

000045

ANEXO B: PROYECCION DE LA DEMANDA

- B1: METODOLOGIA PROYECCION DE LA DEMANDA
- B2: PROYECCION DE LA DEMANDA Y REPRESENTACION DE DEMANDA POR BARRAS (MEDIO OPTICO)
- B3: CARTAS SUSTENTATORIAS
- B4: CARGAS INCORPORADAS, ESPECIALES Y GENERADORES AUTOPRODUCTORES (MEDIO OPTICO)

000046

**B1 : METODOLOGIA PROYECCION DE
LA DEMANDA**

.....

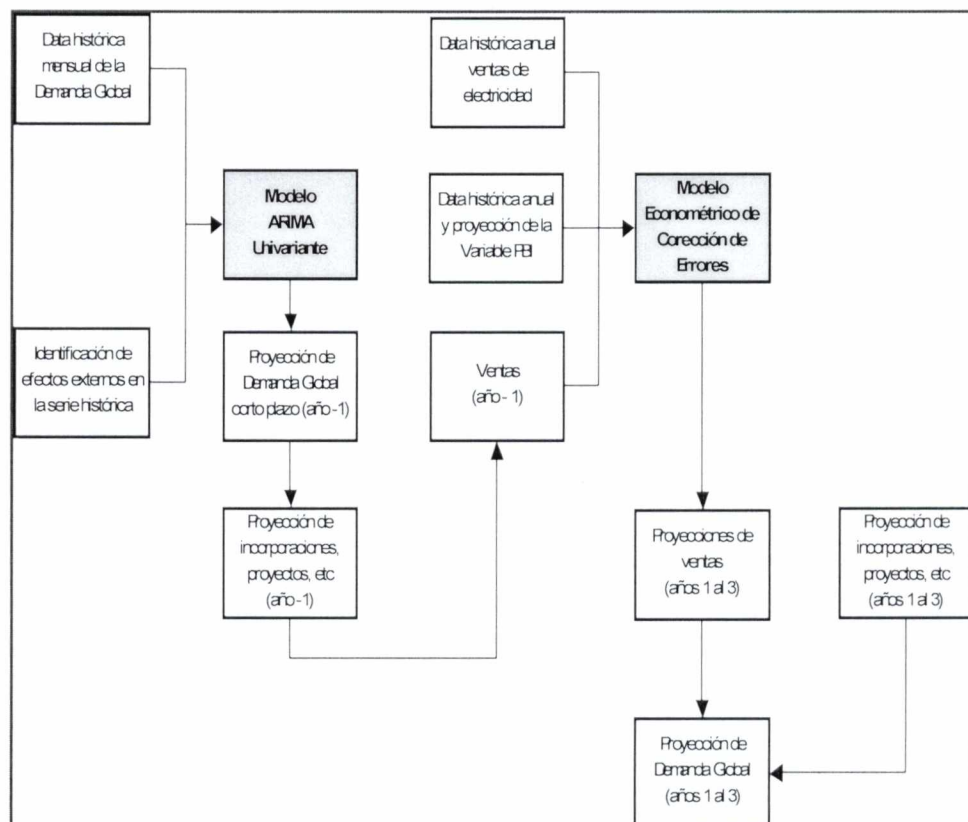
PROYECCION DE LA DEMANDA GLOBAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL Y REPRESENTACION EN BARRAS PARA LA SIMULACIÓN CON EL MODELO PERSEO

B1.1 Metodología de la Proyección de la Demanda Global.

Para el presente Estudio Tarifario se utilizó los registros de medición de energía y potencia del año 2011 y para la proyección anual se empleó el modelo econométrico de corrección errores utilizado por OSINERGMIN en la Fijación Tarifaria del año 2011.

Utilizando el modelo econométrico de corrección de errores y las series de PBI, Población y Tarifas se proyectan los valores de los años 2012-2014. Esta propuesta se encuadra bajo el esquema que se muestra en la figura B1.1 y el procedimiento desarrollado en el cuadro B1.1.

Figura B1.1
Esquema de la Propuesta del SCG del COES



Cuadro B1.1
Determinación de la Demanda Global

AÑO	Secuencia	Fórmula
2011	Demanda global del SEIN determinada por metodología ARIMA (Información estadística enero-septiembre). Luego se determina el equivalente de la demanda de ventas correspondiente.	$V_{2011} = D_{2011} - k_{2011}$
2012	Aplicación del crecimiento en diferencias de logaritmos (Año2012/Año2011) obtenido del Modelo Econométrico a las ventas del año 2012. Luego se adiciona las pérdidas, las grandes cargas, proyectos, etc. Para obtener la demanda global.	$V_{2012} = \exp(\ln(V_{2012}) + \Delta \ln_{(2012/2011)})$ $D_{2012} = V_{2012} + k_{2012}$
2013	Aplicación del crecimiento en diferencias de logaritmos (Año2013/Año2012) obtenido del Modelo Econométrico a las ventas del año 2013. Luego se adiciona las pérdidas, las grandes cargas, proyectos, etc. Para obtener la demanda global.	$V_{2013} = \exp(\ln(V_{2013}) + \Delta \ln_{(2013/2012)})$ $D_{2013} = V_{2013} + k_{2013}$
2014	Aplicación del crecimiento en diferencias de logaritmos (Año2014/Año2013) obtenido del Modelo Econométrico a las ventas del año 2014. Luego se adiciona las pérdidas, las grandes cargas, proyectos, etc. Para obtener la demanda global.	$V_{2014} = \exp(\ln(V_{2014}) + \Delta \ln_{(2014/2013)})$ $D_{2014} = V_{2014} + k_{2014}$

$D_{2011-2014}$: Demanda Global años 2011 a 2014

$V_{2011-2014}$: Ventas de los años 2011 a 2014

$K_{2011-2014}$: Pérdidas, incorporaciones, grandes cargas, proyectos, etc (años 2011 a 2014).

$\Delta \ln$: Crecimientos en diferencias de logaritmos anuales.

La proyección de las ventas del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) tiene como base la metodología desarrollada por la consultora Monenco AGRA con la especificación del Modelo Econométrico de Corrección de errores detallado en el ítem B.1.1.2 Las proyecciones del PBI fueron extraídas del informe de proyección de Cifras Macroeconómicas del Reporte de Inflación de setiembre de 2011, preparadas por El Banco Central de Reserva del Perú.

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 2011, dichos datos son recopilados de la información estadística del OSINERGMIN-GART y fueron utilizados por dicho organismo en la Regulación Tarifaria de Mayo 2011. Asimismo, para el año 2011 se estimaron las ventas del SEIN, en base a la información enviada por las empresas, información comercial del OSINERGMIN y la producción de energía del SEIN hasta setiembre de 2011.

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 mayo de 2009, los porcentajes son:

- Participación Venta Facturada Distribuidor (MT y BT) 77.74 %
- Participación Venta Facturada Distribuidor (MAT y AT) 1.38 %
- Participación Venta Facturada Generador (MAT y AT) 20.90 %

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 el COES siguiendo una tendencia de los últimos años, los mismos que están referidos a la inyección en Media Tensión.

Para estimar las pérdidas de distribución se realizó una regresión lineal considerando valores históricos de los últimos 10 años (2001 - 2010) ver cuadro B-10 con dicho detalle en anexo.

Los resultados de la proyección de los porcentajes de pérdidas de los años 2011 - 2014:

	2011	2012	2013	2014
Perdidas de Distribución (%)	7.67%	7.51%	7.36%	7.20%

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 mayo de 2011, siendo este valor 5.18% igual en todo el horizonte de estudio.

Producto Bruto Interno

Se ha efectuado una revisión y actualización del PBI en la nueva base (1994) según la proyección del Banco Central del Perú publicada en el Reporte de Inflación del mes de Setiembre de 2011.

El pronóstico del crecimiento del PBI del SEIN preparado por el Banco Central de Reserva del Perú se encuentra detallado en el anexo B2.

Población

Asimismo, se utiliza la serie población del período: 1981 – 2014 excluyendo al departamento de Tumbes debido a que la demanda de dicho departamento se representa en forma externa al modelo, en la denominada “cargas incorporadas”

Tarifa

Los valores históricos de la tarifa al cliente final para el período de 1981 – 2009 corresponden a las publicaciones de la OSINERGMIN-GART. Para el año 2010 se ha considerado la información proporcionada por OSINERGMIN-GART.

Para los próximos años (2011-2014) se ha supuesto que la tarifa mantiene una estabilidad en el valor de la tarifa estimada del año 2010 (8.20 ctvs. US\$/KWh).

B1.1.2 Formulación Econométrica de las Ventas

En el presente ESTUDIO se ha considerado el modelo econométrico de corrección de errores **con resolución anual**, utilizado por el OSINERGMIN en el proceso de Fijación Tarifaria del 2011.

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 la proyección de las ventas en el SEIN la misma que está fundamentada por las siguientes ecuaciones:

$$\text{Ln}(\text{ventas}) = c_0 + m_1 \cdot \text{Ln}(\text{Poblacion}) + m_2 \cdot \text{Ln}(\text{PBI}) + m_3 \cdot \text{Ln}(\text{Tarifas})$$

$$\text{Ln}(\text{Error}) = \text{Ln}(\text{Ventas}) - (c_0 + m_1 \cdot \text{Ln}(\text{Poblacion}) + m_2 \cdot \text{Ln}(\text{PBI}) + m_3 \cdot \text{Ln}(\text{Tarifas}))$$

$$D(\text{Ln}(\text{ventas})) = d_0 + k_1 \cdot D(\text{Ln}(\text{PBI})) + k_2 \cdot D(\text{Ln}(\text{Ventas}(-2))) + k_3 \cdot \text{Ln}(\text{Error}(-1)) + k_4 \cdot D(\text{DUMMY}_{92})$$

Donde:

$D(\text{Ln}(\text{PBI}))$: Primera diferencia del logaritmo Natural de la serie histórica del PBI.

$\text{Ln}(\text{Pob})$: Logaritmo Natural de la serie Histórica Población.

$\text{Ln}(\text{Tarifas})$: Logaritmo Natural de la serie Histórica de tarifas.

$D(\text{Dummy}_{92})$: Primera Diferencia de la variable auxiliar ficticia.

- Ln (Error) : Logaritmo Natural de la diferencia de logaritmo de ventas reales y logaritmo de ventas estimadas.
- D(Ln(Ventas)) : Primera diferencia de las ventas.

B1.1.3 Modelo Arima

En esta ocasión es necesario actualizar meses faltantes del año 2011 y se aplica el modelo ARIMA, el cual es utilizado por el COES en las programaciones mensuales de operación.

B1.2 Otras Representaciones

B1.2.1 Modelamiento de Centrales que no pertenecen al COES y no son 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-6 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.
- El aporte de la C.T. Paramonga
- El aporte de la C.H. de Yauli y Sacsamarca, incluida por OSINERGMIN desde la fijación tarifaria de mayo 2005.
- C.T. Oquendo – SdF Energía
- C.T la Pampilla
- El aporte de las centrales hidroelectricas Pias y las tipo RER.

B1.3 Resultados

Las proyecciones de ventas de energía del SEIN para el periodo 2011 - 2014, así como los correspondientes parámetros econométricos, se muestran en los cuadros B-1 al B-3.

En el cuadro B-4 se muestra las cargas incorporadas al SEIN en los últimos años los cuales 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 Pucallpa, Yura-Cahimayo, las demandas de Talara, Tumbes, las nuevas incorporaciones del sistema Bagua – Jaén, Tarapoto-Moyobamba, Bellavista y Puerto Maldonado.

En el mismo cuadro B-4 también se muestran las cargas especiales. Estas cargas corresponden a los consumos del Subsistema Ex – Centromin, Southern Copper, Shougang, Antamina, Cerro Verde y su ampliación, Tintaya, San Rafael, Cementos Yura, Yanacocha, Huarón, Callalli y Ampliación de Acreos Arequipa.

En el cuadro B-5 se incluye la demanda de nuevos proyectos, entre los cuales se tiene:

- **Proyecto de expansión de la concentradora Cuajone:** La misma que demandará del SEIN 6 MW en el 2012 y 35 MW en el 2015, con consumos de energía esperado de 50 GWh y 300 GWh respectivamente, informada por la empresa SOUTHERN COPPER y sustentada con carta s/n SCCP - 19-08-2011.
- **Proyecto de expansión de la concentradora Toquepala:** La misma que demandará del SEIN 2 MW en el 2012 y 36 MW en el 2014, con consumos de energía esperado de 17 GWh y 300 GWh respectivamente, informada por la empresa SOUTHERN COPPER y sustentada con carta s/n SCCP - 19-08-2011.
- **Proyecto Tía María:** Proyecto que demandará del SEIN 10 MW en año 2013, con una energía esperada de 83 GWh, sustentada por la empresa SOUTHERN COPPER con carta s/n SCCP - 19-08-2011.
- **Proyecto Constancia:** De acuerdo con información consignada en la Fijación Tarifaria Mayo 2011 del OSINERGMIN, este proyecto requerirá una demanda de 67 MW durante el año 2014.
- **Proyecto conga:** Este proyecto demandara del SEIN 30 MW en el 2013 y 130MW en el 2014, con energía esperada de 210 GWh y 900 GWh respectivamente, según comunicación de Yanacocha vía email del 09-09-2011.

- **Ampliación Quimpac:** De acuerdo con información consignada en la Fijación Tarifaria Mayo 2011 del OSINERGMIN, este proyecto requerirá una demanda de 26 MW a partir del año 2012.
- **Proyecto Antapacay:** Proyecto que demandara del SEIN 90 MW desde el 2012, con energía esperada de 278 GWh en el 2012 y 724 GWh a partir del año 2013, de acuerdo con Carta XSLT-469/11 - 16-08-2011.
- **Proyecto El Brocal:** De acuerdo con comunicación proporcionada por su suministrador Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. (email 09-09-2011) este proyecto tendría un consumo adicional esperado de 30.6 MW a partir del 2012.
- **Proyecto Marcobre (Mina Justa):** De acuerdo con información consignada en la Fijación Tarifaria Mayo 2011 del OSINERGMIN, este proyecto requerirá una demanda de 5 MW en el 2012 y 40 MW a partir del año 2013.
- **Proyecto Toromocho:** De acuerdo con información consignada en la Fijación Tarifaria Mayo 2011 del OSINERGMIN, este proyecto requerirá una demanda de 10 MW (2012), 15 MW (2013) y 156 MW (2014), y consumos esperados de 42 GWh, 130 GWh y 1218 GWh respectivamente.
- **Proyecto (concentrados) Cerro Verde:** Proyecto que demandara del SEIN 10 MW en el 2013 y 40 MW en el 2014, de acuerdo con carta SMCV-VL&RG-1620-2011 del 22-08-2011.
- **Proyecto Bambas:** Es preciso indicar que el titular de este proyecto envió información ilegible por lo que se considero vigente la información consignada en la Fijación Tarifaria Mayo 2011 del OSINERGMIN, en la que se aprecia que este proyecto requerirá una demanda de 70 MW en el 2014.

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 es: 1) propia empresa en mención, 2) empresa suministradora. En otros casos se consideró información de la regulación tarifaria de Mayo de 2011.

En base al modelo Econométrico de Corrección de Errores con resolución anual, se ha obtenido la proyección global de la demanda de energía y potencia para el período 2010 – 2013, que se muestra en cuadro B-6.

B1.4 Representación de la demanda por barras

B1.4.1 Información Base

- La información utilizada corresponde a la plantilla utilizada por OSINERG en la regulación tarifaria de mayo de 2010

B1.4.2 Consideraciones generales

La proyección de la demanda de energía determinada por el modelo ARIMA-Econométrico es a nivel de bornes de generación (Demanda Global Proyectada) y contiene la demanda de los distribuidores, la demanda de las grandes cargas (ventas de energía a clientes regulados y libres), las pérdidas de distribución, transformación y transmisión (longitudinales y transversales) y los servicios auxiliares de las unidades de generación. Por lo que es necesario implementar una metodología para repartir temporal y espacialmente la Demanda Global.

Para la definición de barras de carga se ha considerado la red representada en la Fijación Tarifaria de Mayo de 2011. Contiene 137 barras, de las cuales 97 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 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 a que por el modelamiento lineal de la red el modelo tarifario PERSEO no considera las pérdidas transversales 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 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 del día siguiente.

B1.4.3 Determinación de la Plantilla de distribución por Barras, Meses, Bloques.

La demanda global que se obtiene con los métodos econométricos, se debe distribuir en las diferentes barras del sistema en la “red reducida”.

La metodología considerada divide esta demanda en dos grandes rubros: la demanda residual vegetativa, y las grandes cargas. Siendo las primeras las que se distribuyen por barras mediante factores, y las grandes cargas de manera discreta a las barras respectivas.

Entonces el problema se reduce a obtener la demanda residual vegetativa por barras en la red reducida, descontando las grandes cargas que son consideradas en el modelo de demanda.

B1.4.3.1 La demanda Residual Vegetativa

La demanda residual vegetativa es aquella demanda que no considera el aporte de las grandes cargas incluidas en el modelo de demanda.

Para su obtención se procedió de la siguiente manera: Una vez obtenida la demanda total mensual de cualquier barra se descuenta la demanda de las grandes cargas que estuvieran conectadas a dicha barra. Para el presente estudio se ha utilizado la información de la División de Evaluación del COES de los años 2006/2007, en lo referente a la demanda total mensual por barras y para la demanda de la fijación tarifaria de Mayo 2008 para los años 2006/2007.

Cabe indicar que la cantidad de barras modeladas por la DEV es inferior a la “red reducida” del PERSEO, por lo cual se hicieron aproximaciones en algunas barras concentradas, asimismo la distribución por bloques y por meses.

B1.4.3.2 La demanda de las Grandes Cargas

La demanda de grandes cargas es la demanda de incorporaciones, cargas especiales, proyectos, etc. Que son considerados en el modelo de demanda. La demanda de las grandes cargas, como magnitud (GWh) se obtiene de la información retenida por la empresa o por sus suministradores o de la información de ventas del OSINERGMIN. Conociendo la magnitud de cada una de ellas, procede a colocarlas en las barras respectivas.

Asimismo cabe indicar que también se debe considerar el descuento por barras, las grandes cargas que son proyectadas dentro del total vegetativo y que luego son descontadas y ubicadas en sus barras correspondientes, tales como: La refinería de Cajamarquilla, Aceros Arequipa, Quimpaq, Perú Bar, entre otras.

Para cada una de las grandes cargas con la información remitida por las empresas (medidores), se obtienen los factores de distribución mensual y por bloques, asimismo no es necesario obtener la distribución espacial puesto que cada grande carga tiene una ubicación específica.

Una vez obtenida la demanda residual vegetativa, por barras se procede a calcular sus factores de su factor de distribución espacial y tasas de crecimiento por zonas.

B1.4.3.4 Utilización de la plantilla de distribución

La distribución de la demanda global proyectada, se realiza sobre la plantilla de distribución anual para los consumos vegetativos, y de manera puntual para las grandes industrias, cargas especiales y proyectos. Cabe indicar que en la planilla no se incluye el consumo de los servicios auxiliares de las centrales hidroeléctricas, por lo que dichos consumos son internamente representados en el modelo PERSEO.

En resumen, para el presente estudio Tarifario (mayo 2012) se ha aplicado la plantilla de distribución espacial, mensual, por bloques horarios de la demanda vegetativa y el crecimiento por zonas, de la regulación tarifaria del 2011.

Separación por tipos de consumo y pérdidas

De acuerdo a la clasificación planteada en la metodología de 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 que 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 2006 y 2007).

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, estas pérdidas se han mantenido constantes el horizonte de estudio.

Las pérdidas longitudinales se estiman a través de un procedimiento iterativo que se describe en B.4.3.1 y B4.3.3.8

$$\sum_{i=1}^n D_i - \text{Pérdidas}_{\text{longitudinales}} = \text{Demanda Global}_{\text{Proyectada}} = \text{Generación}_{\text{Anual}} \text{PERSECP}$$

Donde:

D_i = Demanda en la barra i de la red reducida

B1.4.4.1 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 del total de la demanda residual vegetativa histórica.

Los factores de distribución son definidos como:

Factores de Distribución del mes i :

$$f_{dm_i} = \frac{d_{mes_i}}{D_{\text{anual}}}$$

$$f_{db_{ji}} = \frac{d_{bloque_{ji}}}{D_{mes i}}$$

Con estos factores se obtienen la demanda residual vegetativa por bloques y por meses de todo el sistema.

B1.4.4.2 Procedimiento de Distribución

Una vez distribuida la demanda residual vegetativa por bloques y por meses se procede a distribuirla por barras para ello se utiliza los factores de distribución espacial o factores de distribución por barras anteriormente detallados.

Luego con los factores de distribución mensual y por bloques horarios de las grandes cargas se distribuye la demanda de las cargas especiales, incorporaciones y proyectos, las mismas que espacialmente ya tienen definidas su ubicación.

Finalmente, la demanda anual estará conformada por los siguientes componentes:

Demanda Global Proyectada

$$= \text{Demanda Vegetativa} + \text{Cargas Especiales} + \text{Cargas Incorporadas} + \text{Proyectos} \\ + \text{Pérdidas Transversales} + \text{Pérdidas Longitudinales}$$

Por consiguiente, cada barra de carga representada en el modelo PERSEO tendrá los cinco primeros componentes de la Demanda Global Proyectada.

Las pérdidas transversales se estiman mediante formulas (detallado en B1.4.4.7) y las pérdidas longitudinales debido a que son dependientes del resultado del despacho y de la solución de la red reajustándola hasta obtener que la producción total de las centrales sea igual a la demanda global, de la siguiente manera:

Iteración 1:

$$G_0 = F_0 * D \quad (\text{La generación total es mayor a a la demanda}).$$

$$F_a = \frac{(G_o - D)}{D} \quad (\text{Se determina un factor de ajuste}).$$

Iteración 2:

$$G = (F_o + F_a) * D + P_{\text{long}}$$

Donde:

G_o : Producción resultado de la primera iteración.

G : Producción final igual a la demanda global.

D : Demanda Global.

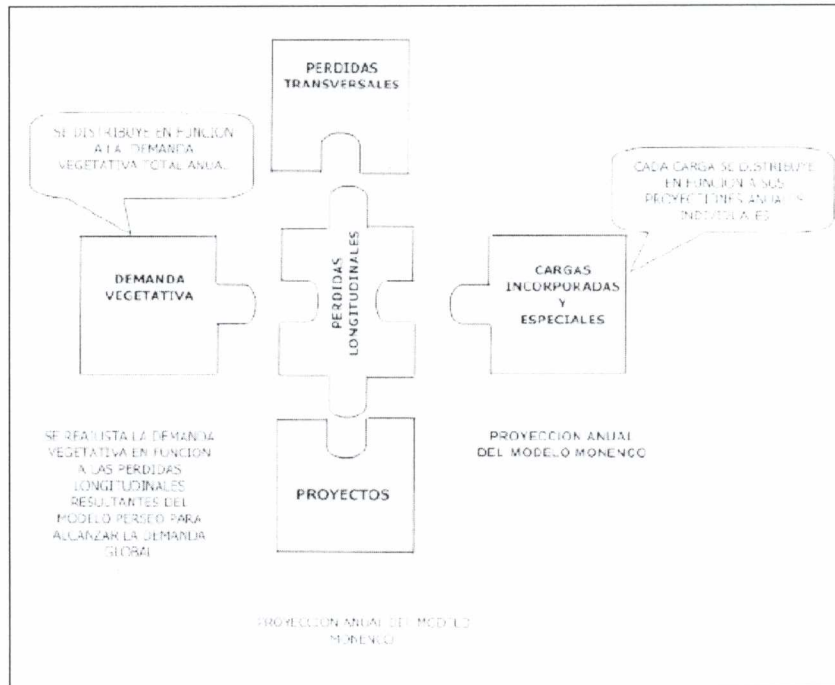
P_{long} : Pérdidas longitudinales del modelo PERSEO.

F_o : Factor de ajuste inicial de la demanda global.

F_a : Factor de ajuste de la demanda global.

A continuación se muestra en el gráfico B1.2 la composición de la demanda global y en el gráfico B1.3 el diagrama de flujo del proceso de distribución de la demanda en barras.

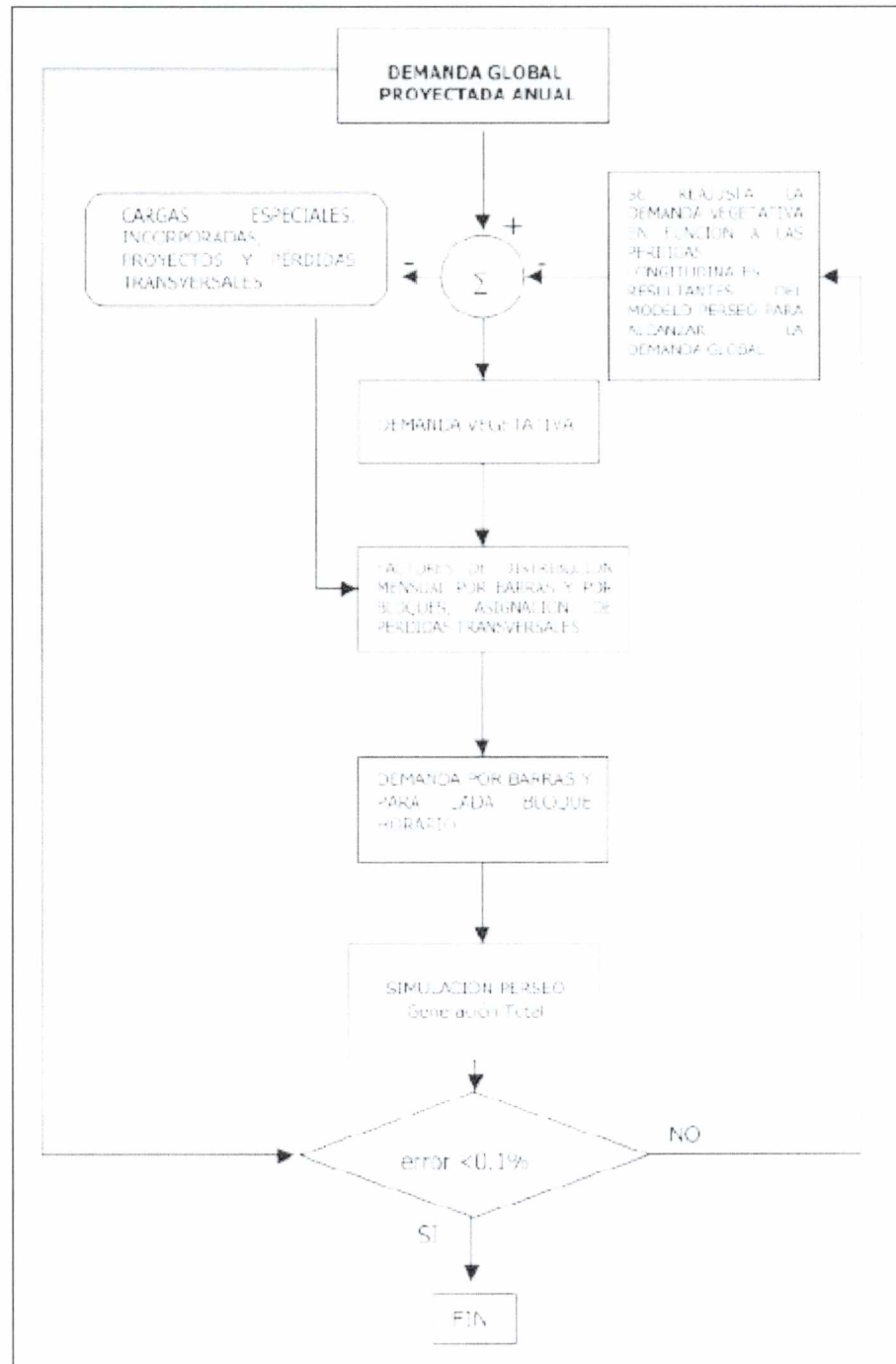
Cuadro B1.2
Composición de la demanda global anual



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 magnetico Modelo Demanda.xls). Cuyos resultados son ubicados directamente en el archivo SINAC.DEM.

Cuadro B1.3

Diagrama de Flujo del proceso de distribución de la demanda de barras



B1.4.4.3 Demanda de las cargas 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), cuya representación se explica más adelante en el numeral B4.3.5)

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

Donde:

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.

fdm_i^c = Factor de distribución por mes.

fdb_{ji}^c = Factor de distribución por bloque.

En el caso de cargas del tipo vegetativo

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

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_{ij}^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 "PROYECTOS" y "FACT_VEG" del libro Excel que realiza la distribución de la demanda global en barras (Ver archivo magnetico Modelo Demanda por Nodos.xls).

B1.4.4.5 Demanda de las cargas c en el bloque j del mes i

Cada carga especial que figura en el rubro de cargas especiales e incorporadas 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 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 Tarifas y Compensación del Sistema Secundario de Transmisión de ELECTROANDES SA.

Para el reparto de la demanda de Southern 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 (que se encuentra en southern)

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

$dSPCC_{anual}$: Demanda anual de Southern.

Los datos base y las proyecciones de este tipo de cargas se enlazan con los datos del modelo de demanda y se muestran en la hoja "BASE-2001-2-3" del libro Excel que realiza la distribución de la demanda global en barra (Ver archivo magnético Modelo Demanda.xls)

B1.4.4.6 Representación de los Proyectos

Cada proyecto tiene asignada 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 bloque.

B1.4.4.7 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 fórmula:

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

Donde:

P_T : Perdidas Transversales (MW)

G : Conductancia en derivación de la línea ($\mu\text{S}/\text{Km}$)

L : Longitud de la Línea (Km).

V : Tensión de operación de la línea (Kv).

Se determina 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 magnético Modelo Demanda.xls)

B1.4.4.8 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 "BASE-2001-2-3"

B1.4.5 Descripción del libro Excel que realiza la distribución de la demanda en barras de carga (Modelo Demanda por Nodos.xls)

El libro Excel que realiza el proceso de distribución de la demanda se encuentra asociado al libro inicial que entregó MONENCO. Se ha reducido el libro de MONENCO a 3 hojas. En concordancia con la metodología dejada por MONENCO, se desarrollaron 04 hojas, las cuales muestran: 1) Proyección econométrica, 2) Detalle de Cargas especiales e incorporaciones, 3) Detalle de proyectos y 4) Demanda Global. Las hojas adicionales realizan el proceso de distribución de la demanda en barras.

La hoja "BASE-2001-2-3" contiene el resumen (en GWh) de la información del consumo anual de las cargas especiales, incorporaciones 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 2006 y 2007.

En la hoja "FAC_VEG" se encuentra todos los factores de distribución por barras, para todas las barras con demanda vegetativa distribuidas en bloques de punta, media y base.

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 al 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.

Cuadro B1
Proyección de Ventas de Energía del SEIN

000066

Año	POBLACION	PBI	TARIFAS	Ventas	%	%	%
	Mio	Millones de S/ de 1994	Ctvs US\$/kWh	GWh	Δ Pob.	Δ PBI	Δ Ventas
1981	16322	88731	4.54	5679			
1982	16700	88440	4.93	5947	2.32%	-0.3%	4.7%
1983	17077	79801	3.91	5756	2.26%	-9.8%	-3.2%
1984	17454	82908	4.37	6114	2.21%	3.9%	6.2%
1985	17832	84853	4.23	6498	2.17%	2.3%	6.3%
1986	18213	95573	4.15	7030	2.14%	12.6%	8.2%
1987	18596	103328	4.15	7674	2.10%	8.1%	9.2%
1988	18978	93160	2.93	7762	2.05%	-9.8%	1.1%
1989	19354	80428	2.40	7180	1.98%	13.7%	-7.5%
1990	19719	76089	4.90	7126	1.89%	-5.4%	-0.8%
1991	20070	78123	4.71	7667	1.78%	2.7%	7.6%
1992	20410	77848	6.43	6806	1.69%	-0.4%	-11.2%
1993	20744	81447	5.59	7794	1.64%	4.6%	14.5%
1994	21078	92343	7.61	8805	1.61%	13.4%	13.0%
1995	21420	100281	8.37	9193	1.62%	8.6%	4.4%
1996	21768	102765	8.66	9448	1.62%	2.5%	2.8%
1997	22120	109859	8.20	9940	1.62%	6.9%	5.2%
1998	22474	108722	7.04	10575	1.60%	-1.0%	6.4%
1999	22829	109769	6.85	10950	1.58%	1.0%	3.5%
2000	23185	113022	7.16	11775	1.56%	3.0%	7.5%
2001	23541	113262	7.02	12019	1.54%	0.2%	2.1%

000067

2002	23898	119102	6.60	12592	1.52%	5.2%	4.8%
2003	24256	123748	6.64	13286	1.50%	3.9%	5.5%
2004	24614	130207	7.04	14120	1.48%	5.2%	6.3%
2005	24972	138605	7.61	15043	1.45%	6.4%	6.5%
2006	25330	149139	7.58	16452	1.43%	7.6%	9.4%
2007	25688	162547	7.41	17860	1.41%	9.0%	8.6%
2008	26046	178476	8.08	19660	1.39%	9.8%	10.1%
2009	26403	180082	8.23	20064	1.37%	0.9%	2.1%
2010	26760	195894	8.20	21706	1.35%	8.8%	8.2%
2011	27117	207843	8.20	22833	1.33%	6.1%	5.2%
2012	27473	219482	8.20	24230	1.31%	5.6%	6.1%
2013	27834	232432	8.20	25782	1.31%	5.9%	6.4%
2014	28199	246145	8.20	27492	1.31%	5.9%	6.6%

000068

Cuadro B2
MODELOS ECONOMETRICOS

Ecuación de Error

$$\text{Ln Ventas} = C + B1 * \text{Ln(Poblacion)} + B2 * \text{Ln(PBI)} + B3 * \text{Ln(Tarifas)}$$

Cuadro B-2^a

Dependent Variable: LOG(VENTAS)				
Method: Least Squares				
Date: 11/09/11 Time: 10:24				
Sample (adjusted): 1981 2011				
Included observations: 31 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-15.348380	0.45445	-33.77353	0.00000
LOG(PBI)	0.723160	0.02977	24.28837	0.00000
LOG(TARIFAUS)	-0.079315	0.02076	-3.82107	0.00070
LOG(POB)	1.636330	0.06771	24.16672	0.00000
R-squared	0.99701	Mean dependent var		9.22767
Adjusted R-squared	0.99668	S.D. dependent var		0.42443
S.E. of regression	0.02446	Akaike info criterion		-4.46348
Sum squared resid	0.01616	Schwarz criterion		-4.27845
Log likelihood	73.18389	Hannan-Quinn criter.		-4.403
F-statistic	3001.35000	Durbin-Watson stat		1.97726
Prob(F-statistic)	0.00000			

Ecuación de Corrección de Error

$$D\ln \text{ Ventas} = B1 * D(\ln(\text{PBI})) + B2 * D(\ln(\text{Ventas}(-2))) + B2 * D(\text{DUMMY}_{92}) + C + \text{AR}(1)$$

Cuadro B-2b

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.035429	0.00544	6.51561	0.00000
DLOG(PBI)	0.592528	0.06608	8.96685	0.00000
DLOG(VENTAS(-2))	-0.148112	0.06945	-2.13267	0.04380
LOG(VENTAS(-1))-(-15.34838+0.72316*LOG(PBI(-1))-	-0.464159	0.22113	-2.09908	0.04700
0.079315*LOG(TARIFAUS(-1))+1.636330*LOG(POB(-1)))	-0.091176	0.01957	-4.65839	0.00010
D(D92)				
R-squared	0.88743	Mean dependent var	0.04921	
Adjusted R-squared	0.86786	S.D. dependent var	0.05246	
S.E. of regression	0.01907	Akaike info criterion	4.92095	
Sum squared resid	0.00836	Schwarz criterion	4.68306	
Log likelihood	73.89333	Hannan-Quinn criter.	4.84823	
F-statistic	45.33066	Durbin-Watson stat	2.07774	
Prob(F-statistic)	0.00E+00			

000070

Cuadro B3
PROYECCION ECONOMETRICA DE ENERGIA DEL SEIN

AÑOS	Ln (POBLACION)	Ln (PBI)	Ln (TARIFAS)	Dummy	Ln (VENTAS)	D(Ln(Ventas))
1981	9.70	11.39	1.51	0	8.64	
1982	9.72	11.39	1.60	0	8.69	
1983	9.75	11.29	1.36	0	8.66	
1984	9.77	11.33	1.47	0	8.72	0.049
1985	9.79	11.35	1.44	0	8.78	0.054
1986	9.81	11.47	1.42	0	8.86	0.099
1987	9.83	11.55	1.42	0	8.95	0.085
1988	9.85	11.44	1.08	0	8.96	-0.027
1989	9.87	11.30	0.88	0	8.88	-0.044
1990	9.89	11.24	1.59	0	8.87	0.020
1991	9.91	11.27	1.55	0	8.94	0.031
1992	9.92	11.26	1.86	1	8.83	-0.078
1993	9.94	11.31	1.72	0	8.96	0.168
1994	9.96	11.43	2.03	0	9.08	0.095
1995	9.97	11.52	2.12	0	9.13	0.032
1996	9.99	11.54	2.16	0	9.15	0.030
1997	10.00	11.61	2.10	0	9.20	0.070
1998	10.02	11.60	1.95	0	9.27	0.029
1999	10.04	11.61	1.92	0	9.30	0.035
2000	10.05	11.64	1.97	0	9.37	0.053
2001	10.07	11.64	1.95	0	9.39	0.031
2002	10.08	11.69	1.89	0	9.44	0.056
2003	10.10	11.73	1.89	0	9.49	0.056
2004	10.11	11.78	1.95	0	9.56	0.058
2005	10.13	11.84	2.03	0	9.62	0.064
2006	10.14	11.91	2.03	0	9.71	0.069
2007	10.15	12.00	2.00	0	9.79	0.080
2008	10.17	12.09	2.09	0	9.89	0.087
2009	10.18	12.10	2.11	0	9.91	0.034
2010	10.19	12.19	2.10	0	9.99	0.074
2011	10.21	12.24	2.10	0	10.04	0.071
2012	10.22	12.30	2.10	0	10.10	0.059
2013	10.23	12.36	2.10	0	10.16	0.062
2014	10.25	12.41	2.10	0	10.22	0.064

000071

Cuadro B4

CARGAS ESPECIALES Y CARGAS INCORPORADAS

CARGAS ESPECIALES (GWh)	2011	2012	2013	2014
ELECTROANDES	802	1122	1441	1411
SHOUGESA	467	547	1049	1116
ANTAMINA	1011	1011	1011	1011
SOUTHERN	1670	1670	1670	1670
CERRO VERDE	460	460	460	460
TINTAYA BHP	308	308	308	308
SAN RAFAEL (MINSUR - AZANGARO 60)	109	110	165	167
CALLALI	131	131	131	131
CEMENTOS YURA	198	244	244	244
YANACOCHA (nuevo)	456	456	456	456
HUARON	62	61	63	65
CERRO VERDE (socabaya)	956	994	1017	1017
CERRO CORONA (Soc. Minera Corona-Cajamarca)	151	151	151	151
AMPLIACION DE ACEROS AREQUIPA	150	205	232	654
AMPLIACION DE CAJAMARQUILLA	708	725	764	818
BAYOVAR(Miski Mayo)	102	150	166	183

Total Cargas Especiales	7741	8344	9328	9862
--------------------------------	-------------	-------------	-------------	-------------

CARGAS INCORPORADAS (GWh)	2011	2012	2013	2014
Talara	121	124	127	130
Tumbes	136	138	141	144
Yura-Cachimayo	188	174	188	173
Joya, San Camilo y Siguas (Arequipa)	52	55	58	58
Pucallpa	249	259	270	281
Bagua - Jaen	15	17	19	19
Tarapoto- Moyobamba y Bellavista	206	253	269	269
Puerto Maldonado	55	58	61	64

Total Cargas Incorporadas	1023	1079	1133	1138
----------------------------------	-------------	-------------	-------------	-------------

CARGAS ESPECIALES (MW)	2011	2012	2013	2014
ELECTROANDES	93	125	156	152
SHOUGESA	50	60	128	137
ANTAMINA	130	135	135	135
SOUTHERN	207	207	207	207
CERRO VERDE	60	60	60	60
TINTAYA BHP	40	40	40	40
SAN RAFAEL (MINSUR - AZANGARO 60)	15	15	21	21
CALLALI	25	25	25	25
CEMENTOS YURA	23	24	24	24
YANACOCHA (nuevo)	72	72	72	72
HUARON	10	10	10	10
CERRO VERDE (NUEVO)	125	130	137	137
CERRO CORONA (Soc. Minera Corona-Cajamarca)	18	18	18	18
AMPLIACION DE ACEROS AREQUIPA	6	21	26	31
AMPLIACION DE CAJAMARQUILLA	41	41	41	41
BAYOVAR(Miski Mayo)	13	20	22	24

000072

CARGAS INCORPORADAS (MW)	2011	2012	2013	2014
Talara	25	25	26	26
Tumbes	25	25	26	26
Yura-Cachimayo(24 MW-HFP y 9 MW-HP)	10	10	10	10
Joya, Santa Rita y Siguas (Arequipa)	15	15	15	15
Pucallpa	39	41	43	44
Bagua - Jaen	2	2	2	2
Tarapoto- Moyobamba y Bellavista	41	50	55	55
Puerto Maldonado	9	9	10	10
Total Cargas Espec. e Incorporadas	1094	1180	1307	1324

000073

**Cuadro B5
PROYECTOS**

Incrementos de Potencia en MW	2011	2012	2013	2014
Expansión de la concentradora Cujone		6		
Expansión de la concentradora Toquepala		2		34
Expansión de la Fundicion de Ilo y refineria de cobre				
Proyecto Tia Maria			10	
Proyecto Constancia				67
Proyecto Conga		5	25	100
Proyecto Galeno				
Ampliacion Quimpac		26		
Antapacay		90		
Ampliacion Brocal		31		
Marcobre (Mina Justa)		5	35	
Proyecto Magistral				
Ampliación Siderperú				
Proyecto Toromocho		10	15	131
Proyecto (Concentrados) Cerro Verde			10	30
Proyecto Bambas				70

Potencia Acumulada en MW				
Expansión de la concentradora Cujone	-	6	6	6
Expansión de la concentradora Toquepala	-	2	2	36
Expansión de la Fundicion de Ilo y refineria de cobre	-	-	-	-
Proyecto Tia Maria	-	-	10	10
Proyecto Constancia	-	-	-	67
Proyecto Conga	-	5	30	130
Proyecto Galeno	-	-	-	-
Ampliacion Quimpac	-	26	26	26
Antapacay	-	90	90	90
Ampliacion Brocal	-	31	31	31
Marcobre (Mina Justa)	-	5	40	40
Proyecto Magistral	-	-	-	-
Ampliación Siderperú	-	-	-	-
Proyecto Toromocho	-	10	25	156
Proyecto (Concentrados) Cerro Verde	-	-	10	40
Proyecto Bambas	-	-	-	160
Suma Proyectos	0	164	234	435
Suma Total Esperada	0	164	249	589

Energía en GWh				
Expansión de la concentradora Cujone	-	50	50	50
Expansión de la concentradora Toquepala	-	17	17	300
Expansión de la Fundicion de Ilo y refineria de cobre	-	-	-	-
Proyecto Tia Maria	-	-	83	83
Proyecto Constancia	-	-	-	379
Proyecto Conga	-	38	210	900
Proyecto Galeno	-	-	-	-
Ampliacion Quimpac	-	28	105	214
Antapacay	-	278	725	725
Ampliacion Brocal	-	143	268	268
Marcobre (Mina Justa)	-	39	315	315
Proyecto Magistral	-	-	-	-
Ampliación Siderperú	-	-	-	-
Proyecto Toromocho	-	42	130	1.218
Proyecto (Concentrados) Cerro Verde	-	-	39	158
Proyecto Bambas	-	-	-	171
Suma Total	0	635	1944	4782

000074

Cuadro B6
PROYECCION GLOBAL DE ENERGIA Y POTENCIA

Energía en GWh	2011	2012	2013	2014
Pronóstico Econométrico	22833	24230	25782	27492
Venta del Distribuidor MT y BT	17745	18831	20037	21366
Pérdidas de Distribución %	7.67%	7.51%	7.36%	7.20%
GWh	1474	1530	1591	1658
Energía Entregada a Distribución (MT y BT)	19220	20361	21629	23024
Venta Facturada Distribuidor (MAT y AT)	316	335	357	380
Energía Entregada a Distribución	19535	20696	21985	23404
Pérdidas Transform. Transmis. Distribuidor %	1.84%	1.84%	1.84%	1.84%
GWh	367	388	413	439
Entrada al Nivel de Distribución	19902	21084	22398	23843
Venta Facturada Generador (MAT, AT y MT)	4772	5064	5389	5746
Salida del Nivel de Transmisión	24674	26148	27786	29589
Pérdidas de Transmisión %	5.18%	5.18%	5.18%	5.18%
GWh	1347	1428	1517	1616
Entrada al Nivel de Transmisión	26022	27576	29304	31205
ELECTROANDES	802	1122	1441	1411
SHOUGESA	467	547	1049	1116
ANTAMINA	1011	1011	1011	1011
SOUTHERN	1670	1670	1670	1670
CERRO VERDE	460	460	460	460
TINTAYA BHP	308	308	308	308
SAN RAFAEL (MINSUR - AZANGARO 60)	109	110	165	167
CALLALJ	131	131	131	131
CEMENTOS YURA	198	244	244	244
YANACOCHA (nuevo)	456	456	456	456
HUARON	62	61	63	65
CERRO VERDE (socabaya)	956	994	1017	1017
CERRO CORONA (Soc. Minera Corona-Cajamarca)	151	151	151	151
AMPLIACION DE ACEROS AREQUIPA	150	205	232	654
AMPLIACION DE CAJAMARQUILLA	708	725	764	818
BAYOVAR(Miski Mayo)	102	150	166	183
Total Cargas Especiales	7741	8344	9328	9862
Talara	121	124	127	130
Tumbes	136	138	141	144
Yura-Cachimayo	188	174	188	173
Jova, San Camilo y Siguan (Arequipa)	52	55	58	58
Pucallpa	249	259	270	281
Bagua - Jaen	15	17	19	19
Tarapoto- Moyobamba y Bellavista	206	253	269	269
Puerto Maldonado	55	58	61	64
Total Cargas Incorporadas	1023	1079	1133	1138
Industrias y Proyectos	0	635	1944	4782
Consumo Propio Centrales	522	565	626	705
Interconexión Perú-Ecuador	0	0	0	0
Disminución de Pérdidas REP	-13	-13	-13	-13
TOTAL SISTEMA	35294	38185	42321	47678
CH Shima	0.0	-8.2	-32.9	-32.9
CT Oquendo SdF Energia	-232.7	-233.1	-232.3	-245.6
CH Yauli y Sacsamarca	-6.6	-6.6	-6.6	-6.6
CT La Pampilla	-75.0	-75.0	-75.0	-75.0
CT Paramonga	-107.6	-115.0	-115.0	-115.0
CT Atocongo	-38.5	-34.0	-45.0	-45.0
CH Pias I	0.0	-75.2	-82.0	-82.0
CT Huaycoloro (Biomasa)	-4.9	-29.3	-29.3	-29.3
CE Marcona (Eolica)	0.0	-12.4	-148.4	-148.4
CE Cupisnique (Eolica)	0.0	-151.5	-303.0	-303.0
CE Talara (Eolica)	0.0	-59.8	-119.7	-119.7
CS Panamericana (Solar)	0.0	-25.3	-50.7	-50.7
CS Majes (Solar)	0.0	-18.8	-37.6	-37.6
CS Reparticion (Solar)	0.0	-18.7	-37.4	-37.4
CS Tacna (Solar)	0.0	-23.6	-47.2	-47.2
CH Punaamarca	-7.5	-9.0	-9.0	-9.0
CH Chancay	0.0	0.0	-143.0	-143.0
CT Tablazo	-18.5	-222.1	-222.1	-222.1
CT Illapu	-10.4	-124.8	-124.8	-124.8
CH Manta	0.0	0.0	-85.0	-127.5
TOTAL SIN AUTOPRODUCTORES	34792	36943	40375	45676
8.2%	6.2%	9.3%	13.1%	
TOTAL COES + RER	35174	37995	42112	47469

000075

Potencia en MW

Entrada a nivel de Transmisión	26022	27576	29304	31205
Factor de carga	75.3%	75.3%	75.3%	75.3%
Potencia	3944	4179	4441	4729
ELECTROANDES	93	125	156	152
SHOUGESA	50	60	128	137
ANTAMINA	130	135	135	135
SOUTHERN	207	207	207	207
CERRO VERDE	60	60	60	60
TINTAYA BHP	40	40	40	40
SAN RAFAEL (MINSUR - AZANGARO 60)	15	15	21	21
CALLALI	25	25	25	25
CEMENTOS YURA	23	24	24	24
YANACOCCHA (nuevo)	72	72	72	72
HUARON	10	10	10	10
CERRO VERDE (NUEVO)	125	130	137	137
CERRO CORONA (Soc. Minera Corona-Cajamarca)	18	18	18	18
AMPLIACION DE ACEROS AREQUIPA	6	21	26	31
AMPLIACION DE CAJAMARQUILLA	41	41	41	41
BAYOVAR(Miski Mayo)	13	20	22	24
Talara	25	25	26	26
Tumbes	25	25	26	26
Yura-Cachimayo(24 MW fuera de punta y 9 MW en punta)	10	10	10	10
Joya. Santa Rita y Siguas (Arequipa)	15	15	15	15
Pucallpa	39	41	43	44
Bagua - Jaen	2	2	2	2
Tarapoto- Moyobamba y Bellavista	41	50	55	55
Puerto Maldonado	9	9	10	10
Total Cargas Espec. e Incorporadas	1094	1180	1307	1324
	1268	1419	1450	
Total Industrias y Proyectos	0	164	249	589
	42	283	499	
Factor de simultaneidad	91%	91%	91%	91%
Consumo Propio Centrales	79	86	95	107
Interconexión Perú-Ecuador	0	0	0	0
Disminución de Pérdidas REP	-1	-1	-1	-1
TOTAL SISTEMA	5012	5480	5943	6567
	5121	5726	6221	
CH Shima	0.0	-5.0	-5.0	-5.0
CT Oquendo SdF Energia	-29.4	-29.4	-29.4	-29.4
CH Yauli y Sacamarca	-1.0	-1.0	-1.0	-1.0
CT La Pampilla	-9.0	-9.0	-9.0	-9.0
CT Paramonga	-23.0	-23.0	-23.0	-23.0
CT Atocongo	-37.5	-37.5	-37.5	-37.5
CH Pias I	0.0	-12.5	-12.5	-12.5
CT Huacoloro (Biomasa)	-4.4	-4.4	-4.4	-4.4
CE Marcona (Eolica)	0.0	-32.0	-32.0	-32.0
CE Cupisnique (Eolica)	0.0	-80.0	-80.0	-80.0
CE Talara (Eolica)	0.0	-30.0	-30.0	-30.0
CS Panamericana (Solar)	0.0	-20.0	-20.0	-20.0
CS Majes (Solar)	0.0	-20.0	-20.0	-20.0
CS Reparicion (Solar)	0.0	-20.0	-20.0	-20.0
CS Tacna (Solar)	0.0	-20.0	-20.0	-20.0
CH Pumamarca	-1.8	-1.8	-1.8	-1.8
CH Chancay	0.0	0.0	-19.2	-19.2
CT Tablazo	-29.0	-29.0	-29.0	-29.0
CT Illapu	-15.0	-15.0	-15.0	-15.0
CH Manta	0.0	0.0	-19.8	-19.8
TOTAL SIN AUTOPRODUCTORES	4862	5090	5515	6138
	6.7%	4.7%	8.3%	11.3%
TOTAL COES + RER	4965	5432	5896	6519

000076

B3: CARTAS SUSTENTATORIAS

.....

000079

PROYECCION DE LA DEMANDA DE SOUTHERNPERU

Proyección de la demanda de energía
2011 a 2023

AÑO	MAX DEMANDA MW	MWH	OBSERVACIONES	FACTOR DE CARGA (%)	%PROB
2011	207	1,670,000		92	100%
2012	215	1,737,000	- Trabajos de construcción civil ampliación de la Concentradora Toquepala HPGR Cuajone	92	100%
2013	227	1,837,000	- Pallas y perforadoras en la mina de Tia Maria, ampliación de la Concentradora Toquepala	92	100%
2014	263	2,137,000	- Ampliación de la Concentradora Toquepala	93	100%
2015	405	3,327,000	- Ampliación de la Concentradora Cuajone, ampliación de la Concentradora Toquepala, Proyecto Tia Maria	94	Cuaj 20%, Toq 100%, T.Mar 100%
2016	508	4,184,000	- Concentradora los Chancas, ampliación de la Fundición y Refinería	94	10%
2017	508	4,184,000		94	-
2018	508	4,184,000		94	-
2019	508	4,184,000		94	-
2020	523	4,309,000	- Planta Leste en los Chancas	94	10%
2021	523	4,309,000		94	-
2022	523	4,309,000		94	-
2023	523	4,309,000		94	-

000080

FICHA DE INFORMACIÓN No D1
PROYECCIÓN DE DEMANDA

1.0 ASPECTOS GENERALES:

1.1 Nombre de la carga/ampliación o proyecto
EXPANSIÓN DE LA CONCENTRADORA DE CUAJONE

1.2 Empresa propietaria
SOUTHERNPERU COPPER CORPORATION

1.3 Ubicación de la carga/ampliación o proyecto

Departamento	Provincia	Distrito	Coord. UTM
MOQUEGUA	MARISCAL NIETO	TORATA	

1.4 Actividad a desarrollar
PROCESAR A 120 MIL TONELADAS DE MATERIAL MINERALIZADO POR DIA

1.5 Descripción del proyecto
1.5.1 Situación actual (estado del proyecto)
FACTIBILIDAD

1.5.2 Etapas y su estado de avance

ETAPAS		ESTADO
PRE-INVERSION	Título (Petitorio)	
	Exploración	
INVERSION	Estudio de Factibilidad	X
	Financiamiento	
	Ingeniería	
OPERACION	Construcción	
	Puesta en marcha	

2.0 ASPECTOS TECNICOS:

2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Item	Toneladas métricas (TM)	Energía (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Mineral extraído			

2.2 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	SUBESTACION DE BOTIFLACA
Nivel de tensión	13.8 y 6.9 KV
Empresa Suministradora de Electricidad	ENERSUR

2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

2.4.1 Proyección de Demanda en Escenario Base

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2011					
2012	50	6	6		100
2013					
2014					
2015	300	35	35		20
2016					
2020					

2.4 Factor de Potencia estimado: ENTRE 0.5 A 0.95

2.5 Equipos de compensación reactiva

Inductivo	MVAR	Capacitivo	MVAR
-----------	------	------------	------

2.6 Cronograma de ejecución (Referencial)

Item	Actividad	2013	2014	2015	2016	2020
1	Estudio de Ingeniería	x	x	x		
2	Financiamiento					
3	Construcción		x	x		
4	Producción			x		

3 COMENTARIOS:

Notas

- (1) HP = Hora punta de 1500 a 2000 horas; HFP = hora fuera de punta, de 1500 a 19:00 y de 20:00 a 23:00 horas.
- (2) Probabilidad de ejecución del proyecto en la fecha estimada.
- (3) Con referencia a los requisitos marca la respectiva (X) en el Estado de Situación del Proyecto, indicando (NR) en caso de ser necesario para el proyecto.

FICHA DE INFORMACION No D1
PROYECCION DE DEMANDA

000081

ASPECTOS GENERALES

1.1	Nombre de la carga/ampliación o proyecto	EXPANSION DE LA CONCENTRADORA DE TOQUEPALA
1.2	Empresa propietaria	SOUTHERN COPPER CORPORATION
1.3	Ubicación de la carga/ampliación o proyecto	Departamento: TACNA Provincia: JORGE BASADRE Distrito: ILABAYA Coord UTM:
1.4	Actividad a desarrollar	PROCESAR A 100 o 120 MIL TONELADAS DE MATERIAL MINERALIZADO POR DIA
1.5	Descripción de la carga/ampliación o proyecto	1.5.1 Situación actual En ingeniería

ASPECTOS TECNICOS

2.0	Indicadores: Recursos de Consumo de electricidad	Item: Mineral extraído Toneladas (TM) Energía (KWh) Consumo (KWh/TM)
2.1	Fuentes de suministro eléctrico	Subestación de conexión al SFIN SUBESTACION DE MILLSITE EN TOQUEPALA 138KV Empresa Suministradora de Electricidad: ENERSUR
2.2	Demanda Eléctrica Proyectada	2.2.1 Proyección de Demanda en Escenario Base

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW/11)	HP	Potencia (MW/11) HEP	Factor de Probabilidad
2011	17	2	2	2	100
2012	17	2	2	2	100
2013	300	36	36	36	100
2014	330	40	40	40	100
2015					
2016					
2020					

Equipos de compensación reactiva	MVAR	Inductivo	0
	MVAR	Capacitivo	0

Item	Actividad	2011	2012	2013	2014	2015
1	Estudio de Ingeniería	x	x	x	x	x
2	Financiamiento					
3	Construcción					
4	Producción					

COMENTARIOS:

NOTAS

- 1.1: Verificar punto de tensión a 200 metros del punto de conexión de la línea de transmisión.
- 1.2: Probabilidad de ejecución del proyecto en la fecha estimada.
- 1.3: Considerar a los requeridos para la ejecución (X) en el estado de Situación del Proyecto, cuando el NMI en caso de ser requerido para el proyecto.

000032

FICHA DE INFORMACIÓN N° D1
PROYECCIÓN DE DEMANDA

1.0 ASPECTOS GENERALES:

1.1 Nombre de la carga/ampliación o proyecto

PROYECTO TIA MARIA

1.2 Empresa propietaria

SOUTHERNPERU COPPER CORPORATION

1.3 Ubicación de la carga/ampliación o proyecto

Departamento	Provincia	Distrito	Coord. UTM
AREQUIPA	ISLAY	COCACHACRA	

1.4 Actividad a desarrollar

PRODUCIR 100 MIL TONELADAS METRICAS DE COBRE POR AÑO

1.5 Descripción de la carga/ampliación o proyecto

1.5.1 Situación actual

INGENIERIA DE DETALLE

1.5.2 Etapas y su estado de avance (en caso de ser Proyecto o Ampliación)

ETAPAS	Título (Petitorio)	ESTADO
PRE-INVERSION	Exploración	
	Estudio de Factibilidad	
	Financiamiento	
INVERSION	Ingeniería	X
	Construcción	X
OPERACIÓN	Puesta en marcha	

2.0 ASPECTOS TECNICOS

2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Item	Toneladas métricas (TM)	Energía (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Mineral extraído			

2.2 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	SUBESTACION DE MONTAVO
Nivel de tensión	220 KV
Empresa Suministradora de Electricidad	

2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

2.3.1 Proyección de Demanda en Escenario Base

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2011					
2012					
2013	83	10	10		100
2014					
2015	560	67	67		100
2020					

2.4 Factor de Potencia estimado

ENTRE 0.9 A 0.95

2.5 Equipos de compensación reactivo

Inductivo	MVAR	Capacitivo	MVAR

2.6 Cronograma de ejecución (Referencial)

Item	Actividad	2011	2012	2013	2014	2015
1	Estudio de Ingeniería	x	x	x	x	x
2	Financiamiento					
3	Construcción	x	x	x	x	x
4	Producción					x

3

COMENTARIOS

Notas

(1) HP - Hora punta (de 19:00 a 23:00 horas), HFP - Hora fuera de punta (de 07:00 a 19:00 y de 23:00 a 24:00 horas)

(2) Probabilidad de ejecución del proyecto en la fecha estimada

(3) Con referencia a los requisitos marcar la respectiva (X) en el Estado de Situación del Proyecto (indicar INE) en caso no se va a responder para el proyecto

FICHA DE INFORMACION No D1
PROYECCIÓN DE DEMANDA

1.0 ASPECTOS GENERALES

1.1 Nombre de la carga/ampliación o proyecto
PROYECTO LOS CHANCAS

1.2 Empresa propietaria
SOUTHERNPERU COPPER CORPORATION

1.3 Ubicación de la carga/ampliación o proyecto

Departamento	Provincia	Distrito	Coord. UTM
APURIMAC	ABANCAY	TAPAYRIHUE	

1.4 Actividad a desarrollar
EXPLOTACION DE COBRE POR CONCENTRADORA Y POR PROCESO DE LIXIVIACION

1.5 Descripción de la carga/ampliación o proyecto
1.5.1 Situación actual
ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD

1.5.2 Etapas y su estado de avance (en caso de ser Proyecto o Ampliación)

ETAPAS	Título (Petitorio)	ESTADO
PRE-INVERSION	Exploración	
	Estudio de Factibilidad	x
INVERSION	Financiamiento	
	Ingeniería	
	Construcción	
OPERACION	Puesta en marcha	

2.0 ASPECTOS TECNICOS:

2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Item	Toneladas métricas (TM)	Energía (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Mineral extraído			

2.2 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	
Nivel de tensión	
Empresa Suministradora de Electricidad	

2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

2.3.1 Proyección de Demanda en Escenario Base

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2011					
2012					
2013					
2014					
2015					
2016	710	85	85		10
2020	125	15	15		10

2.4 Factor de Potencia estimado: (NTR) (3) (A) (B)

2.5 Equipos de compensación reactiva

Inductivo	MVAR	Capacitivo	MVAR

2.6 Cronograma de ejecución (Referencial)

Item	Actividad	2013	2014	2015	2016	2020
1	Estudio de Ingeniería	X	X	X	X	
2	Financiamiento			X	X	
3	Construcción			X	X	
4	Producción				X	

3 COMENTARIOS

Notas:

- (1) HP = Hora punta, de 19:00 a 23:00 horas; HFP = Hora fuera de punta, de 06:00 a 19:00 y de 23:00 a 24:00 horas.
- (2) Probabilidad de ejecución del proyecto en la fecha estimada.
- (3) Con referencia a los requisitos, marcar la respectiva (X) en el Estado de Situación del Proyecto (NTR) en caso de no ser requerido para el proyecto.

FICHA DE INFORMACION No D1
PROYECCION DE DEMANDA

1.0 ASPECTOS GENERALES:

1.1 Nombre de la carga/ampliación o proyecto:
EXPANSION DE LA FUNDICION

1.2 Empresa propietaria:
SOUTHERNPERU COPPER CORPORATION

1.3 Ubicación de la carga/ampliación o proyecto:

Departamento	Provincia	Distrito	Coord. UTM
MOQUEGUA	ILO	PACUCHA	

1.4 Actividad a desarrollar:
FUNDIR 1.8 MILLONES DE TONELADAS DE CONCENTRADO POR AÑO

1.5 Descripción de la carga/ampliación o proyecto:
1.5.1 Situación actual:
SUSPENDIDO

1.5.2 Etapas y su estado de avance (en caso de ser Proyecto o Ampliación)

ETAPAS		ESTADO
PRE-INVERSION	Título (Petitorio)	
	Exploración Estudio de Factibilidad	X
INVERSION	Financiamiento	
	Ingeniería Construcción	
OPERACION	Puesta en marcha	

2.0 ASPECTOS TECNICOS

2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Item	Toneladas métricas (TM)	Energía (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Mineral extraído			

2.2 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	SUBESTACION DE ILO FUNDICION
Nivel de tensión	13.8kV
Empresa Suministradora de Electricidad	ENERSUR

2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

2.4.1 Proyección de Demanda en Escenario Base

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2011					
2012					
2013					
2016	82	10	10		10
2020					

2.4 Factor de Potencia estimado: ENTRE 0.9 A 0.95

2.5 Equipos de compensación reactiva

Inductivo	MVAR	0	Capacitivo	MVAR	0
-----------	------	---	------------	------	---

2.6 Cronograma de ejecución (Referencial)

Item	Actividad	2011	2012	2013	2014	2020
1	Estudio de Ingeniería					
2	Financiamiento					
3	Construcción					
4	Producción					

3 COMENTARIOS:
PROYECTO PARA SER REVISADO EN OTRA OPORTUNIDAD. QUEDA SUSPENDIDO HASTA NUEVO AVISO

Notas:

- (1) HP = Hora punta de 19:00 a 23:00 horas. HFP = Hora fuera de punta de 00:00 a 19:00 y de 23:00 a 24:00 horas.
- (2) Probabilidad de ejecución del proyecto en la fecha estimada.
- (3) Con referencia a los requisitos marcar la respectiva (X) en el Estado de Situación del Proyecto, o indicar (NR) en caso de no ser requerido para el proyecto.

FICHA DE INFORMACIÓN No D1
PROYECCIÓN DE DEMANDA

1.0 ASPECTOS GENERALES

1.1 Nombre de la carga/ampliación o proyecto
EXPANSIÓN DE LA REFINERÍA DE COBRE

1.2 Empresa propietaria
SOUTHERNPERU COPPER CORPORATION

1.3 Ubicación de la carga/ampliación o proyecto

Departamento	Provincia	Distrito	Coord. UTM
MOQUEGUA	ILO	PACOCHA	

1.4 Actividad a desarrollar
PRODUCIR A 360 MIL TONELADAS METRICAS DE CATODOS DE COBRE POR AÑO

1.5 Descripción de la carga/ampliación o proyecto
1.5.1 Situación actual
SUSPENDIDO

1.5.2 Etapas y su estado de avance (en caso de ser Proyecto o Ampliación)

ETAPAS	Título (Petitorio)	ESTADO
PRE-INVERSION	Exploración Estudio de Factibilidad	X
INVERSION	Financiamiento Ingeniería Construcción	
OPERACION	Puesta en marcha	

2.0 ASPECTOS TECNICOS:

2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Item	Toneladas métricas (TM)	Energía (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Mineral extraído			

2.2 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	SUBESTACION REFINERIA
Nivel de tensión	10KV
Empresa Suministradora de Electricidad	ENERSUR

2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

2.3.1 Proyección de Demanda en Escenario Base

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2011					
2012					
2013					
2016	65	8	8		10
2020					

2.4 Factor de Potencia estimado: ENTRE 0.95 Y 1.0

2.5 Equipos de compensación reactiva

	MVAR		MVAR
Inductivo		Capacitivo	

2.6 Cronograma de ejecución (Referencial)

Item	Actividad	2011	2012	2013	2014	2020
1	Estudio de Ingeniería					
2	Financiamiento					
3	Construcción					
4	Producción					

3 COMENTARIOS:

PROYECTO PARA SER REVISADO EN OTRA OPORTUNIDAD, QUEDA SUSPENDIDO HASTA NUEVO AVISO

Notas:

- (1) HP = Hora punta de 19:00 a 23:00 horas; HFP = Hora fuera de punta de 00:00 a 19:00 y de 23:00 a 24:00 horas.
 (2) Probabilidad de ejecución del proyecto en la fecha estimada.
 (3) Con referencia a los requisitos marcar la respectiva (X) en el Estado de Situación del Proyecto, o indicar (NR) en caso no sea requisito para el proyecto.

000086



Norsmont
Perú S.A.C.

N° NPSAC-030/2011

Lima, 02 de Febrero del 2011

Señores
OSINERGMIN
Av. Canadá 1460 San Borja
Presente.

Atención: Sr. Jaime Mendoza Gacon
Gerente

Ref.: Envío de Anexo 1 – información de proyectos mineros


Estimados señores,

Adjunto a la presente les hacemos llegar la información mencionada bajo referencia, cumpliendo con su requerimiento con Oficio N°0070-2011-GART del 24 de Enero del 2011.

Para cualquier consulta, sirvanse comunicarse con la Sra. Milagros Ramirez-Gastón al teléfono 511 - 612-2900 anexo 110.

Agradeciendo de antemano su gentil atención a la presente,

Atentamente,


NORSEMONT PÉRU S.A.C.
Catalina Vargas Torres
Gerente Administrativo

OSINERGMIN	
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria	
RECIBIDO	HORA 11:22
03 FEB 2011	
CAJ2	2011-000086
REGISTRO	EXPEDIENTE
LA RECEPCIÓN DEL DOCUMENTO NO INDICA CONFORMIDAD	

Anexo 1
CONTENIDO DE INFORMACIÓN REQUERIDA

1.0 ASPECTOS GENERALES:

1.5 Nombre del Proyecto

Constancia

1.6 Empresa Propietaria

Noisemont Perú S.A.C.

1.7 Ubicación del Proyecto

Departamento	Provincia	Distrito
Cusco	Chumbivilcas	Chamaca, Velile

1.8 Descripción del Proyecto

1.4.4 Situación Actual (Estado del Proyecto)

Estudio factibilidad concluido, EsIA aprobado

1.4.5 Etapas y su Estado de Avance

ETAPAS	ESTADO
PRE-INVERSION	
Titulo (Petitorio)	Vigente
Exploración	Proceso
Estudio Factibilidad	Concluido
INVERSIÓN	
Financiamiento	
Ingeniería	
Construcción	Fines 2011
OPERACIÓN	
Puesta en Marcha	By 2014

2.0 ASPECTOS TECNICOS:

2.7 Características Técnicas

Facilidades de Infraestructura	Existe carretera nacional cercana
Características Geográficas	Ubicada en la sierra, aprox 4,000 msnm
Tipo de Yacimiento, Operación y Volumen de Extracción	Tajo abierto
Metales a Extraer	Cu, Mo, Ag

Reservas	372 Mt
Escala de Producción	70,000 tpd
Planta de Beneficio (Proceso)	Grinding Molinero
Recuperaciones Metalúrgicas	Flotación
Leyes de Concentrado	0.79%
Radio de Concentración	22,000 hectáreas
Capacidad de Tratamiento y Producción Anual	

2.8 Demanda Eléctrica Prevista por el Propietario

Año	Consumo (MWh)	Potencia (MW)	
		HP	HFP
2014	378	66.5	66.5

2.9 Indicadores Técnicos de Consumo de Electricidad

Item	TM	MWh	KWh/TM
Mineral Extraído	371,967,100	919,800	2.4728

2.10 Fuentes de Suministro Eléctrico

Sub estación Tintay 220 kV

2.11 Demanda Eléctrica Proyectada

AÑO	GWh	MW	Probabilidad (%)
2011			
2012			
2013			
2014	378.65	66.5	100%

2.12 Cronograma de Ejecución (Referencial)

ITEM	ACTIVIDAD	2011	2012	2013	2014
1	Estudio de Ingeniería	✓			
2	Financiamiento				
3	Construcción		✓	✓	
4	Producción				✓

3.0 ASPECTO ECONÓMICOS:

3.4 Indicadores Económicos

000089

Costo de Producción	Cotizaciones Promedio	
	Metales	Precio (US\$)

3.5 Inversiones Estimadas/Periodos

Periodo (Años)	Monto de Inversión (US\$)

3.6 Aspectos Financieros

--

7.0 FACTORES QUE FAVORECEN LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO

Precio del commodity

8.0 FACTORES QUE DESFAVORECEN LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO

Falta de energía y transmisión (capacidad) en el Sur del Perú

9.0 ELEMENTOS DETERMINANTES.

1.5. ELEMENTOS	ESTADO DE SITUACION				
	En Elaboración	1.6. Presentado	En Trámite (Evaluac.)	Aprobado/Autorizado	Firmado
Estudio de Factibilidad					✓
Estudio de Impacto Ambiental para Explotación y Beneficio Minero.				✓	✓
Convenio de Estabilidad Jurídica					
Concesión de Beneficio					
Concesión de Transporte Minero y Labor General.					
Autorización de Uso Minero o Servidumbre.					
Contrato de Estabilidad Tributaria.					
Certificado de Operación Minera.					
Autorización de Uso de Agua.					
Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos.			✓		
Concesión de Transmisión Eléctrica.					
Licencia Municipal de Construcción.					
Autorización de Vertimientos.					
Autorización de Desbosque.					

000030



XSLT-469/11

Tintaya, 16 de agosto de 2011

Señor
Ing. JUAN ANTONIO ROZAS
Representante del Sub-comité de Generadores del COES
Lima 27.-

Asunto : Información para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación
Tarifaria Periodo Mayo 2012-Abril 2013
Referencia: SCG- 071-2011 - del 25 de Julio 2011

De nuestra consideración:

Es grato dirigirme a usted para saludarlo muy cordialmente y a su vez, según lo solicitado en el documento de la referencia, remitimos el requerimiento de demanda de potencia y energía del Proyecto Antapaccay, conforme el formato indicado por su Despacho.

Finalmente, agradeceré que toda información requerida sea dirigida directamente a mi representación.

Sin otro particular, hacemos propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente,



Luis Alberto Rivera Ruiz
GERENTE GENERAL.



Xstrata Tintaya S.A.
Av. San Martín 301
Vallecito, Arequipa
Peru
www.tintaya.com.pe
www.xstrata.com

000091

**SUBCOMITÉ
DE GENERADORES DEL COES**

FICHA DE PROYECTOS No 1
PROYECTOS DE DEMANDA

1.0 ASPECTOS GENERALES

1.1 Nombre del Proyecto

Antaparrá - Expansión Tiftaya

1.2 Empresa propietaria

ANTAPARRÁ S.A.

1.3 Ubicación del proyecto

Departamento	Provincia	Distrito
Cusco	Español	Antaparrá

1.4 Actividad a desarrollar

Construcción de un sistema de riego

1.5 Descripción del proyecto

1.5.1 Situación actual (Estado del Proyecto)

Construcción

1.5.2 Etapas y su estado de avance:

	ETAPAS	ESTADO
PRE INVERSIÓN	Título (Petitorio)	Finalizado
	Exploración	Finalizado
	Estudio de Factibilidad	Finalizado
INVERSIÓN	Financiamiento	Aprobado
	Ingeniería	Finalizado
	Construcción	En curso
OPERACIÓN	Puesta en marcha (mes-año)	Finalizado

2.0 ASPECTOS TÉCNICOS

2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Item	Toneladas métricas (TM)	Energía (kWh)	Consumo (kWh/TM)
Mineral extraído	11 700 000	1 250 000 000	107

2.2 Fuentes de suministro eléctrico

Subestacion de Conexion al SEIN	
Nivel de tension	
Empresa Suministradora de Electricidad	

2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

2.3.1 Proyección de Demanda en Escenario Base

Año	GWh	Potencia (MW) ⁽¹⁾		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) ⁽²⁾
		HP	HFP		
2012					
2013					
2014*					

* El consumo del 2014 es hasta abril como indica la carta SCG_071_2011

2.4 Factor de Potencia estimado:

2.5 Equipos de compensacion reactiva:

	MVar		MVar
Inductivo		Capacitivo	

2.6 Cronograma de ejecución (referencial)

Actividad	2011	2012	2013	2014	...	2020
Estudio de Ingeniería						
Financiamiento						
Construcción						
Producción						

3.0 COMENTARIOS

Ninguno.

Notas:

- (1) HP = Hora punta, de 18:00 a 23:00 horas. HFP = Hora fuera de punta, de 00:00 a 18:00 y de 23:00 a 24:00 horas.
- (2) Probabilidad de ejecución del proyecto en la fecha estimada.
- (3) Con referencia a los requisitos marcar la respectiva (X) en el Estado de Situación del Proyecto o indicar (NR) en caso no será requerido para el proyecto.

000093

From: Cesar Coronado Isasiga [mailto:Cesar.Coronado@Newmont.com]

Sent: viernes, 09 de septiembre de 2011 08:48 a.m.

To: Edgar Francisco Contreras Julcapoma

Subject: RE: Información para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria Período Mayo 2012 - Abril 2013

Estimado Ingeniero

A-junto la información indicada

slr:

Yanacocha

Cesar Coronado Isasiga

Regional Energy Manager

Minera Yanacocha SRL

Phone (51-76)58-4000 Ext. 22433

RPC: 51- 976222433

**FICHA DE PROYECTOS No 1
PROYECTOS DE DEMANDA**

1.0 ASPECTOS GENERALES:

1.1 Nombre del Proyecto:

MINAS CONGA

1.2 Empresa propietaria:

MINERA YANACOCCHA

1.3 Ubicación del proyecto

Departamento	Provincia	Distrito
CAJAMARCA	CELENDÍN	LA ENCAÑADA/HUASMÍN

1.4 Actividad a desarrollar:

EXPLOTACIÓN DE MINERALES: COBRE/PLATA/ORO

1.5 Descripción del proyecto

1.5.1 Situación actual (Estado del Proyecto):

ETAPA V

1.5.2 Etapas y su estado de avance:

ETAPAS	Título (Petitorio)	ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Exploración Estudio de Factibilidad	
INVERSIÓN	Financiamiento Ingeniería Construcción	2011-2014
OPERACIÓN	Puesta en marcha (mes-año)	último trimestre 2014

2.0 ASPECTOS TECNICOS:

2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Item	Toneladas métricas (TM)	Energía (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Mineral extraído			

2.2 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	CAJAMARCA NORTE
Nivel de tensión	220KV
Empresa Suministradora de Electricidad	PPA-KALLPA

2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

2.4.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) ⁽¹⁾		Factor de carga (%)	Probabilidad % ⁽²⁾
		HP	HFP		
2011					
2012	38	5	5	80	100
2013	210	30	30	80	100
2014	900	130	130	80	100
2015	1100	144	144	144	144
2020	1100	144	144	144	144

2.4 Factor de Potencia estimado:

2.5 Equipos de compensación reactiva

	MVAR		MVAR
Inductivo		Capacitivo	

2.6 Cronograma de ejecución (referencial)

Item	Actividad	2011	2012	2013	2014	2020
1	Estudio de Ingeniería						
2	Financiamiento						
3	Construcción	X	X	X			
4	Producción				X	X	X

3.0 COMENTARIOS:

Escenario base la rproducción comercial debe iniciarse último trimestre de 2014

Notas:

(1): HP = Hora punta, de 19:00 a 23:00 horas. HFP = Hora fuera de punta, de 00:00 a 19:00 y de 23:00 a 24:00 horas

(2): Probabilidad de ejecución del proyecto en la fecha estimada.

(3): Con referencia a los requisitos marcar la respectiva (X) en el Estado de Situación del Proyecto, o indicar (N/R) en caso no sea requerido para el proyecto.

000095

From: Walter Garcia Canaza [mailto:wgarcia@sangaban.com.pe]
Sent: viernes, 09 de septiembre de 2011 03:15 p.m.
To: Edgar Contreras
Cc: Edward Alvarez Vengoa; Gustavo Garnica Salinas
Subject: RV: INFORMACIÓN REQUERIDA POR SUBCOMITE DE GENERADORES

Estimado Edgar, mediante el presente adjunto remitimos la siguiente información:

1. Programa de Mantto 2012-2014.
2. Proyección demanda MINSUR y SOCIEDAD MINERA EL BROCAL

Disculpa la demora.

Atte,

Walter Garcia Canaza
SAN GABAN S.A.A
051-364401 anexo 321

000096

ANEXO 3: DEMANDA DE CLIENTE LIBRE PROYECTADA POR ESCENARIOS ⁽¹⁾

Año	ESCENARIO BASE				ESCENARIO PESIMISTA				ESCENARIO OPTIMISTA			
	Energía (GWh)	Potencia (MW)		Factor de carga (%)	Energía (GWh)	Potencia (MW)		Factor de carga (%)	Energía (GWh)	Potencia (MW)		Factor de carga (%)
		HP ⁽²⁾	HFP ⁽³⁾			HP ⁽²⁾	HFP ⁽³⁾			HP ⁽²⁾	HFP ⁽³⁾	
2011	140.0	16.32	17.40	95.00%	126.0	14.69	15.66	95.00%	154.0	17.95	19.14	95.00%
2012	282.7	45.06	48.04	95.00%	254.4	40.55	43.24	95.00%	311.0	49.56	52.84	95.00%
2013	415	45.06	48.04	95.00%	373.5	40.55	43.24	95.00%	456.5	49.56	52.84	95.00%
2014	415	45.06	48.04	95.00%	373.5	40.55	43.24	95.00%	456.5	49.56	52.84	95.00%

Notas:

(1) : Se debe elaborar un cuadro por cada cliente libre.

(2) : HP.- Horas Punta, de 19:00 a 23:00 horas.

(3) : HFP.- Horas Fuera de Punta, de 00:00 a 19:00 y de 23:00 a 24:00 horas.

000097

Cerro Verde

SMCV-VL&RG-1620-2011

Arequipa, 22 de agosto de 2011

SN POWER PERU S.A.
22 AGO. 2011
RECIBIDO

Ingeniero

Juan Antonio Rosas

Representante del Subcomité de Generadores del COES

Av. Victor Andrés Belaúnde N° 280, Piso N°2

San Isidro

LIMA

Referencia : Información para el Estudio de Precios en Barra para la fijación tarifaria –
Periodo Mayo 2012 – Abril 2013
Subcomité de Generadores del COES (SCG-049-2011 – 26/07/11)


En atención a su comunicación de la referencia, mediante la cual nos solicita la "INFORMACIÓN PARA EL ESTUDIO DE PRECIOS EN BARRA PARA LA FIJACIÓN TARIFARIA PERIODO MAYO 2012 – ABRIL 2013", con la presente, le alcanzamos la información relativa a los requerimientos de demanda de potencia y energía de nuestros proyectos de ampliación de Sociedad Minera Cerro Verde

Asimismo, adjuntamos, copia de la remisión del archivo electrónico a encontreas@snpower.com.pe, tal como fuera solicitado en la comunicación antes indicada

Sin otro particular, hacemos propicia la ocasión para saludarlo

Atentamente,

SOCIEDAD MINERA CERRO VERDE S.A.A.


Miluska M. Cervantes Comejo
Gerente Legal

FICHA DE PROYECTOS No 1
PROYECTOS DE DEMANDA

1.0 ASPECTOS GENERALES

1.1 Nombre del Proyecto

PAD 4B - FASE 1

1.2 Empresa propietaria

Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A

1.3 Ubicación del proyecto

Departamento	Provincia	Distrito
Arequipa	Arequipa	Uchumayo

1.4 Actividad a desarrollar

Proceso de lixiviación de cobre

1.5 Descripción del proyecto

1.5.1 Situación actual (Estado del Proyecto)

Etapa de construcción

1.5.2 Etapas y su estado de avance

ETAPAS	Título (Petitorio)	ESTADO
PRE-INVERSION	Exploración Estudio de Factibilidad	PAD 4B - FASE 1 100%
INVERSION	Financiamiento Ingeniería Construcción	90% (25% invertido y 65% por cancelar) 100% 40% avance del proyecto
OPERACION	Puesta en marcha (mes-año)	Septiembre 2012

2.0 ASPECTOS TECNICOS.

2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Item	Toneladas métricas (TM)	Energía (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Mineral extraído			

2.2 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	S.E. Cerro Verde 138kV
Nivel de tensión	138kV
Empresa Suministradora de Electricidad	Egasa

2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

2.3.1 Proyección de Demanda en Escenario Base

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%)
		HP	HFP		
2011	0	0	0	-	-
2012	39.42	5	5	90	95
2013	63.70	8	8	90	95
2014	63.70	8	8	90	95
2015	63.70	8	8	90	95
2016	63.70	8	8	90	95
2017	63.70	8	8	90	95
2018	63.70	8	8	90	95
2019	63.70	8	8	90	95
2020	63.70	8	8	90	95

2.4 Factor de Potencia estimado: 0.98

2.5 Equipos de compensación reactiva

Inductivo		Capacitivo	
MVAR		MVAR	
			2.5

2.6 Cronograma de ejecución (referencial)

Item	Actividad	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Estudio de Ingeniería	x						
2	Financiamiento	x	x					
3	Construcción	x	x					
4	Producción		x	x	x	x	x	x

3.0 COMENTARIOS:

El proceso de extracción de mineral es el mismo que viene siendo para el Pad 4 existente y que será trasladado al nuevo Pad 4B una vez entre en operación.

Notas:

- HP = demanda de potencia (kW) y HFP = demanda de potencia (MW) para el sistema.
- El factor de potencia del mineral es de 0.98.
- El consumo de energía eléctrica para el proceso de lixiviación de cobre es de 1.5 kWh/TM.

000100

-----Original Message-----
From: MACastro@xstratacopper.com.pe [mailto:MACastro@xstratacopper.com.pe]
Sent: miércoles, 31 de agosto de 2011 04:33 p.m.
To: econtreras@snpower.com.pe
Subject: Ref: Oficio No SCG_072_2011

Señor:
Juan Antonio Rozas
Subcomité de Generadores del COES

De mi mayor consideración:
La presente es para enviarle la información solicitada, para el estudio de precios de barra para la fijación tarifaria periodo mayo 2012- Abril 2013, que corresponde al proyecto minero Las Bambas.

Atte.
Maria de los Ángeles Castro
Asistente de Gerencia General Las Bambas

