
	San Rafael (MINSUR-AZANGARO60)	98	97	103	106
	Callalli	61	66	66	66
	Cementos Yura	64	68	65	71
	Ampliación Yanacocha	175	178	178	178
	Huarón	41	49	49	50
Energía total de cargas especiales (GWh)		4 826	4 769	4 865	5 822
Cargas Incorporadas Energía (GWh)	Talara	82	84	86	88
	Tumbes	79	80	82	84
	Yura-Cachimayo	188	188	241	241
	Joya, Santa Rita y Siguas (Arequipa) Tambobamba, Huancabamba	37	38	38	39
	Pucallpa	121	125	129	133
	Marsa y Horizonte		29	59	61
	Energía total de cargas incorporadas (GWh)		507	544	635
<hr/>					
Cargas Especiales Potencia (MW)	Ex-Centromin (1)	137	117	121	121
	Shougang Hierro Perú	55	60	61	61
	Antamina	100	100	100	100
	Southern	183	191	192	202
	Cerro Verde	46	46	46	156
	Tintaya BHP (Incluye planta de Oxidos)	42	43	43	43
	San Rafael (MINSUR-AZANGARO60)	12	13	14	14
	Callalli	7	8	8	8
	Cementos Yura	11	11	15	15
	Ampliación Yanacocha	20	22	22	22
	Huarón	7	7	7	7
Potencia total de cargas especiales (MW)		620	618	628	749
Cargas Incorporadas Potencia (MW)	Talara	20	21	21	22
	Tumbes	16	16	16	17
	Yura-Cachimayo	10	10	28	28
	Joya, Santa Rita y Siguas (Arequipa) Tambobamba, Huancabamba	7	8	8	11
	Pucallpa	23	24	24	24
	Marsa y Horizonte		8	8	8
	Potencia total de cargas incorporadas (MW)		76	86	105
<hr/>					
Energía total de cargas especiales e incorporadas (GWh)		5 332	5 313	5 501	6 468
Potencia total de cargas especiales e incorporadas (MW)		696	704	734	858

CUADRO B5

PROYECCION GLOBAL DE ENERGIA Y POTENCIA

ENERGIA (GWh)	2004	2005	2006	2007
Pronostico Econometrico	14 062	14 551	15 247	15 978
Venta del Distribuidor MT y BT	10 917	11 296	11 836	12 404
Pérdidas de Distribución %	8.35%	7.71%	7.07%	7.07%
GWh	995	943	900	943
Energía Entregada a Distribución (MT y BT)	11911	12240	12736	13347
Venta Facturada Distribuidor (MAT y AT)	461	477	500	524
Energía Entregada a Distribución	12372	12717	13237	13871
Pérdidas Transform. Transmis. Distribuidor %	1.80%	1.80%	1.80%	1.80%
GWh	227	234	243	255
Entrada al Nivel de Distribución	12600	12951	13480	14126
Venta Facturada Generador (MAT, AT y MT)	2684	2778	2911	3050
Salida del Nivel de Transmisión	15284	15729	16391	17176
Pérdidas de Transmisión %	6.71%	6.71%	6.71%	6.71%
GWh	1098	1130	1178	1234
Entrada al Nivel de Transmisión	16383	16859	17569	18411
Total de cargas especiales e incorporadas	5332	5313	5501	6468
Total de proyectos	-	-	-	-
Demanda asociada a la interconexión con el Ecuador ⁽¹⁾	-	223	222	221
Disminución de Pérdidas REP	(13)	(13)	(13)	(13)
Consumo Propio Centrales	326	333	346	373
TOTAL	22 027	22 714	23 624	25 459
Aporte de Refinería de la Pampilla	(67)	(80)	(80)	(80)
TOTAL SISTEMA	21 960	22 634	23 544	25 379
TOTAL COES SIN CURUMUY, SIN POECHOS	21 903	22 491	23 401	25 236

POTENCIA (MW)

Entrada al Nivel de Transmisión (GWh)	16383	16859	17569	18411
Factor de carga	76%	77%	77%	77%
Potencia	2470	2486	2590	2715
Total de cargas especiales e incorporadas	696	704	734	858
Total de proyectos	-	-	-	-
Factor de simultaneidad	91%	91%	91%	91%
Demanda asociada a la interconexión con el Ecuador ⁽¹⁾		82	82	82
Consumo Propio Centrales	49	49	51	55
Disminución de Pérdidas REP	(1)	(1)	(1)	(1)
TOTAL	3 153	3 258	3 391	3 634
Aporte de Refinería de la Pampilla	(10)	(10)	(10)	(10)
TOTAL SISTEMA	3 143	3 248	3 381	3 624
TOTAL COES SIN CURUMUY, SIN POECHOS	3 131	3 220	3 354	3 597

⁽¹⁾ Demanda estimada según metodología propuesta (Ver Anexo B2 del Informe)

**B2: DEMANDA ASOCIADA A LA INTERCONEXIÓN CON EL
ECUADOR**

DEMANDA ASOCIADA A LA INTERCONEXION CON EL ECUADOR

B2.1 ANTECEDENTES

El COES, ha presentado en anteriores Fijaciones Tarifarias la propuesta de incluir la demanda asociada a la interconexión con el Ecuador, en Base a:

- Balance Energético (Fijación de Nov 03),
- Simulación mediante modelo PERSEO de la oferta y demanda en el nodo de Machala, observando los costos marginales proyectados del Ecuador, estimado en los Estudios Energéticos de la Interconexión. (Fijación de May 04)
- Interpretación del D.S. 010-2004-EM, basada transacciones horarias de corto plazo (1 hora), sin considerar restricciones técnicas de operación.

En la fijación tarifaria de Noviembre de 2004 el OSINERG-GART utilizó un Procedimiento de cálculo para la determinación de la demanda asociada a la Interconexión con el Ecuador, dicha metodología ha sido detallada en el Anexo B del Informe OSINERG-GART/DGT N° 066A-2004 de la Fijación de la tarifa de Noviembre 2004.

Para la presente Fijación de la Tarifa el COES ha tomado conocimiento que ha sido aprobado y publicado: La Ley 28447 - Modificación de la Ley de Concesiones Eléctricas y el D.S.045-2004-EM - Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE), éste último en la sexta disposición transitoria indica que: "... Para la proyección de la demanda y oferta de los Sistemas Interconectados con el SEIN, serán completados mediante las simulación de las transacciones de corto plazo que se hubiesen producido en dichos meses. OSINERG propondrá al Ministerio para su aprobación, los Procedimiento de cálculo respectivos". Y asimismo considera que el

Procedimiento de cálculo utilizado por el OSINERG-GART para la Fijación de la tarifa de Noviembre 2004, es también aplicable a la sexta disposición transitoria del D.S. 045-2004-EM.

El COES propone correcciones a dicho Procedimiento de cálculo, específicamente en lo relacionado a la determinación de los precios de oferta de cada País, dichas correcciones se encuentran detalladas en el presente documento.

B2.2 METODOLOGÍA

La proyección de la demanda y oferta extranjeras se determinará sobre la base de la comparación de los Precios de Oferta mensuales, en los enlaces internacionales durante el año 2004, para lo cual se tomará en cuenta los datos históricos del SEIN y de los sistemas de países involucrados; entre estos datos se tienen: la curva de oferta de costos variables, costos marginales históricos, etc. La demanda así obtenida, se aplicarán como una constante para el período del estudio en aplicación al Artículo 31 del D.S. 045-2004-EM.

Así mismo, en cuanto a los requerimientos técnicos de Exportación o Importación por el enlace de la interconexión, se considera; La Compensación¹ por operación de Centrales Térmicas para efectuar el sincronismo de la Línea de Interconexión y también la operación de Centrales Térmicas para compensar reactivos.

¹ En concordancia con los procedimientos del COES SINAC, esta compensación, es la valorización de la diferencia entre el Costo Variable de la central y el Costo Marginal del sistema.

B2.3 PARÁMETROS DE CALCULO

Para el periodo de Enero a Diciembre de 2004 se utiliza lo siguiente

- Costos marginales históricos mensuales del Ecuador.
- Costos marginales históricos mensuales del Perú.
- Demanda mensual de Machala (Energía y Potencia).
- Demanda Mensual de Zorritos y Talara (Energía y Potencia).
- Factores de Pérdidas de Talara.
- Factores de Pérdidas de Machala

Es necesario indicar que los datos antes mencionados para el caso del Perú fueron obtenidos en base a los datos de la División de Transferencias del COES. Para el caso del Ecuador fueron remitidos por el CENACE mediante Oficio CENACE N° 4622 del 17.12.04.

B2.4 PROCEDIMIENTO DE CALCULO

B2.4.1 FORMACIÓN DE LOS PRECIOS DE OFERTA

a.- PARA EXPORTACION

PRECIO DE OFERTA DE PERU

1. Se determinan los costos marginales del SEIN con la influencia de la demanda de la ciudad de Machala, la cual se obtiene de una sensibilidad al costo marginal histórico, esta sensibilidad se realiza tomando como función de costo, la curva de oferta de Costos Variables de cada mes (CM').
2. Se determinan las compensaciones por sincronización (CS) y por aporte de energía reactiva (CR), las compensaciones se calculan en base a la diferencia entre el costo variable y el costo marginal.
3. Se calculan los cargos por potencia (CP) y por peajes al SPT (CSPT) para la demanda máxima de Machala en el mes correspondiente.

4. Se variabiliza lo costos totales dividiendo entre la energía mensual de Machala.

$$POE = (CM' * E_{Machala} + CS + CR + CP + CSPT) / E_{Machala}$$

PRECIO DE OFERTA DE ECUADOR

1. Se utilizan los costos marginales históricos del Ecuador (cm), del Boletín Mensual de Transacciones – Noviembre 2004.
2. Se utilizan los cargos por potencia (cp) y por peajes (cpeaje) variabilizados, tomados de la información del CENACE (Boletín Mensual de Transacciones – Noviembre 2004).

$$POI = cm + cp + cpeaje$$

b.- PARA IMPORTACIÓN

PRECIO DE OFERTA DE ECUADOR

1. Se determinan los costos marginales del Ecuador con la influencia de la demanda de Tumbes y Talara, la cual se obtiene de una sensibilidad al costo marginal histórico, esta sensibilidad se realiza tomando como función de costo la curva de oferta de Costos Variables de cada mes (cm').
2. Se utilizan los cargos por potencia (cp) y por peajes (cpeaje) variabilizados, tomados de la información del CENACE (Boletín Mensual de Transacciones – Noviembre 2004).

$$POI = cm' + cp + cpeaje$$