

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)
- B4: CARTAS DE SOLICITUD DE INFORMACION (MEDIO OPTICO)

**B1 : METODOLOGIA PROYECCION DE
LA DEMANDA**



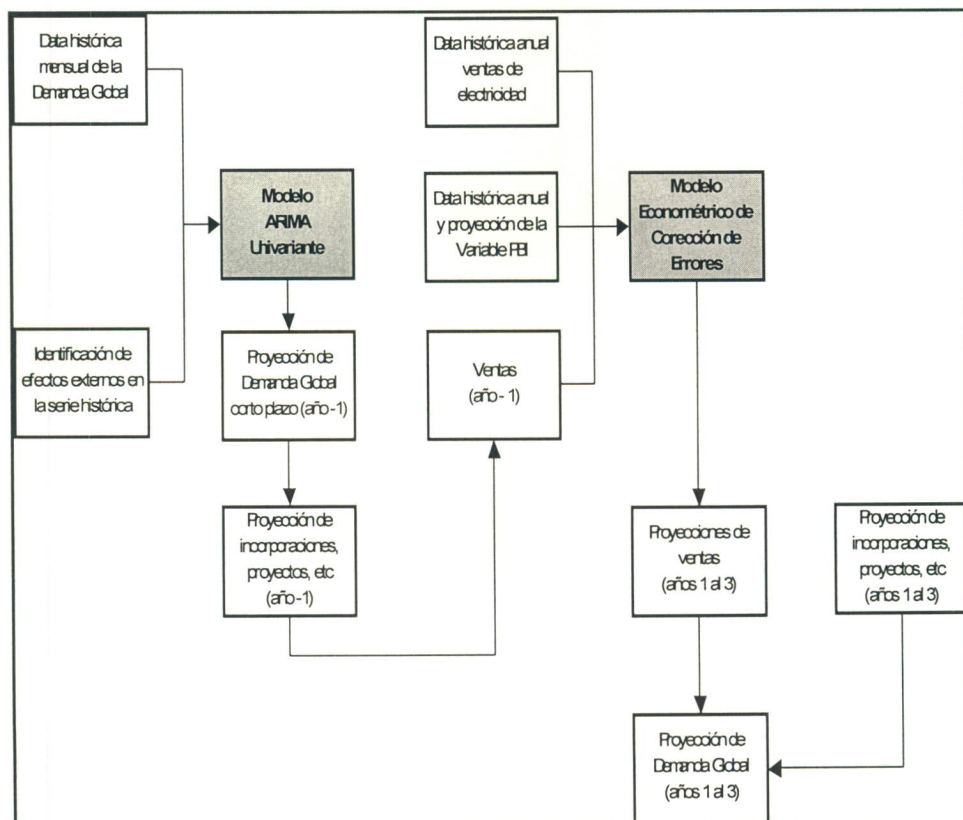
PROYECCION DE LA DEMANDA GLOBAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL Y REPRESENTACION EN BARRAS PARA LA SIMULACIÓN CON EL MODELO PERSEO

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:

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

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

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

Donde:

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

Ln(Pob) : Logaritmo Natural de la serie Histórica Población.

Ln(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

$$\sum_1^n D_i + \text{Pérdidas}_{\text{longitudinales}} = \text{Demanda Global}_{\text{Proyectada}} = \text{Generación}_{\text{Anual}} \text{PERSEOP}$$

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:

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

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

Iteración 2:

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

Donde:

G_o : Producción resultado de la primera iteración.

G : Producción final igual a la demanda global.

D : Demanda Global.

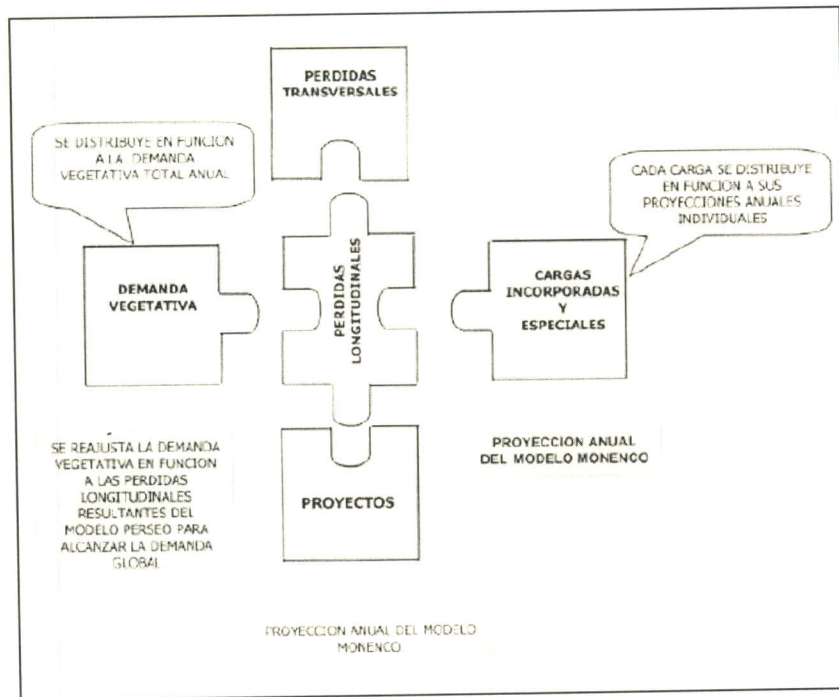
Plong : Pérdidas longitudinales del modelo PERSEO.

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.

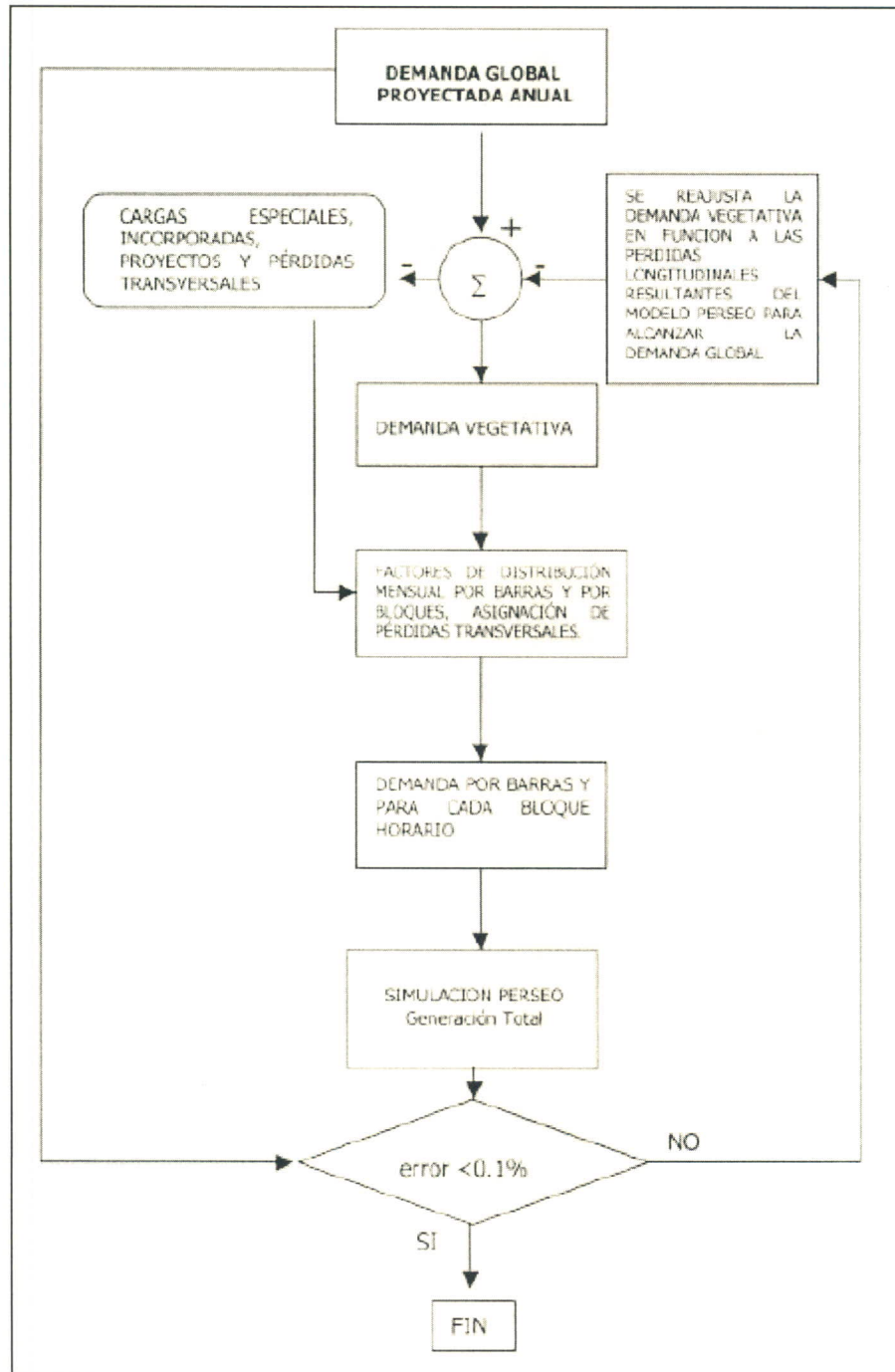
Cuadro B1.2
Composición de la demanda global anual



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 entrego 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

Año	POBLACION	PBI	TARIFAS	Ventas	% ΔPob.	% ΔPBI	% ΔVentas
	Mio	Millones de S/. de 1994	Ctvs US\$/kWh	GWh			
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%

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%

Cuadro B2
MODELOS ECONOMÉTRICOS

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

Dependent Variable: DLOG(VENTAS)				
Method: Least Squares				
Date: 11/09/11 Time: 10:26				
Sample (adjusted): 1984 2011				
Included observations: 28 after adjustments				
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			

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

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 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
----------------------------------	-------------	-------------	-------------	-------------

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

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

**Cuadro B5
PROYECTOS**

Incrementos de Potencia en MW	2011	2012	2013	2014
Expansión de la concentradora Cuajone		6		
Expansión de la concentradora Toquepala		2		34
Expansión de la Fundicion de Ilo y refinaria de cobre			10	
Proyecto Tia Maria				67
Proyecto Constancia		5	25	100
Proyecto Conga				
Proyecto Galeno		26		
Ampliacion Quimpac		90		
Antapacay		31		
Ampliacion Brocal		5	35	
Marcobre (Mina Justa)				
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 Cuajone	-	6	6	6
Expansión de la concentradora Toquepala	-	2	2	36
Expansión de la Fundicion de Ilo y refinaria 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 Cuajone	-	50	50	50
Expansión de la concentradora Toquepala	-	17	17	300
Expansión de la Fundicion de Ilo y refinaria 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

Cuadro B6
PROYECCION GLOBAL DE ENERGIA Y POTENCIA

Energía en GWh	2011	2012	2013	2014
Pronóstico Económico	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
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
Talara	121	124	127	130
Tumbes	136	138	141	144
Yura-Cachimayo	188	174	188	173
Joya, 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 Pumamarca	-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

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 Sacsamarca	-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 Huaycoloro (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 Reparticion (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

B3: CARTAS SUSTENTATORIAS



Asunto: FW: Marcobre SAC - Demanda de potencia y energia
De: Edson Vides Hidalgo Misari (edson.hidalgo@snpower.com)
Para: rolfiarcon@yahoo.com;
Cc: edgar.contreras@snpower.com;
Fecha: Martes, enero 10, 2012 12:25 P.M.

Estimado Rolfi, retransmito respuesta de Marcobre (Mina Justa).

Saludos,

Edson Hidalgo

From: Alicia Diaz [mailto:Alicia.Diaz@cstmining.com]
Sent: martes, 10 de enero de 2012 12:18 p.m.
To: Edson Vides Hidalgo Misari
Cc: Randy Davenport
Subject: Marcobre SAC - Demanda de potencia y energia

Sr. Hidalgo,

En respuesta a su carta No. SCG_005_2012, adjunto le hacemos llegar el formato con la informacion relativa a los requerimientos de demanda de potencia y energía del Proyecto Mina Justa.

Atte,

Alicia Diaz

MARCOBRE SAC

T. 617-1313

LEGAL NOTICE: The information contained in this e-mail, and any attachments to it, are for the use of the intended recipient and are confidential. If you are not the intended recipient, you must not use, commercialize, disclose, read, forward, copy or retain any of the information. If you have received this e-mail in error, please delete it and notify the sender by return e-mail or telephone on +852 28569300. CST Mining Group Limited does not warrant that any attachments are free from viruses or any other defects. You assume all liability for any loss, damage, or other consequences, which may arise from opening or using the attachments. Unless otherwise expressly stated by an authorized representative of CST Mining Group Limited, any views, opinions and other information expressed in this message and any attachments are solely those of the sender and do not constitute formal views or opinions of our organization.

SUBCOMITÉ DE GENERADORES DEL COES

FICHA DE PROYECTOS No 1 PROYECTOS DE DEMANDA

1.0 ASPECTOS GENERALES:

1.1 Nombre del Proyecto: PIAZA TUNJA

1.2 Empresa propietaria: MARGOPI

1.3 Ubicación del proyecto

Departamento	Provincia	Distrito
<u>ICA</u>	<u>NAZA</u>	<u>MARCOZ</u>

1.4 Actividad a desarrollar: Exploración

1.5 Descripción del proyecto

1.5.1 Situación actual (Estado del Proyecto): Exploración

1.5.2 Etapas y su estado de avance:

ETAPAS		ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Título (Petitorio)	<u>Exploración</u>
	Exploración	<u>Exploración</u>
	Estudio de Factibilidad	<u>Exploración</u>
INVERSIÓN	Financiamiento	<u>---</u>
	Ingeniería	<u>---</u>
	Construcción	<u>---</u>
OPERACIÓN	Puesta en marcha (mes-año)	<u>---</u>

2.0 ASPECTOS TECNICOS:

2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Item	Toneladas métricas (TM)	Energía (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Mineral extraído	<u>---</u>	<u>---</u>	<u>---</u>

2.2 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	<u>SEIN ICA</u>
Nivel de tensión	<u>220 KV</u>
Empresa Suministradora de Electricidad	<u>---</u>

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	<u>3.7</u>	<u>5,000</u>	<u>5,000</u>	<u>0.85</u>	<u>---</u>
2012	<u>3.7</u>	<u>5,000</u>	<u>5,000</u>	<u>0.85</u>	<u>---</u>
2013	<u>3.7</u>	<u>5,000</u>	<u>5,000</u>	<u>0.85</u>	<u>---</u>
2014	<u>52.0</u>	<u>70,000</u>	<u>70,000</u>	<u>0.90</u>	<u>---</u>
....	<u>52.0</u>	<u>70,000</u>	<u>70,000</u>	<u>0.90</u>	<u>---</u>
2020	<u>52.0</u>	<u>70,000</u>	<u>70,000</u>	<u>0.90</u>	<u>---</u>

2.4 Factor de Potencia estimado: ---

2.5 Equipos de compensación reactiva

	MVAR		MVAR
Inductivo	<u>---</u>	Capacitivo	<u>---</u>

2.6 Cronograma de ejecución (referencial)

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

3.0 COMENTARIOS:

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 requerido para el proyecto.

Asunto: FW: Encuesta COES - Proyectos de Demanda
De: Edson Vides Hidalgo Misari (edson.hidalgo@snpower.com)
Para: rolfiarcon@yahoo.com;
Fecha: Lunes, enero 16, 2012 3:25 P.M.

Estimado Rolfi, retransmito la información de Quimpac.
Saludos,
Edson Hidalgo

-----Original Message-----

From: ROGELIO LLANOS [mailto:RLLANOS@QUIMPAC.COM.PE]
Sent: lunes, 16 de enero de 2012 03:12 p.m.
To: Edson Vides Hidalgo Misari
Cc: JOSE ROSENBERG; MANUEL PEREZ; ELSA HUAMAN
Subject: Encuesta COES - Proyectos de Demanda

Estimado Edson:

Te adjunto la ficha de Proyectos No. 1, con la información solicitada.

Mucho te agradeceré indicarme la recepción del documento.

Atentamente,

Rogelio Llanos

(See attached file: Info a Sub Comité Generadores-Proyectos.pdf)

SUBCOMITÉ DE GENERADORES DEL COES

FICHA DE PROYECTOS No 1 PROYECTOS DE DEMANDA

1.0 ASPECTOS GENERALES:

1.1 Nombre del Proyecto: INDUSTRIA DE QUÍMICOS

1.2 Empresa propietaria: QUÍMICOS

1.3 Ubicación del proyecto:

Departamento	Provincia	Distrito
	<u>CAJAMAHA</u>	<u>ALLOA</u>

1.4 Actividad a desarrollar: Producción Químicos

1.5 Descripción del proyecto:

1.5.1 Situación actual (Estado del Proyecto): EN EJECUCIÓN SIN LICENCIAMIENTO DE TÍTULO

1.5.2 Fases y su estado de avance:

FASES	ESTADO
REINVERSIÓN Título (Petitorio) Exploración Estudio de factibilidad	
INVERSIÓN Financiamiento Ingeniería Construcción	<u>EN EJECUCIÓN</u>
OPERACIÓN Puesta en marcha (mes/año)	<u>2010-2012</u>

2.0 ASPECTOS TÉCNICOS:

2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad:

Ítem	Toneladas métricas (TM)	Energía (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Material extraído			<u>2500</u>

2.2 Fuentes de suministro eléctrico:

Subestación de conexión al SEIN	
Nivel de tensión	<u>138 KV</u>
Empresa Suministradora de Electricidad	

2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

2.3.1 Proyección de Demanda en Escenario Base

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW)		Factor de carga (%)	Probabilidad % ⁽¹⁾
		HFP			
2011					
2012					
2013	<u>180</u>	<u>14.4</u>	<u>25</u>	<u>90</u>	<u>90</u>
2014		<u>14.4</u>	<u>25</u>	<u>90</u>	<u>95</u>

2.4 Factor de potencia estimado: ≥ 0.95

2.5 Equipos de compensación reactiva:

Inductivo	<u>5.0</u>	Capacitivo	
		MVAR	

2.6 Cronograma de ejecución referencial:

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

3.0 COMENTARIOS:

Notas:

- (1) HFP: 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 23:00 horas.
- (2) Probabilidad de ejecución del proyecto en la fecha estimada.
- (3) Con referencias a los requisitos marcar la respectiva (X) en el Estado de Situación del Proyecto o indicar (NR) en caso no sea requerido para el proyecto.

Asunto: FW: Solicitud de Información del COES
De: Edson Vides Hidalgo Misari (edson.hidalgo@snpower.com)
Para: rolfialarcon@yahoo.com;
Cc: juan.lopez@snpower.com;
Fecha: Martes, enero 17, 2012 12:22 P.M.

La Comunicación de Quellaveco.

Saludos.

Edson Hidalgo

From: Barrientos E. Micaela [mailto:micaela.barrientos@angloamerican.com]
Sent: martes, 17 de enero de 2012 10:24 a.m.
To: Edson Vides Hidalgo Misari
Cc: Manuel Valverde
Subject: Solicitud de Información del COES

Ingeniero Hidalgo:

Nos llegó carta del COES (adjunto copia) pidiendo los respaldo de los consumos de energía proyectados para 2012 de nuestras demandas de consumo eléctrico entre los años 2012 y 2014.

En fecha 29 de setiembre de 2011. cumplimos con enviarle la información nuevamente solicitada. copia también adjunta. Notará que estamos informando que en esas fechas no se espera tener consumo de energía puesto que no estaremos en operaciones en esas fechas.

Como sabrá, el proyecto minero Quellaveco está en fase pre-inversional aún, a la espera de aprobaciones sociales y de permisos para poder iniciar el proceso de implementación / construcción que esperamos se inicie a fines del presente año y se extienda por 50 meses; es por esto que informamos consumo nulo (cero) de energía para los años solicitados.

Ha sido mi intención comunicarme por teléfono con ud., pero procedo de esta forma para hacerle llegar nuevamente los documentos en cuestión. Seguiré intentando comunicarme con ud.

Le agradeceré respuestas a ésta, y si lo cree necesario, estoy a su disposición para responderle cualquier consulta, abajo se muestran mis números de contacto.

Saludos cordiales

Ingeniera Civil

Micaela Barrientos

Quellaveco

Technical Project Manager P.E.



E micaela.barrientos@angloamerican.com

D +56 (2) 340 8000

M +56 (9) 6832 7767

Skype micaela.barrientos.c

COPPER BUSINESS UNIT

www.angloamerican.com

A member of the Anglo American plc group

From: Mendivil Rivas Jose

Sent: Martes, 17 de Enero de 2012 11:45

To: Barrientos E. Micaela

Cc: Valverde Ramirez, Manuel; Serpa Coda Eduardo

Subject: Peticion URGENTE de Miguel Reaño

Micaela

La Solicitud del coes sobre informacion que sustente el modelo de demanda y una tabla a llenar llega el 04 de enero y vence hoy. (ver pdf).... La carta relacionada con el consumo es la del 29 set 2011 que también adjunto.

slds

Ángelo A. Valverde

00373

1470 Avenida Guadalupe 3.A,
Calle Estrella 374
San Pedro de Macoris
D.R.

29 de setiembre 2011

VQ09 CA-11-0297

Proyecto
Eduardo Amador de Mayo
Departamento de Transmisión
CCIB



Asunto: Datos de consumo de energía del proyecto Q1 ubicado en el sitio
0119-0015

De mi consideración,

De acuerdo a su requerimiento adjunto a usted un CD con la información mensual de consumo de energía y el diagrama de carga horario. La información para el mes de agosto Q1 de 2011. Estamos considerando a la fecha el inicio del arrendamiento en Meses de Enero 2015.

Para cualquier consulta o aclaración sírbase contactar con el Ing. Wilson Valverde Gerente de Mantenimiento de Proyecto al email wvalverde@entelcom.net.do

Atentamente,

Enrique T. Valverde
Gerente de Mantenimiento de Proyectos
Tel: 809 312 0000
E-mail: enrval@entelcom.net.do
www.entelcom.net.do

Calle Estrella 374, San Pedro de Macoris
Tel: 809 312 0000 Fax: 809 312 0000

Av. 25 de Noviembre, Fundao H. 1000 E
Cajón, Centro, República Dominicana
Tel: 809 312 0000 Fax: 809 312 0000

FORMATO PARA EL ENVÍO DE INFORMACIÓN DE DEMANDA CON RESOLUCIÓN MENSUAL

FECHA: 14 de Septiembre 2011

NOMBRE DE LA CARGA	Proyecto Quellaveco
PROPIETARIO	Anglo American Peru
FECHA DE INGRESO (1)	Line 1
BARRA DE CONEXIÓN (2)	Subestación de Mantalvo
NIVEL DE TENSIÓN (kV) DE CONEXIÓN AL SEIN	220 kV

AÑO	MES	ENERGÍA (GWH)	POTENCIA (MW)	
			HORA PUNTA (3)	HORA FUERA DE PUNTA (4)
2011	ENERO	0	0	0
	FEBRERO	0	0	0
	MARZO	0	0	0
	ABRIL	0	0	0
	MAYO	0	0	0
	JUNIO	0	0	0
	JULIO	0	0	0
	AGOSTO	0	0	0
	SEPTIEMBRE	0	0	0
	OCTUBRE	0	0	0
	NOVIEMBRE	0	0	0
	DICIEMBRE	0	0	0
TOTAL 2011				
2012	ENERO	0	0	0
	FEBRERO	0	0	0
	MARZO	0	0	0
	ABRIL	0	0	0
	MAYO	0	0	0
	JUNIO	0	0	0
	JULIO	0	0	0
	AGOSTO	0	0	0
	SEPTIEMBRE	0	0	0
	OCTUBRE	0	0	0
	NOVIEMBRE	0	0	0
	DICIEMBRE	0	0	0
TOTAL 2012				
2013	ENERO	0	0	0
	FEBRERO	0	0	0
	MARZO	0	0	0
	ABRIL	0	0	0
	MAYO	0	0	0
	JUNIO	0	0	0
	JULIO	0	0	0
	AGOSTO	0	0	0
	SEPTIEMBRE	0	0	0
	OCTUBRE	0	0	0
	NOVIEMBRE	0	0	0
	DICIEMBRE	0	0	0
TOTAL 2013				
2014	ENERO	0	0	0
	FEBRERO	0	0	0
	MARZO	0	0	0
	ABRIL	0	0	0
	MAYO	0	0	0
	JUNIO	0	0	0
	JULIO	0	0	0
	AGOSTO	0	0	0
	SEPTIEMBRE	0	0	0
	OCTUBRE	0	0	0
	NOVIEMBRE	0	0	0
	DICIEMBRE	0	0	0
TOTAL 2014				
2015	ENERO	5	12	12
	FEBRERO	5	10	10
	MARZO	5	10	10
	ABRIL	5	10	10
	MAYO	5	10	10
	JUNIO	5	10	10
	JULIO	5	10	10
	AGOSTO	5	10	10
	SEPTIEMBRE	5	12	12
	OCTUBRE	5	12	12
	NOVIEMBRE	5	12	12
	DICIEMBRE	5	12	12
TOTAL 2015				

Nota:
 (1): Fecha de Ingreso. En el caso de un nuevo proyecto indicar la fecha (en mes y año) para la conexión al SEIN.

Asunto: FW: Informe para la subsanación de Observaciones al Estudio Técnico Económico- Subcomité de Generadores del COES para la Regulación de Mayo 2012

De: Edson Vides Hidalgo Misari (edson.hidalgo@snpower.com)

Para: rolfialarcon@yahoo.com;

Cc: juan.lopez@snpower.com;

Fecha: Martes, enero 17, 2012 12:17 P.M.

Rolfi,

Retransmito información de Cemento Pacasmayo

Saludos,

Edson Hidalgo

From: Victor Miguel Sanchez Guaylupo [mailto:vsanchez@cpsaa.com.pe]
Sent: martes, 17 de enero de 2012 03:51 a.m.
To: Edson Vides Hidalgo Misari
Subject: Informe para la subsanación de Observaciones al Estudio Técnico Económico- Subcomité de Generadores del COES para la Regulación de Mayo 2012

Estimado Ing. Edson Hidalgo

Con referencia al Asunto informo lo siguiente:

Cementos Pacasmayo S.A.A es una industria ubicada en el Norte del Perú, en el Dpto de la Libertad. provincia de Pacasmayo, distrito Pacasmayo, con dirección Panamericana Norte Km 667.

Su principal actividad es la elaboración de Cementos Portland tipo I, Tipo V y Portland adicionado y en el año 2011 su producción anual fué de 1700,000 TM de cemento con un consumo de Energía Eléctrica de 190.33 GWH.

En Enero - 2012 se incrementará la producción con la puesta en marcha de 02 hornos verticales de 20 TM /Hora cada uno, con un consumo de demanda total de 4.17 MW.

También está proyectado la ejecución de las siguientes obras:

- Quemado de Clinker con Cascarilla de arroz
- Planta de Hidratación de cal

Ambas obras en funcionamiento demandarían 3.35 MW de potencia, pero actualmente están en stand By

Adjunto archivo de Formato llenado según lineamientos consultados por teléfono.

A la espera de sus comentarios , me despido

Atentamente.

Ing. Víctor Sánchez G.

Cementos Pacasmayo S.A.A

Jefe del Dpto. Eléctrico & Electrónico.

Cel: 44949840799 RPM : #652043

Fono : 044 - 522220 Anexo : 4129.

PROYECTOS DE DEMANDA CPSAA.

1.0 ASPECTOS GENERALES

1.1 Nombre del proyecto

PROYECCION DE DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA DE CPS

1.2 Empresa propietaria.

CEMENTOS PACASMAYO S.A.A.

1.3 Ubicación del proyecto

Departamento	Provincia	Distrito
LA LIBERTAD	PACASMAYO	PACASMAYO

1.4 Actividad a desarrollar

1.5 Descripción del proyecto

1.5.1 Situación actual (Estado del proyecto)

1.5.2 Etapas y su estado de avance

ETAPAS		EST.
PRE-INVERSIÓN	Título (petitorio)	
	Explotación	
	Estudio de factibilidad	
INVERSIÓN	Financiamiento	
	Ingeniería	
	Construcción	
OPERACIÓN	Puesta en marcha(mes-año)	

2.0 ASPECTOS TECNICOS

2.1 Indicadores Técnicos de consumo de electricidad

Item	Toneladas metricas (TM)	Energia (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Mineral extraido			

2.2 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	S.E CPSAA
Nivel de Tensión	60 KV
Empresa suministradora de electricidad	E.T.G. S.A.C

2.3 Demanda electrica proyectada

2.4.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.

Año	Energia (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de Carga (%)	Probabilidad % (2)
		HP	HFP		
2011	190.33	24.50	34.48	63.01	100
2012	235.61	24.50	36.77	73.14	100
2013	264.95	27.00	39.27	77.01	50
2014	264.95	27.00	39.27	77.01	100
...					
2020					

2.4 Factor de Potencia estimado:

0.98

2.5 Equipos de compensación reactiva

	MVAR		MVAR
Inductivo		Capacitivo	17.5

2.6 Cronograma de ejecución referencial

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

3.0 COMENTARIO

La proyección de Demanda de Energía eléctrica 2012-2014 se fundamenta en:

* Puesta en marcha de 02 Hornos VericalesVerticales con Demanda de 4170 KW

* Quemado de ckinker con cascarilla de arroz y Planta de Hidratación de Cal con demanda de 3,3 Stand By

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

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

Asunto: FW: Proyeccion demanda ELSE
De: Edson Vides Hidalgo Misari (edson.hidalgo@snpower.com)
Para: rolfiarcon@yahoo.com;
Fecha: Martes, enero 17, 2012 12:07 P.M.

La demanda de ELSE.

Saludos.

Edson Hidalgo

From: Omar Ipenza Barazorda [mailto:oipenza@else.com.pe]
Sent: martes, 17 de enero de 2012 12:05 p.m.
To: Edson Vides Hidalgo Misari
Cc: Oscar Antonio Flores Boza
Subject: Proyeccion demanda ELSE
Importance: High

Estimado Ing° Edson Hidalgo:

Previo un cordial saludo, en atención a la carta SCG_014_2012, adjunto encontrará los archivos de proyección de la energía de Puerto Maldonado y Mazuko, detalladamente; así mismo se adjunta el modelo de proyección en el archivo **proyvegetativa.wfl** (Eviews).

Att.

Ing° Omar Ipenza Barazorda

Supervisor de Gestión

Div. Planeamiento y Control de Gestión

Telf. 084 233700 - Anx. 3078

RPC. 984 609837

Movistar 945 208886

Mes-Año	Energía Vendida (kW.h)			
	Vegetativo	PSEs y/o SERs	Cargas Especiales	TOTAL
Ene-09	2,209,381			2,209,381
Feb-09	2,185,815			2,185,815
Mar-09	2,199,394			2,199,394
Abr-09	2,433,590			2,433,590
May-09	2,523,954			2,523,954
Jun-09	2,317,307			2,317,307
Jul-09	2,478,426			2,478,426
Ago-09	2,790,615			2,790,615
Sep-09	2,931,829			2,931,829
Oct-09	2,535,982			2,535,982
Nov-09	2,878,574			2,878,574
Dic-09	2,978,789			2,978,789
Ene-10	2,878,422			2,878,422
Feb-10	2,715,645			2,715,645
Mar-10	3,014,994			3,014,994
Abr-10	3,223,854			3,223,854
May-10	2,974,811			2,974,811
Jun-10	3,227,019			3,227,019
Jul-10	3,158,663			3,158,663
Ago-10	3,199,266			3,199,266
Sep-10	3,303,736			3,303,736
Oct-10	3,503,812			3,503,812
Nov-10	3,484,798			3,484,798
Dic-10	3,671,148			3,671,148
Ene-11	3,579,774			3,579,774
Feb-11	3,170,722			3,170,722
Mar-11	3,575,813			3,575,813
Abr-11	3,798,826			3,798,826
May-11	3,605,242			3,605,242
Jun-11	3,959,765			3,959,765
Jul-11	3,947,358			3,947,358
Ago-11	3,999,347			3,999,347
Sep-11	4,497,964			4,497,964
Oct-11	4,481,241			4,481,241
Nov-11	4,349,148			4,349,148
Dic-11	4,366,140			4,366,140
Ene-12	4,215,726	187,483	301,928	4,705,138
Feb-12	4,041,700	187,483	301,928	4,531,112
Mar-12	4,299,056	187,483	301,928	4,788,468
Abr-12	4,529,801	187,483	301,928	5,019,212
May-12	4,414,829	187,483	301,928	4,904,241
Jun-12	4,546,497	187,483	301,928	5,035,909
Jul-12	4,568,796	187,483	301,928	5,058,208
Ago-12	4,697,318	187,483	301,928	5,186,730
Sep-12	4,937,677	187,483	301,928	5,427,089
Oct-12	4,858,167	187,483	301,928	5,347,579
Nov-12	4,912,661	187,483	301,928	5,402,073

Dic-12	5,004,062	187,483	301,928	5,493,474
Ene-13	4,832,155	201,244	362,257	5,395,656
Feb-13	4,653,080	201,244	362,257	5,216,581
Mar-13	4,905,473	201,244	362,257	5,468,974
Abr-13	5,131,341	201,244	362,257	5,694,842
May-13	5,011,577	201,244	362,257	5,575,079
Jun-13	5,138,537	201,244	362,257	5,702,038
Jul-13	5,156,211	201,244	362,257	5,719,712
Ago-13	5,280,187	201,244	362,257	5,843,689
Sep-13	5,516,080	201,244	362,257	6,079,581
Oct-13	5,432,182	201,244	362,257	5,995,683
Nov-13	5,482,364	201,244	362,257	6,045,866
Dic-13	5,569,528	201,244	362,257	6,133,029
Ene-14	5,393,456	213,350	362,257	5,969,063
Feb-14	5,210,288	213,350	362,257	5,785,895
Mar-14	5,458,658	213,350	362,257	6,034,265
Abr-14	5,680,571	213,350	362,257	6,256,178
May-14	5,556,919	213,350	362,257	6,132,527
Jun-14	5,680,056	213,350	362,257	6,255,663
Jul-14	5,693,970	213,350	362,257	6,269,577
Ago-14	5,814,249	213,350	362,257	6,389,857
Sep-14	6,046,505	213,350	362,257	6,622,113
Oct-14	5,959,030	213,350	362,257	6,534,638
Nov-14	6,005,693	213,350	362,257	6,581,301
Dic-14	6,089,394	213,350	362,257	6,665,002

Asunto: FW: Observaciones al Estudio Técnico- Económico presentado por el Subcomite de Generadores del COES para la Regulación de mayo 2012
De: Edson Vides Hidalgo Misari (edson.hidalgo@snpower.com)
Para: rolfialarcon@yahoo.com;
Fecha: Miércoles, enero 18, 2012 11:37 A.M.

Estimado Rolfi, reenvío respuesta de Gold fields, confirmando que no tienen previsto el incremento de demanda para el periodo 2012- 2014.

Saludos,

Edson Hidalgo

From: Alfredo Román [mailto:alfredo.roman@ctnorperuana.com.pe]
Sent: miércoles, 18 de enero de 2012 11:33 a.m.
To: Edson Vides Hidalgo Misari
Subject: Observaciones al Estudio Técnico- Económico presentado por el Subcomite de Generadores del COES para la Regulación de mayo 2012
Importance: High

Estimado Ing. Edson Hidalgo.

Por intermedio del presente la informo que en Gold fields La Cima S.A.A. no tenemos previsto el incremento de nuestra demanda para el periodo 2012 – 2014.

Agradeceré confirmar la recepción del presente.

Atte.

Alfredo Román.

Power Systems

Gold Fields La Cima S.A.A.

Phone: (01) 706-0400 ext 495



SHOUGANG HIERRO PERU S. A. A.

"AÑO DEL CENTENARIO DE MACHU PICCHU PARA EL MUNDO"

GGA012-011

Jesús María, 17 de Enero del 2012

Señor
Juan Antonio Rozas
Representante del Subcomité de
Generadores del COES.
Av. Victor Andrés Belaunde 280
2do. Piso
San Isidro.

Referencia: SCG-007-2012.


De nuestra consideración:

Sirva la presente para saludarlo cordialmente y con relación a su comunicación SCG-007-2012, le alcanzamos información solicitada referida a los requerimientos de demanda de potencia y energía de nuestro proyecto de Ampliación de Operaciones para el periodo Enero 2012 - Diciembre 2014.

Sin otro particular, es grato quedar de ustedes.

Atentamente,

Shougang Hierro Perú S.A.A.


Raúl Vera La Torre
Gerente General Adjunto

Adj.
/sbm.

FICHA DE PROYECTOS No 1
PROYECTOS DE DEMANDA

1.0 ASPECTOS GENERALES:

1.1 Nombre del Proyecto
AMPLIACION OPERACION MINA Y PLANTA DE BENEFICIO

1.2 Empresa propietaria
SHOUGANG HIERRO PERU S.A.

1.3 Ubicación del proyecto

Departamento	Provincia	Distrito
ICA	NAZCA	SAN JUAN DE MARCONA

1.4 Actividad a desarrollar.
EXTRACCION MINERA

1.5 Descripción del proyecto
1.5.1 Situación actual (Estado del Proyecto):
INGENIERIA

1.5.2 Etapas y su estado de avance

ETAPAS		ESTADO
PRE-INVERSION	Título (Petitorio)	Completo
	Exploración	
	Estudio de Factibilidad	
INVERSION	Financiamiento	Ejecucion en el 2012 Mediados del 2012 al 2014
	Ingeniería	
	Construcción	
OPERACION	Puesta en marcha (mes-año)	Mayo del 2014

2.0 ASPECTOS TECNICOS:

2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Item	Toneladas métricas (TM)	Energía (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Mineral extraído anual nominal 2014	2,194,000	201,960,000	92.05

2.2 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	SUBESTACION MARCONA
Nivel de tensión	220 KV
Empresa Suministradora de Electricidad	EDEGEL (EN TRAMITE)

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		
2012	0	0	0		
2013	0	0	0		
2014	201.96	70	70	0.85	100

2.4 Factor de Potencia estimado 0.96

2.5 Equipos de compensación reactiva

MVAR		MVAR	
Inductivo	NO APLICA	Capacitivo	36

2.6 Cronograma de ejecución (referencial)

Item	Actividad	2011	2012	2013	2014	2020
1	Estudio de Ingeniería		EJECUCION			
2	Financiamiento					
3	Construcción		EJECUCION	EJECUCION	FIN Set 2014	
4	Producción				INICIO Oct. 2014	PRODUCCION PRODUCCION

3.0 COMENTARIOS:

La potencia se incrementara gradualmente entre los meses de Mayo a Diciembre del 2014, en funcion de las etapas de pruebas, puesta en marcha y operación. Así: Mayo 10 MW, Junio 20 MW, Julio 30 MW, Agosto- Setiembre 40 MW, Octubre- Noviembre 60 Mw y Diciembre 70 MW

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

Edson Vides Hidalgo (edson.misari@snpower.com)

edson.misari@snpower.com,
cesar.coronado@snpower.com,

miércoles, enero 11, 2012 10:51 A.M.

Rolfi, remito la información remitida por Newmont – Yanacocha.

Saludos,

Edson Hidalgo

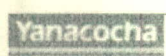
From: Cesar Coronado Isasiga [mailto:Cesar.Coronado@Newmont.com]
Sent: miércoles, 11 de enero de 2012 10:47 a.m.
To: Edson Vides Hidalgo Misari
Subject: Peoyección de demanda (carta SCG-009-2012)

Estimado Ingeniero,

En atención del documento indicado, le alcanzo la proyección de demanda de Yanacocha de acuerdo a los proyectos, precisando que nuestras actuales operaciones se mantendrán en los 80MW para los próximos años

Estaremos en comunicación para cualquier detalle adicional

Slds



Julio César Coronado Isásiga

Regional Energy Manager
Minera Yanacocha SRI
Phone (51-76)58-4000 Ext. 22433
RPC: 51-976222433

The content of this message may contain the private views and opinions of the sender and does not constitute a formal view and/or opinion of the company unless specifically stated.

The contents of this email and any attachments may contain confidential and/or proprietary information.

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

1.0 ASPECTOS GENERALES:

1.1 Nombre del Proyecto: MINAS CONGA

1.2 Empresa propietaria: MINERA YANACOCHA

1.3 Ubicación del proyecto

Departamento	Provincia	Distrito
CAJAMARCA	CELENDIN	LA ENCANADA/HUASMIN

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	
	Financiamiento	
INVERSIÓN	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 producción 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 (NR) en caso no sea requerido para el proyecto.

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

1.0 ASPECTOS GENERALES:

1.1 Nombre del Proyecto:

YANACocha VERDE

1.2 Empresa propietaria:

MINERA YANACocha

1.3 Ubicación del proyecto

Departamento	Provincia	Distrito
CAJAMARCA	CAJAMARCA	CAJAMARCA/LA ENCAÑADA

1.4 Actividad a desarrollar:

--

1.5 Descripción del proyecto
1.5.1 Situación actual (Estado del Proyecto):

--

1.5.2 Etapas y su estado de avance:

ETAPAS	ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Título (Petitorio)
	Exploración
	Estudio de Factibilidad
INVERSIÓN	Financiamiento
	Ingeniería
	Construcción
OPERACIÓN	Puesta en marcha (mes-año) 2018

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	N/A

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		
2018					
2019					
2020	825	150	150	75	100
2021	825	150	150	75	100
...	825	150	150	75	100
2030	825	150	150	75	100

2.4 Factor de Potencia estimado:

--

2.5 Equipos de compensación reactiva

Inductivo		Capacitivo	
MVAR		MVAR	

2.6 Cronograma de ejecución (referencial)

Item	Actividad	2016	2017	2018	2019	2030
1	Estudio de Ingeniería						
2	Financiamiento						
3	Construcción	X	X				
4	Producción			X	X	X	X

3.0 COMENTARIOS:

El proyecto constituye una expansión dentro de las actuales operaciones de Yanacocha
--

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 requerido para el proyecto.

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

1.0 ASPECTOS GENERALES:

1.1 Nombre del Proyecto:

1.2 Empresa propietaria:

1.3 Ubicación del proyecto

Departamento	Provincia	Distrito
CAJAMARCA	CAJAMARCA	CAJAMARCA/LA ENCAÑADA

1.4 Actividad a desarrollar:

1.5 Descripción del proyecto

1.5.1 Situación actual (Estado del Proyecto):

1.5.2 Etapas y su estado de avance:

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

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	N/A

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		
2016					
2017					
2018	264	40	40	75	75
2019	264	40	40	75	100
...	264	40	40	75	100
2020	264	40	40	75	100

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						
4	Producción						

3.0 COMENTARIOS:

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 requerido para el proyecto.