

**ABSOLUCIÓN DE OBSERVACIONES DEL OSINERGMIN
AL ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DE DETERMINACIÓN
DE PRECIOS DE POTENCIA Y ENERGÍA EN
BARRAS PARA LA FIJACIÓN TARIFARIA**

DE MAYO 2009

VOLUMEN I

4 de febrero de 2009

INDICE

I	INTRODUCCIÓN	4
II	OBSERVACIONES AL ESTUDIO DEL COES-SINAC.....	4
	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	4
	1. <i>MODELO DE PROYECCIÓN.....</i>	4
	2. <i>REVISIÓN DE DATOS DEL MODELO DE PROYECCIÓN.....</i>	4
	3. <i>PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN.....</i>	5
	4. <i>PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN.....</i>	5
	5. <i>INFORMACIÓN BASE.....</i>	6
	6. <i>PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE CARGAS INCORPORADAS Y CARGAS ESPECIALES.....</i>	7
	7. <i>DEMANDAS PROYECTADAS MENORES DE 15 MW.....</i>	9
	CENTRALES EXISTENTES Y PROGRAMA DE OBRAS.....	9
	8. <i>EVALUACIÓN DE LA CARTERA DE PROYECTOS DE LOS INTEGRANTES DEL COES SINAC.....</i>	9
	9. <i>EVALUACION DE LA CARTERA DE PROYECTOS DE LOS NO INTEGRANTES DEL COES-SINAC.....</i>	11
	10. <i>PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN.....</i>	13
	COSTOS VARIABLES DE CENTRALES TÉRMICAS	13
	11. <i>INCLUSIÓN DEL IMPUESTO SELECTIVO AL CONSUMO.....</i>	13
	12. <i>TASA DE GASTOS FINANCIEROS POR STOCK DE COMBUSTIBLES.....</i>	13
	13. <i>CONSUMOS DE GAS NATURAL.....</i>	14
	14. <i>ACTUALIZACIÓN DE PRECIOS DE GAS NATURAL.....</i>	14
	15. <i>INFORMACIÓN DE C.T. FLORES.....</i>	14
	16. <i>FLETE DE C.T. YARINACOCHA.....</i>	14
	17. <i>MODIFICACIONES DE PODERES CALORÍFICOS.....</i>	14
	18. <i>MODIFICACIÓN DE CONSUMO ESPECIFICO DE TG1 DE C.T. ILO 1.....</i>	14
	19. <i>COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE (CVNC).....</i>	14
	PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA.....	15
	20. <i>MODIFICACIÓN EN LOS ARCHIVOS DE DATOS DEL MODELO PERSEO.....</i>	15
	21. <i>REPRESENTACIÓN DE CONGESTION EN EL DUCTO DE TRANPORTE DEL GAS NATURAL DE CAMISEA.....</i>	16
	22. <i>PROGRAMA DE MANTENIMIENTO MAYOR DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS Y TERMOELÉCTRICAS.....</i>	16
	23. <i>MODIFICACION DE SERIES HIDROLÓGICAS.....</i>	18
	24. <i>MODIFICACIÓN DE CAPACIDAD DE LINEAS DE TRANSMISIÓN.....</i>	20
	PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA	20
	25. <i>OBSERVACIÓN GENERAL.....</i>	20
	26. <i>OBSERVACIONES ESPECÍFICAS.....</i>	20
	FACTORES DE PERDIDAS MARGINALES	20
	27. <i>FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES DE ENERGÍA.....</i>	20
	FORMULAS DE ACTUALIZACIÓN.....	21
	28. <i>FORMULA DE ACTUALIZACION DE LOS PRECIOS BÁSICOS DE ENERGIA Y POTENCIA.....</i>	21

ANEXOS

Anexo A: Datos utilizados en el Modelo PERSEO	
Anexo B: Cartas Enviadas de Solicitud de Información.	
Anexo C: Proyección de la Demanda.	
Anexo D: Evaluación de la cartera de Proyectos de Generación.	
Anexo E: Datos para Estimación de Precios de Gas Natural.....	
Anexo F: Programa de Mantenimiento.....	
Anexo G: Datos de Restricciones de Riego e Hidrología.....	
Anexo H: Precio Básico de Potencia.	
Anexo I: Respuestas a Observaciones de OSINERGMIN enviadas por los Generadores.....	

I INTRODUCCIÓN

El OSINERGMIN con oficio N° 004-2009-GART, de fecha 07.01.2009, hizo llegar al Subcomité de Generadores el informe N° 008-2009-GART conteniendo las observaciones al Estudio Técnico Económico que el referido Subcomité presentó para la Fijación de Precios en Barra del período mayo 2009 - abril 2010.

El presente documento contiene las respuestas a las observaciones formuladas. Se acompaña de las respectivas planillas de cálculo en medio óptico.

Como consecuencia de la absolución de las observaciones y los nuevos cálculos se han obtenido nuevos resultados los cuales se presentan en un informe complementario al presente.

II OBSERVACIONES AL ESTUDIO DEL COES-SINAC

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

1. MODELO DE PROYECCIÓN

1.1 Modelo Econométrico utilizado en el ESTUDIO

El SUBCOMITE utilizó la proyección ARIMA para completar los datos faltantes del año 2007, el mismo que es considerado como dato en la estimación del modelo Econométrico de Corrección de Errores. El Informe de Evaluación Anual 2008 del COES incluye la información de la demanda anual del 2008, la cual se ha utilizado para la actualización de la proyección de demanda.

Cabe manifestar que los valores de ventas del modelo econométrico todavía son preliminares, debido a que éstas son obtenidas por diferencia entre la demanda global y las ventas correspondientes a las cargas incorporadas y especiales; es el OSINERGMIN quien finalmente deberá obtener el valor definitivo de las ventas correspondientes a las grandes cargas y por ende las ventas del modelo econométrico.

Asimismo, se consideró como información histórica los datos de los años 1981 al 2007 y la más reciente estimación de ventas del 2008 en vista de que el valor final todavía no ha sido publicado.

2. REVISIÓN DE DATOS DEL MODELO DE PROYECCIÓN

2.1 Con relación al PBI

El SUBCOMITE ha actualizado las proyecciones del PBI basándose en el informe de la Encuesta de Expectativas Macroeconómicas a Analistas Economicos publicada en la nota de Estudios N°3 -2009 por el BCRP, la cual indica la

percepción del crecimiento del PBI para los años 2009 y 2010. Para el 2011 se ha mantenido la estimación del Reporte Marco Macroeconómico del MEF debido a que no se dispone actualización de proyecciones del PBI al 2011 de fuentes oficiales.

Para el 2008 se ha actualizado la cifra preliminar de crecimiento tomando en cuenta la información difundida por el BCRP en diversos medios. El OSINERGMIN deberá actualizar las cifras con la información disponible al momento de la fijación.

Cuadro N° 1: Estimaciones del PBI

<i>AÑO</i>	<i>PBI</i>
2008	9.1%
2009	5.8%
2010	6.0%
2011	7.5 %

2.2 Con relación a la Tarifa del Año 2008

Se ha utilizado el valor preliminar de 7.88 ctvs US\$/kWh mencionado por el OSINERGMIN en su documento de observaciones al Estudio. OSINERGMIN procederá a actualizar dicho valor una vez que dicho organismo publique la información comercial al cuarto trimestre del año 2008.

2.3 Con relacion a la participación de las ventas por nivel de tensión

Se ha mantenido de manera preliminar los valores de participación de las ventas por nivel de tensión, el porcentaje de consumo propio, las pérdidas de subtransmisión y ventas correspondientes a las cargas especiales e incorporadas, toda vez que la información comercial al cuarto trimestre del 2008 no ha sido aún publicada por OSINERGMIN.

OSINERGMIN procederá a actualizar dicho valor una vez que dicho organismo publique la información comercial al cuarto trimestre del año 2008.

3. PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN

Las pérdidas de transmisión se ajustan con el valor final de la demanda global, entonces por cada cambio en cualquier variable del modelo de demanda, hará que éstas se reajusten hasta alcanzar el valor de demanda global del año 2008.

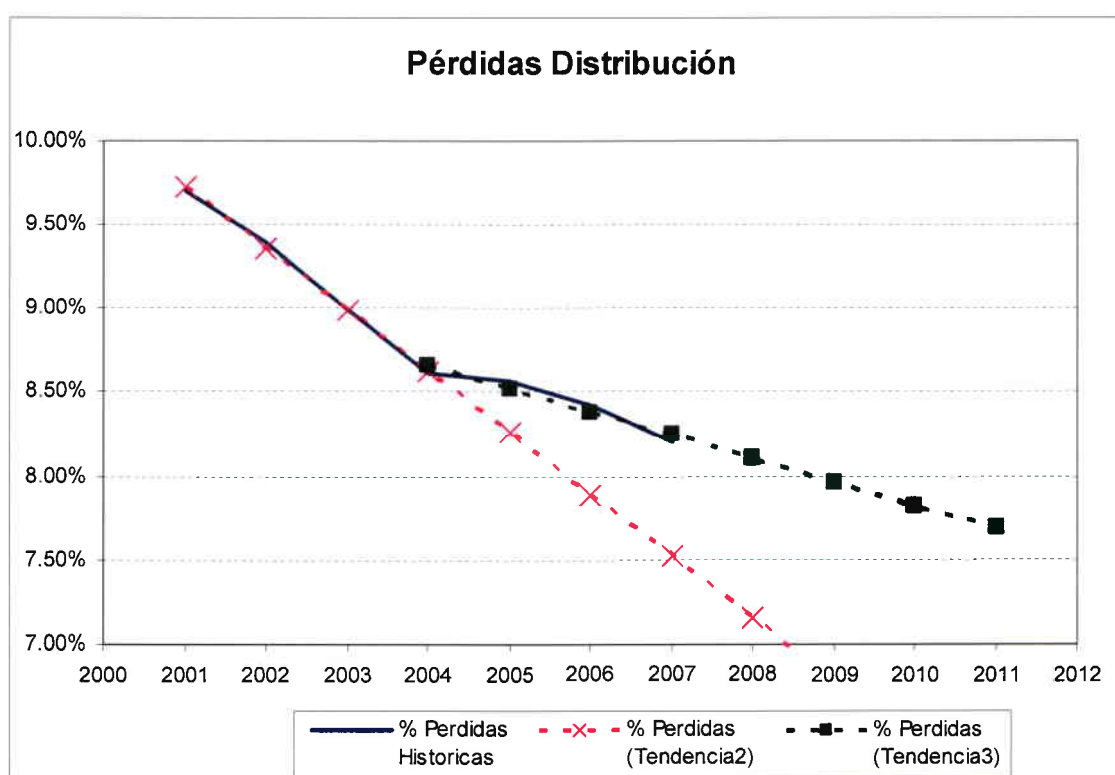
Se ha propuesto un nuevo valor en forma preliminar como consecuencia de las actualizaciones a la fecha.

4. PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN

El SUBCOMITE ha mantenido el valor inicial de la propuesta al no disponerse a la fecha la información de las pérdidas reales del 2008. Se indica el cálculo de las mismas en el cuadro 2.

Cuadro N° 2: Estimación de Pérdidas de Distribución

Año	% Pérdidas Historicas	% Pérdidas (Tendencia1)	% Pérdidas (Tendencia2)	% Pérdidas (Tendencia3)
2001	9.70%	9.58%	9.73%	
2002	9.40%	9.33%	9.36%	
2003	8.99%	9.09%	8.99%	
2004	8.61%	8.84%	8.62%	8.66%
2005	8.57%	8.59%		8.52%
2006	8.42%	8.35%		8.38%
2007	8.20%	8.10%		8.24%
2008				8.10%
2009				7.96%
2010				7.82%
2011				7.68%
mX + b	Tendencia 1 (2001 - 2007)	Tendencia 2 (2001 - 2004)	Tendencia 3 (2004 - 2007)	
m =	-0.0025	-0.0037	-0.0014	
b =	5.0228	7.4610	2.8810	
R2	0.9464	0.9962	0.9187	



5. INFORMACIÓN BASE

Se ha mantenido los valores iniciales propuestos usando la información base del 2006 en vista que no se dispone de la información de los factores de distribución de la demanda vegetativa del año 2007. El OSINERG ajustará estos factores para la proyección de la demanda definitiva a usarse en la fijación tarifaria.

6. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE CARGAS INCORPORADAS Y CARGAS ESPECIALES

6.1 OBSERVACION GENERAL

El SUBCOMITÉ ha solicitado información actualizada a las empresas que tenían cartas con una antigüedad de más de 6 meses, sin embargo en éste como otros procesos tarifarios, el SUBCOMITÉ no ha podido recabar información de todas las demandas. En los casos en que no se ha podido recabar información actualizada se han mantenido los últimos valores disponibles de la fijación anterior.

Asimismo cabe manifestar que el SUBCOMITÉ ha solicitado el mayor detalle posible del desarrollo de los proyectos incluyendo su estado de avance.

6.2 OBSERVACIONES ESPECÍFICAS

- Con relación al proyecto de ampliación de SIDERPERU. se ha recibido la ficha de información suministrada por dicha empresa la misma que se adjunta en el Anexo C
- En lo referente a los proyectos de ampliación de la Southern Peru, Southern Perú ha remitido una nueva carta s/n de fecha 15 de enero de 2009. indicando la postergación del proyecto de la ampliación de la planta concentradora de Cuajote, por lo cual se ha retirado este proyecto de la proyección de la demanda.
- Con relación a la demanda de la minera Antamina, se ha considerado la información presentada por esta empresa que aparece en los Folios 177 a 183 de la propuesta tarifaria presentada en noviembre de 2008.
- Respecto a la Central Santa Rosa I, es de público conocimiento que esta central ha dejado de ser despachada por el COES SINAC por lo cual se considera su efecto como una disminución de la demanda.
- En lo referente a las cargas especiales se ha actualizado parcialmente con la información recibida recientemente. En los casos que no hubo respuesta a las solicitudes de información sobre demanda se han mantenido los últimos datos disponibles.

Se recibió información de la demanda del año 2008 para las siguientes cargas especiales:

- Demanda Electro Andes (Excentromin)
- Minera Cerro Corona
- Proyecto Rosaura (Perubar), enviada por Enersur
- Tintaya BHP
- Marza-Horizonte
- Mina Cobriza
- Refinería Cajamarquilla

Las comunicaciones con la información recibida se muestran en el anexo C3

No se recibió información de las cargas especiales Yanacocha, Huaron, Aceros Arequipa y Minera Cerro Lindo.

- En cuanto al sustento de los aportes de la CT la Pampilla y de las CCHH Yauli y Sacsamarca no se recibió la información respectiva, por lo que se han mantenido los valores presentados en la propuesta.
- Se han mantenido los valores presentados para la proyección de la demanda de la ampliación Cajamarquilla y la Mina Justa de Marcobre debido a que no se recibió nueva información.
- Con relación a los sistemas aislados, se ha recibido información actualizada referidos a la demanda de Sistema Eléctrico San Martín, indicando que la Línea Bagua–Jaen ingresaría en operación comercial en Marzo de 2009 y la Línea Tocache –Bellavista 13KV, ingresaría en operación comercial en el mes de Marzo 2009.
- Asimismo se ha recibido confirmación de la empresa de distribución ELECTRO SUR ESTE, responsable del proyecto de la línea de transmisión San Gabán-Mazuco-Puerto Maldonado 138KV, de la que se ha concretado la interconexión al SEIN el día 17 de Enero 2009, y se encuentra operando en fase de pruebas, lo que ha sido corroborado con los informes operativos del COES SINAC. Se recibió la proyección de la demanda de Puerto Maldonado de EGEMSA, la misma que se ha incluido en el Anexo C5.
- No se ha recibido sustento adicional de la demanda de energía y potencia de los sistemas aislados de Electro Oriente.
- Asimismo en cuanto a las diferencias encontradas en el contenido de las hojas de cálculo que sustentan la proyección de la demanda se explica:
 - Se corrigió la representación del aporte de la CH Santa Rosa, el valor a utilizar es 1.1MW. La CH se modela restándole de la proyección de la máxima demanda.
 - Sobre la modificación de la variación de la carga de la fundición en la demanda del subsistema Electroandes, ésta se ha considerado igual a la que OSINERG consideró en la Fijación Tarifaria del año 2008, debido a que a la fecha no disponemos de información oficial. Asimismo, se ha verificado la demanda para las barras Oroya 50 KV y Paragsha 50 KV. Los valores de las cargas especiales en las barras mencionadas para el año 2011 se asumieron iguales a los del 2010.
 - En la hoja PROYECTOS se han cambiado las demandas de los sistemas aislados desde la fecha que corresponde a la interconexión, conforme a lo indicado más arriba.
 - En la hoja Vegetativa no se ha actualizado la información de pérdidas de las nuevas líneas de transmisión que se consideran en la presente fijación por no tenerse la información disponible. Se usó la información anterior.
 - En la hoja “Modelo Demanda por Barras” se ha tomado el 23% de la demanda de la barra ventanilla 220 KV conforme a lo informado en el

documento de absolución de observaciones del proceso tarifario 2008, en el que se incluye la carta de EDELNOR de fecha 09.01.08, en la que se informa el traslado de un porcentaje la demanda de la barra Chavarria 220KV adicionándola en la barra Ventanilla 220KV. De acuerdo a los cálculos de flujo de carga mencionados en la carta se tiene los siguientes porcentajes aplicables para todos los meses para la demanda de Ventanilla 220KV:

Punta : 23% de la demanda de Chavarria.

Media : 23% de la demanda de Chavarria.

Base : 24% de la demanda de Chavarria.

OSINERGMIN aceptó estos porcentajes de carga trasladada a la barra Ventanilla 220KV en la fijación anterior

7. DEMANDAS PROYECTADAS MENORES DE 15 MW

Respecto a Demandas Proyectadas menores a 15 MW, se ha retirado la demanda de Cementos Andino de las cargas especiales, en conformidad con los criterios adoptados para la proyección de la demanda que incluyen la carga mencionada dentro de las ventas de energía proyectadas por el modelo econométrico.

CENTRALES EXISTENTES Y PROGRAMA DE OBRAS

8. EVALUACIÓN DE LA CARTERA DE PROYECTOS DE LOS INTEGRANTES DEL COES SINAC

8.1 Observación general

El SUBCOMITE no puede considerar, ni debe considerarse para el cálculo de la tarifa, proyectos adicionales que sean resultado de un puro ejercicio teórico, sea este efectuado por el mismo SUBCOMITÉ, el COES o por cualquier otra entidad, sin base en datos de la realidad que sustenten y demuestren la factibilidad de su real ejecución en el periodo tarifario. En materia de infraestructura de generación las decisiones de inversión corresponden ser tomadas por la iniciativa privada, de modo tal que los análisis teóricos efectuados por terceros no pueden emplearse como sustitutos de las decisiones concretas de inversión de los particulares ni mucho menos pretender soslayar las variables de decisión que estos puedan tener en cuenta para el inicio de un proyecto en el Perú.

Por lo tanto, carece de sustento lo observado por OSINERGMIN con respecto a la supuesta "ineficacia" para proyectar la oferta del enfoque utilizado por el SUBCOMITÉ habiendo dado estricto cumplimiento a lo dispuesto por el artículo 47 a) de la LCE.

8.2 Observaciones Específicas

EL SUBCOMITE considera que no le corresponde efectuar la evaluación de factibilidad, plazos y diagnostico de cada proyecto como parte del programa de obras. El SUBCOMITÉ ha considerado todos los proyectos cuya información muestra la factibilidad de su entrada en operación hasta el 2011. Se adjunta la nueva información recibida sobre los proyectos en el Anexo D

8.2.1 C.H Machupicchu

EGEMSA con carta C-006-2009/egemsa de fecha 19 de enero de 2009 ha informado que el proyecto Rehabilitación 2da fase estaría en servicio en el mes de Agosto del 2011. Debido a los retrasos presentados en la licitación del proyecto se considera poco probable su ingreso dentro del periodo de proyección del estudio, por lo que no se ha considerado su inclusión en el plan de obras.

8.2.2 C.T. de Electroperu

La empresa Electroperu ha informado lo siguiente respecto al proyecto de la Central Térmica a Gas Natural:

De reuniones sostenidas por ELECTROPERÚ con el Director General de Hidrocarburos y con el Gerente Comercial de PLUSPETROL en el mes de noviembre del año 2008, y teniendo en consideración la comunicación oficial N° PPC_COM-08-0373 del 2008-11-28 de PLUSPETROL, se llegó a la conclusión que no existe gas disponible para el proyecto de ELECTROPERU con los recursos actuales de CAMISEA, pues los volúmenes de gas para el consumo nacional ya han sido totalmente comprometidos por Pluspetrol Perú Corporation S.A.

La Empresa Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP), con carta TGP/GESE/INT//1037-2008 de fecha 2008-11-13, dio respuesta a una consulta de ELECTROPERU indicando que actualmente se encuentra llevando a cabo las ampliaciones necesarias para alcanzar la capacidad que establece su contrato de concesión, que permitirían llegar a 450 MMPCD entre el tercer y cuarto trimestre del año 2009 y que la capacidad del ducto, hasta lo exigido en su contrato de concesión, ya está contratada en su totalidad.

Lo anterior sustenta las razones por las que el proyecto no ha sido tomado en cuenta en el programa de obras de generación.

8.2.3 C.T. de San Nicolas II

Se ha solicitado a la empresa SHOUGANG PERU el sustento de la información presentada en folios 412 a 414 del estudio, recibiendo una comunicación electrónica de fecha 2 de febrero de 2009, a la cual adjunta la ficha técnica del proyecto, en la que se indica que la fecha de ingreso a la operación comercial en ciclo abierto sería abril de 2011.

Sin embargo este proyecto está ligado a un proyecto mayor de ampliación de la mina, el cual tiene una alta probabilidad de ser postergado considerando la caída de precios del hierro. Asimismo el proyecto de generación tampoco cuenta con contrato de suministro ni transporte de gas natural, lo que hace poco probable su ingreso en el periodo de proyección del estudio tarifario.

Por las razones anteriores no se ha considerado este proyecto en el plan de obras.

8.2.4 C.T. Enersur

La empresa Enersur ha indicado que los proyectos indicados relacionados a unidades térmicas operando con gas natural en la C.T. Ilo son referenciales y estaban sujetos al desarrollo del Gasoducto al Sur del Perú. La fecha a la cual existirá disponibilidad de gas natural en el sur del país está fuera del horizonte del Estudio Tarifario, por lo que el referido proyecto no ha sido tomado en cuenta en el programa de obras de generación.

9. EVALUACION DE LA CARTERA DE PROYECTOS DE LOS NO INTEGRANTES DEL COES-SINAC

9.1.1 C.T. Nueva Esperanza

El SUBCOMITÉ con carta SCG-001/09 de fecha 12 de enero de 2009 ha solicitado información de la C.T. Nueva Esperanza a la empresa BPZ. La empresa ha respondido mediante el envío de una comunicación electrónica de fecha 2 de febrero de 2009, al que adjunta la ficha con los datos del proyecto. La CT Nueva Esperanza no iniciaría su operación comercial antes de mayo de 2011 de acuerdo a la información indicada por BPZ. Tomando en cuenta las posibles contingencias indicadas en la ficha técnica recibida que pueden retrasar el proyecto entre 3 meses a mas de 1 año, así como el hecho de que BPZ ha presentado el proyecto en fijaciones anteriores sin presentar avances en el mismo y postergando la fecha de ingreso en cada ocasión, no se considera probable que el proyecto ingrese dentro del horizonte de proyección de la fijación tarifaria, por lo cual no ha sido considerado en el programa de obras de generación del Estudio.

9.1.2 C.T. Pias I

El SUBCOMITÉ ha solicitado la información correspondiente con carta SCG-002/09 de fecha 12 de enero de 2009 y a la fecha, no se ha recibió respuesta alguna por lo que no se incluye este proyecto en el programa de obras de generación del Estudio.

9.1.3 C.H. Pucurhuay

El SUBCOMITÉ ha solicitado la información correspondiente a la empresa ENERGÉTICA CHAPRIN, indicando que el proyecto no se está ejecutando, debido a que la concesión de generación RER (recurso energético renovable) solicitada no ha sido admitida por el MINEM, por lo que no se incluye el proyecto en el programa de obras de generación del Estudio.

9.1.4 C.H. La Virgen

Se recibió el cronograma y ficha descriptiva del proyecto. El SUBCOMITÉ ha evaluado la información presentada por la empresa Peruana de Energía S.A.A y teniendo en cuenta los posibles retrasos en el cierre del financiamiento y la ejecución del proyecto considera que la fecha de entrada en operación mas probable está fuera del horizonte del Estudio Tarifario.

9.1.5 C.H. San Gabán I

El SUBCOMITÉ ha recibido la carta EMGEMA-0005-2009 mediante la cual la Empresa de Generación Macusani presenta la ficha técnica del proyecto, indicando junio de 2011 como fecha de entrada. Sin embargo también indican que a la fecha no cuentan con el financiamiento del proyecto, y que el cierre financiero del mismo está ligado a la disponibilidad de la línea de transmisión para evacuar la energía del proyecto, la misma que a la fecha no ha sido licitada por el MINEM. Adicionalmente el tiempo estimado de construcción del proyecto indicado en la ficha es de 24 meses, lo que difiere con los estimados iniciales del MINEM (42 meses), por lo que debido al alto nivel de incertidumbre de la fecha de entrada del proyecto este no ha sido considerado en el presente Estudio.

9.1.6 C.H. Quitaracsa

La empresa QUITARACSA con carta N° GG-004-2008 de fecha 14.01.2008 ha informado que las obras de la C.H. Quitaracsa deberán culminar en el 2011. Posteriormente el SUBCOMITE ha recibido información de la empresa CHAPRIN mediante carta de fecha 02.02.2009, en la que se indica que el cronograma del proyecto QUITARACSA está en proceso de revisión. En vista de que a la fecha todavía no se han licitado las obras se considera que la fecha de entrada en operación del proyecto será posterior al horizonte del Estudio, por lo que no se incluye este proyecto en el programa de obras de generación del Estudio.

9.1.7 C.H. Tarucani

La empresa TARUCANI GENERATING COMPANY con carta TGC-003/09 de fecha 12 de enero de 2009 ha actualizado la fecha de ingreso en operación siendo para el 2012, quedando fuera del horizonte del Estudio.

9.1.8 C.T. Fénix

El SUBCOMITÉ ha solicitado la información correspondiente a la empresa Fénix Power Peru S.A. Al respecto, se ha recibido la carta FX.006.09 de fecha 23 de enero de 2009 que ratifica que el proyecto estaría en operación comercial para el primer trimestre del 2010. El SUBCOMITÉ considera que este proyecto no tiene financiamiento a la fecha, no tiene contrato de suministro ni transporte de gas natural, y que por lo tanto no se justifica incluir la entrada en operación de este proyecto dentro del horizonte del Estudio, por lo que no se le ha incluido en el programa de obras.

9.1.9 C.H. Santa Cruz

El SUBCOMITÉ ha solicitado la información correspondiente y se ha recibido nueva información, referente al acta de conformidad de la reunión de fecha 08 de enero de 2009, en la cual participaron Duke Energy Egenor, Electro Peru, Cahua S.A., Hidroeléctrica Santa Cruz, a partir de la información recibida se ha considerado en este estudio el ingreso de la central en dos etapas, el primer grupo (3MW) ingresará en febrero 2009 y el segundo grupo (3MW) en julio de 2009.

9.1.10 C.H. Roncador

El SUBCOMITÉ ha solicitado la información correspondiente mediante carta SCG-010/09 de fecha 12 de enero de 2009. A la fecha no se ha recibido ninguna respuesta. En vista de la carencia de información el proyecto no ha sido incluido en el programa de obras de generación del Estudio

9.1.11 Conversión de C.T. Atocongo

El SUBCOMITÉ ha solicitado la información correspondiente mediante carta SCG-011/09 de fecha 12 de enero de 2009. Al respecto no se ha recibido respuesta alguna, por lo cual no ha sido incluido en el programa de obras de generación del Estudio.

10. PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN**Documentación actualizada sobre los proyectos LT Tocache-Bellavista en 138 KV y de L.T. San Gabán-Mazuco-Puerto Maldonado en 138 KV.**

La información sobre los proyectos mencionados en la indicada en el numeral 6.2 del presente informe.

Inclusión del reforzamiento de la interconexión Centro-Sur

En lo que respecta al refuerzo del enlace entre las subestaciones Mantaro y Socabaya, de acuerdo a la carta GNC-025 de Consorcio Transmantaro adjunta en el anexo D, a la fecha no se ha llegado a un acuerdo entre Consorcio Transmantaro y el MINEM para la ejecución de proyecto de reforzamiento. Teniendo en cuenta que la necesidad del proyecto disminuye ante la licitación y adjudicación de la línea de transmisión Mantaro – Montalvo en 500 KV, la cual ingresará en el 2011, el SUBCOMITÉ estima poco probable de que se concrete el refuerzo en 220 KV en el periodo de evaluación que cubre este estudio, por lo que no se ha considerado en el programa de obras de transmisión.

COSTOS VARIABLES DE CENTRALES TÉRMICAS**11. INCLUSIÓN DEL IMPUESTO SELECTIVO AL CONSUMO.**

En base a la normativa vigente El SUBCOMITÉ ha excluido el ISC en el precio del Diesel para la generación eléctrica en todo el periodo, excepto para la C.T. Malacas, en la cual se ha mantenido el costo por .

12. TASA DE GASTOS FINANCIEROS POR STOCK DE COMBUSTIBLES

El SUBCOMITÉ está de acuerdo en que el valor de la tasa LIBOR presentado en el Estudio es preliminar y que le corresponde al OSINERGMIN actualizar dicha tasa al mes de marzo 2008, conforme al artículo 50° de LCE. Se ha actualizado el valor a 1.851%, LIBOR activa 1 año, publicado en el Diario gestión el 20/01/09.

13. CONSUMOS DE GAS NATURAL

El SUBCOMITÉ ha actualizado los consumos de gas natural para el año 2008 en base a la información enviada por las empresas EDEGEL, ENERSUR y KALLPA, a fin de calcular el precio límite para las centrales a gas natural que no proviene de Camisea. Estos consumos se adjuntan en el Anexo E del presente informe.

14. ACTUALIZACION DE PRECIOS DE GAS NATURAL

El SUBCOMITÉ ha actualizado los precios del gas natural en boca de pozo y los precios de transporte y distribución para las centrales térmicas que operan con el gas de Camisea a enero de 2009. Los precios resultantes se incluyen en el estudio técnico económico actualizado adjunto al presente informe.

15. INFORMACIÓN DE C.T. FLORES

El SUBCOMITÉ presenta el sustento correspondiente a la información de esta central en la carta C-966-2008, cursada por Duke Energy Egenor en fecha 22 de octubre de 2008 en el Anexo D

16. FLETE DE C.T. YARINACOCHA

El SUBCOMITÉ ha verificado la información correspondiente y ha considerado el precio de combustible para esta central en la Planta Conchán, conforme a la sugerencia de ELECTROPERU indicada en el anexo I.

17. MODIFICACIONES DE PODERES CALORÍFICOS

El SUBCOMITÉ ha actualizado la información de poderes caloríficos de los grupos térmicos de Mollendo y Calana operando con gas natural conforme al valor enviado por EGESUR indicado en el anexo I. Para la Central Santa Rosa se mantiene el valor usado en la fijación anterior.

18. MODIFICACIÓN DE CONSUMO ESPECIFICO DE TG1 DE C.T. ILO 1

El SUBCOMITÉ ha mantenido los valores de la fijación tarifaria anterior y sustentado en el folio 315 del Estudio Tarifario mayo 2008.

19. COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE (CVNC)

19.1 Empleo de Procedimientos COES

Al respecto, tal como se señalara en anteriores procesos tarifarios, no existe adicionalmente a los Procedimientos N°32 y N°34, ninguna otra normativa o procedimiento aprobado, al cual las empresas generadoras puedan recurrir a firme para el cálculo de sus Costos Variables No Combustibles.

En ese sentido, no es comprensible la posición del OSINERGMIN al insistir en que se tomen los *“procedimientos y principios utilizados en los procesos regulatorios*

previos", cuando él mismo sabe que no ha existido anteriormente a los Procedimientos N°32 y N°34 alguna otra normativa aprobada, sino únicamente prácticas de ingeniería, pero que estaban sujetas a la discrecionalidad, buen entender o "percepción" de quién lo realizaba. Precisamente la elaboración y posterior aprobación de los procedimientos N°32 y N°34 obedecían a esta deficiencia en el modo de cálculo de los CVNC, al establecer una única metodología de cálculo de los CVNC.

De otro lado, el argumento utilizado por el OSINERGMIN contrario al uso de los contratos LTSA para la determinación de los CVNC, lo único que demuestra es lo ilógico de su razonamiento. Mencionar que *"un contrato se suscribe cuando ambas partes consideran que han logrado acuerdos beneficiosos; ello no impide que algunas de las partes pueda haber cometido una sobre valoración"*, significa decir que la empresa que presta el servicio y que seguramente lo hace en muchos países no conoce sobre costos tanto como el OSINERGMIN, o que la empresa dueña de la central generadora, que seguramente esta presente en otros países, voluntariamente ha decidido pagar mas de lo que debiera. Este argumento es aplicable cuando alguno de las partes desconoce sobre el asunto, pero no es para nada aplicable cuando ambas partes se encuentran inmersas en el asunto.

Este punto ha sido ampliamente sustentado en la fijación tarifaria anterior y en particular al documento de absolución de observaciones, al cual nos remitimos de ser necesario.

19.2 FALTA DE INFORMACIÓN DE SUSTENTO

Los Costos Variables No Combustibles (CVNC) son los mismos presentados por el COES en la fijación tarifaria anterior, por lo que los archivos de cálculo que sustentan los valores de CVNC propuestos para la presente fijación ya han sido entregados al OSINERGMIN con ocasión de la fijación tarifaria 2008.

PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA

20. MODIFICACIÓN EN LOS ARCHIVOS DE DATOS DEL MODELO PERSEO

20.1 Archivo RGO

Se presenta el sustento respectivo a las modificaciones de la demanda de riego de la cuenca del Rímac en carta CM-094-2008 cursada por Edegel en fecha 25 de marzo de 2008, la misma que se adjunta en el anexo G1.

20.2 Archivo GTT

Se acepta la observación de OSINERGMIN, manteniéndose los valores de disponibilidades usados en la fijación anterior y empleados por el OSINERGMIN.

20.3 Archivo HID

El sustento correspondiente a las modificaciones en los datos de hidrología se adjunta en el anexo G. Para el caso de Sibinacocha (EGEMSA) se mantienen los valores propuestos sustentado en el estudio de series hidrológicas adjunto. En el

caso de EGESUR la empresa no ha presentado sustento de la variación de las series anteriores, por lo que se usarán los valores de las series hidrológicas presentadas en la fijación tarifaria anterior más la serie hidrológica presentada del año 2007.

20.4 Archivo CHH

Se ha corregido el error observado en el caso de la Central Hidroeléctrica Platanal, considerando su entrada en el mes de noviembre de 2009, de acuerdo a lo informado por CELEPSA mediante comunicación que se adjunta en el anexo D.

Respecto al retiro de la CH Santa Rosa I, la central seguirá operando, su representación se ha considerado descontando su producción de la demanda.

21. REPRESENTACIÓN DE CONGESTION EN EL DUCTO DE TRANSPORTE DEL GAS NATURAL DE CAMISEA

El Decreto de Urgencia 049 (DU-049) ha sido promulgado con posterioridad a la presentación de la propuesta original del SUBCOMITE, por lo que en esta ocasión se ha actualizado los datos de disponibilidad de los grupos térmicos que utilizan gas natural de Camisea como combustible a fin de implementar su aplicación en el proceso de regulación tarifaria. Se ha considerado una capacidad ilimitada del gasoducto de Camisea durante el periodo 2009-2011. Si se ha considerado la indisponibilidad de unidades durante el periodo de Mayo a Julio 2008, por ser anterior a la aplicación del Decreto Legislativo 1041-2008 y del DU-049.

22. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO MAYOR DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS Y TERMOELÉCTRICAS

22.1 Observaciones Generales

Entre las labores del COES se encuentra la de establecer los programas de operación de largo y mediano plazo, haciendo el mejor uso de los recursos a fin de lograr el menor costo operativo. En ese sentido, los programas de mantenimiento mayor elaborados por el COES, obedecen a esa intención.

Sin embargo, cabe mencionar que al momento de la elaboración de los programas de mantenimiento, no se dispone de toda la información relevante; es decir, no son conocidas todas las variables necesarias para la estimación de las actividades.

Por ejemplo, en el caso de las centrales térmicas, tal como se explicó en el documento de Absolución de Observaciones al estudio de Fijación de Tarifas para el año 2007 presentado por el COES, sus mantenimientos se determinan de acuerdo al número de horas de operación equivalente que la unidad tenga. Es decir, los mantenimientos son programados dependiendo de sí las horas de operación de la unidad llegaron a ciertos valores límite o no, suceso que depende de ciertos factores, como por ejemplo la demanda. La ocurrencia de una demanda mayor o menor a la programada, puede originar un adelanto o retraso respectivamente de las actividades de mantenimiento.

Lo mismo sucede con los ciclos hidrológicos que no sólo afectan a la operación de las hidráulicas, la disponibilidad de mano de obra especializada para los

mantenimientos, las variaciones en los precios de los combustibles, etc., los que además también pueden afectar la duración de la actividad de mantenimiento.

Así, tanto la estimación de la fecha de inicio de una determinada actividad de mantenimiento así como la duración de la misma, pueden sufrir alteraciones debido a factores externos. Esto origina un alejamiento entre lo real y lo proyectado.

En ese contexto, la inclusión del año n-1 dentro de los procesos tarifarios, obedece a la intención de la ley de asociar las proyecciones futuras en demanda y oferta con lo que viene ocurriendo. Es decir, disminuir el grado de alejamiento. En ese, sentido la inclusión del programa de mantenimiento ejecutado del año n-1 es concordante.

Lo que no es concordante, es utilizar sólo parte de lo que ocurrió. Es decir, no se puede utilizar la demanda realmente ocurrida y no utilizar los mantenimientos realmente ocurridos. El resultado de esta unión es incierta, pudiendo ser mayor o menor a la tarifa finalmente sucedida.

Por lo expuesto, el SUBCOMITE mantiene su posición de utilizar el Programa de Mantenimiento Ejecutado del 2008 como entrada al modelo Perseo.

22.2 Trabajos en la Central Hidroeléctrica Mantaro

El SUBCOMITE ha evaluado la observación presentada y modifica la modelación de los mantenimientos de la CH Mantaro a fin de utilizar los factores referidos para la reducción de potencia de la C.H. Mantaro por efecto de indisponibilidades de sus grupos.

22.3 Evaluación de las Actividades de Mantenimiento Propuestas para los años comprendidos entre el 2009 y el 2011.

El Programa de Mantenimiento presentado en la propuesta del SG-COES de noviembre del 2008 se ha modificado, considerando que era un programa preliminar. En esta oportunidad el programa de mantenimiento del 2009 corresponde al Programa de Mantenimiento Mayor 2009 del COES SINAC. Se ajunta información adicional que explica las tareas involucradas.

Para las centrales hidroeléctricas se ha considerado un programa de mantenimiento similar al del 2009 para los años 2010 y 2011, en vista de que no se dispone de información adicional para el periodo 2010-2011.

Para las centrales termoeléctricas se ha actualizado el programa de mantenimiento de los años 2010 y 2011 sobre la base de las horas equivalentes de operación y los resultados medios de generación de estas unidades en la salida del modelo PERSEO.

22.3.1 Centrales Hidroeléctricas

CH. Mantaro

Al respecto de la actividad de "Purga de la presa Tablachaca", ELECTROPERÚ considera que se debe respetar el calendario de actividades de purga de la referida presa propuesto para cada año por razones básicas de seguridad de la continuidad

operativa del Complejo Mantaro. Se adjunta información técnica sustentatoria en el documento enviado por Electroperú adjunto en el anexo I.

CH. Cahua

Al respeto de la actividad "Cambio de regulador de velocidad y de tensión, limpieza de bobinado del estator, cambio de descargador síncrono, reparación corona y álabes" la empresa CAHUA informó que, debido a la necesidad del SEIN de cubrir la restricción de generación térmica originado el 2008 por congestión del ducto de Camisea esta actividad fue reprogramada y aprobada en el COES en el programa de mantenimiento mayor del año 2009.

Asimismo, como parte de un proceso integral de optimización en las operaciones de la C.H. Cahua y el menor costo económico para el sistema, las actividades de mantenimiento son programadas durante las paradas frecuentes de la central en períodos de avenida debido a la presencia de excesiva cantidad de sólidos en el agua del río Pativilca el cual genera salidas de hasta 15 días consecutivos, en razón de ello cabe informar que las actividades del año 2009 incluyen la adquisición de un nuevo rodete con perfil modificado y recubrimiento especial que logre el incremento de eficiencia y la continuidad de servicio de la central.

Por lo cual el presente trabajo de mantenimiento ha sido incluido en el Estudio.

CH. Chimay

Los registros duplicados de mantenimientos se han verificado y corregido de acuerdo a lo indicado por OSINERGMIN.

22.3.2 Centrales Termoeléctricas

C.T Shougesa

Se ha verificado y corregido los factores de indisponibilidad de los grupos de la CT San Nicolás, de acuerdo a lo indicado por OSINERGMIN.

C.T. Malacas

Se mantiene la duración de la actividad señalada, conforme al sustento presentado por EEP SA mediante el cronograma de tareas para la realización de la misma, el cual se adjunta en el Anexo F

CT. Ilo

Se ha eliminado los mantenimientos simultáneos considerados de las turbinas a vapor de Ilo y los calderos de la planta, verificandose y corrigiendose de acuerdo a lo indicado por OSINERGMIN.

23. MODIFICACION DE SERIES HIDROLÓGICAS

Se ha solicitado mayor sustento a la propuesta presentada por el SUBCOMITE.

23.1 Actualización de la Serie Hidrológica del año 2007

23.1.1. Observaciones a la “Naturalización de Caudales del Río Pativilca-central Hidroeléctrica Cahua-Año 2007, Informe Final-Version Definitiva, Setiembre 2008.

Se mantienen los datos de hidrología de los caudales del río Pativilca. El sustento solicitado por OSINERGMIN se adjunta en el Anexo I, incluyendo los cuadros mencionados en el Informe, así como el análisis de confiabilidad de la información de precipitación de la cuenca del Río Pativilca debidamente actualizado.

23.1.2. Observaciones al “Sistema de Centrales Hidroeléctricas Arcata-naturalización de caudales Año 2007, Informe Final-Versión definitiva, Setiembre 2008.

Se mantienen los datos de hidrología de la CCHH de Arcata. Se presenta el análisis de confiabilidad requerido en el documento enviado por CAHUA incluido en el Anexo I del presente informe.

23.1.3 Observaciones al “Estudio de Naturalización de la Información hidrológica del río Vilcanota, Informe Final-Año 2007”.

Según solicitado por OSINERGMIN se adjunta el sustento y la información adicional conforme a lo presentado por la empresa EGEMSA. La respuesta de Egemsa se adjunta en el anexo I, y el estudio hidrológico actualizado se adjunta en el anexo G2

23.1.4 Observaciones a la Actualización del estudio Hidrológico Cuenca San Gaban-Año 2007.

Según solicitado por OSINERGMIN se adjunta la información adicional conforme a lo presentado por la empresa SAN GABAN en el Anexo G2.

23.2 Reducción de las series históricas del período 1965-2007 a 1992-2007

El SUBCOMITE ha evaluado todas las observaciones presentadas respecto a la reducción de las series históricas y como respuesta presenta el informe actualizado de INFOCLIMA que se adjunta como Anexo G3.

El SUBCOMITE considera que su propuesta de reducir las series históricas del período 1965-2007 al período 1992-2007 está justificada y sustentada por el informe mencionado, por lo que se mantiene la hipótesis de usar las últimas 16 hidrologías.

24. MODIFICACIÓN DE CAPACIDAD DE LINEAS DE TRANSMISIÓN

El DU-049 ha sido promulgado con posterioridad a la presentación de la propuesta original del SUBCOMITE, por lo que en esta ocasión se han actualizado los datos de las líneas de transmisión para implementar su aplicación en el proceso de regulación tarifaria. Se ha incrementado la capacidad de las líneas de transmisión a fin de que no se produzcan congestiones durante el periodo de proyección.

PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA

25. OBSERVACIÓN GENERAL

El SUBCOMITE está aplicando rigurosamente el Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia, aprobado mediante Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD y se ha actualizado la proyección de demanda del Estudio conforme a las observaciones previas y a información disponible más reciente.

26. OBSERVACIONES ESPECÍFICAS

26.1 Capacidad de las unidades y costo FOB de la turbina a gas

De acuerdo a lo solicitado por el OSINERGMIN, se adjunta en el Anexo K, una copia de la revista Gas Turbine World Handbook 2007-2008, que sustenta los valores empleados en el CCBGN_{ISO} y los precios FOB de las turbinas empleadas para el cálculo del Precio Básico de Potencia. Los datos de las ediciones anteriores del Gas Turbine World Handbook son los mismos que los presentados en la fijación tarifaria del 2008.

26.2 Tasa de Interés durante la construcción

El SUBCOMITE entiende que esta no es una observación al ESTUDIO sino un comentario, debido a que el SUBCOMITE no podría proyectar dicho valor para el mes de marzo. Por lo tanto, le corresponderá al OSINERGMIN actualizar a marzo la tasa de interés durante la construcción. Adicionalmente, se ha actualizado la TAMEX al 30.01.2009.

FACTORES DE PERDIDAS MARGINALES

27. FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES DE ENERGÍA

El SUBCOMITE también entiende que los factores de pérdidas marginales de energía son preliminares y que los definitivos serán aquellos que se determinen al final del proceso.

FORMULAS DE ACTUALIZACIÓN

28.FORMULA DE ACTUALIZACION DE LOS PRECIOS BÁSICOS DE ENERGIA Y POTENCIA.

El SUBCOMITE tambien entiende que las formulas de actualizacion de los precios básicos de energia y de potencia son preliminares y que los definitivos seran aquellos que se determinen al final del proceso.

Lima, 04 de Febrero del 2009.

**ANEXO A: Datos Utilizados en el Modelo
PERSEO**

(En medio magnético digital)

**ANEXO B: Cartas Enviadas de Solicitud de
Información**

CARGO

00004

Lima, 12 de enero de 2009

SCG-001/09

Señor
Luis Rafael Zoeger Nuñez
Representante Legal
BPZ ENERGY INC
Ca. Manuel Fiala 297
San Borja

Ref.: OF. N° 0004-2009-GART

De nuestra consideración:

Con la finalidad de absolver las observaciones del Osinergmin al Estudio Técnico Económico presentado por el Subcomité de Generadores para la Fijación de Tarifas en Barra para el periodo mayo 2009 – abril 2010, tenemos a bien solicitarles nos alcancen a la brevedad posible la siguiente información:

Ficha Técnica y cronograma del Proyecto C.T. Nueva Esperanza

Sin otro particular, quedamos de ustedes.

Atentamente,



Rafael Flores Chacón
DNI 23963896
Representante del Subcomité de Generadores



CARGO

00015

Lima, 12 de enero de 2009

SCG-002/09

Señor
Carlos Javier Cavallero Behr
Gerente General
AGUAS Y ENERGIA DEL PERU
Av. Javier Prado Este # 3580
San Borja

Ref.: OF. N° 0004-2009-GART

De nuestra consideración:

Con la finalidad de absolver las observaciones del Osinergmin al Estudio Técnico Económico presentado por el Subcomité de Generadores para la Fijación de Tarifas en Barra para el periodo mayo 2009 – abril 2010, tenemos a bien solicitarles nos alcancen a la brevedad posible la siguiente información:

Ficha Técnica y cronograma del Proyecto C.H. Pias I

Sin otro particular, quedamos de ustedes.

Atentamente,



Rafael Flores Chacón
DNI 23963896
Representante del Subcomité de Generadores

RECIBIDO
12 ENE. 2009
AGUAS Y ENERGIA PERÚ S.A.

00016

CARGO

Lima, 12 de enero de 2009

SCG-003/09

Señor
Abraham Chahuán
Gerente General
ENERGETICA CHAPRIN
Av. San Borja Norte # 523
San Borja

Ref.: OF. N° 0004-2009-GART

De nuestra consideración:

Con la finalidad de absolver las observaciones del Osinergmin al Estudio Técnico Económico presentado por el Subcomité de Generadores para la Fijación de Tarifas en Barra para el periodo mayo 2009 – abril 2010, tenemos a bien solicitarles nos alcancen a la brevedad posible la siguiente información:

Ficha Técnica y cronograma del Proyecto C.H. Pucurhuay

Sin otro particular, quedamos de ustedes.

Atentamente,



Rafael Flores Chacón
DNI 23963896
Representante del Subcomité de Generadores

CIA. MINERA MILPO S.A.A.

12 ENE. 2009

VIGILANCIA

00027

CARGO

Lima, 12 de enero de 2009

SCG-005/09

Señor
Pablo Ferradas Luna
Representante
EMPRESA DE GENERACION MACUSANI
Av. Canaval y Moreyra 452
San Isidro



Ref.: OF. N° 0004-2009-GART

De nuestra consideración:

Con la finalidad de absolver las observaciones del Osinergmin al Estudio Técnico Económico presentado por el Subcomité de Generadores para la Fijación de Tarifas en Barra para el periodo mayo 2009 – abril 2010, tenemos a bien solicitarles nos alcancen a la brevedad posible la siguiente información:

Ficha Técnica y cronograma del Proyecto C.H. San Gaban I

Sin otro particular, quedamos de ustedes.

Atentamente,

Rafael Flores Chacón
DNI 23963896
Representante del Subcomité de Generadores

CARGO

00028

Lima, 12 de enero de 2009

SCG-006/09

Señor
Abraham Chahuán
Gerente General
ENERGETICA CHAPRIN
Av. San Borja Norte # 523
San Borja

Ref.: OF. N° 0004-2009-GART

De nuestra consideración:

Con la finalidad de absolver las observaciones del Osinergmin al Estudio Técnico Económico presentado por el Subcomité de Generadores para la Fijación de Tarifas en Barra para el periodo mayo 2009 – abril 2010, tenemos a bien solicitarles nos alcancen a la brevedad posible la siguiente información:

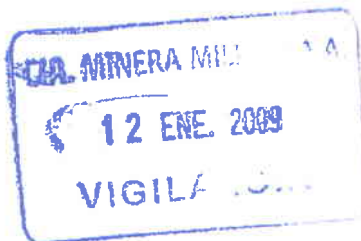
Ficha Técnica y cronograma del Proyecto C.H. Quitaracsa

Sin otro particular, quedamos de ustedes.

Atentamente,



Rafael Flores Chacón
DNI 23963896
Representante del Subcomité de Generadores



00029

CARGO

Lima, 12 de enero de 2009

SCG-009/09

Señor
Pedro Enrique Gonzalez Orbegoso Sanguinetti
Gerente General
SANTA CRUZ S.A.C.
Av. La Paz # 535 Dpto. 303
Miraflores

HIDROELECTRICA
SANTA CRUZ S.A.C.

2 ENE. 2009

RECEBIDO

Ref.: OF. N° 0004-2009-GART

De nuestra consideración:

Con la finalidad de absolver las observaciones del Osinergmin al Estudio Técnico Económico presentado por el Subcomité de Generadores para la Fijación de Tarifas en Barra para el periodo mayo 2009 – abril 2010, tenemos a bien solicitarles nos alcancen a la brevedad posible la siguiente información:

Ficha Técnica y cronograma del Proyecto C.H. Santa Cruz

Sin otro particular, quedamos de ustedes.

Atentamente,



Rafael Flores Chacón
DNI 23963896
Representante del Subcomité de Generadores

CARGO

00030

Lima, 12 de enero de 2009

SCG-010/09

Señor
José Antonio Labarthe Pflucker
Gerente General
AGRO INDUSTRIAS MAJA S.A.C.
Av. Club Golf Los Inkas # 358 Urb. Club Golf Los Inkas
Surco

Ref.: OF. N° 0004-2009-GART

De nuestra consideración:

Con la finalidad de absolver las observaciones del Osinergmin al Estudio Técnico Económico presentado por el Subcomité de Generadores para la Fijación de Tarifas en Barra para el periodo mayo 2009 – abril 2010, tenemos a bien solicitarles nos alcancen a la brevedad posible la siguiente información:

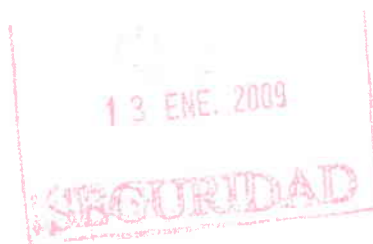
Ficha Técnica y cronograma del Proyecto C.H. Roncador

Sin otro particular, quedamos de ustedes.

Atentamente,



Rafael Flores Chacón
DNI 23963896
Representante del Subcomité de Generadores



CARGO

00031

Lima, 12 de enero de 2009

SCG-011/09

Señor
Julio Paredes
Gerencia General
GENERACION ELECTRICA ATOCONGO S.A.
Av. Avenida Atocongo #2440
Villa María del Triunfo

Ref.: OF. N° 0004-2009-GART

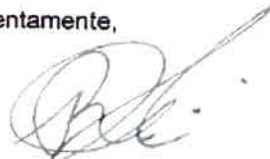
De nuestra consideración:

Con la finalidad de absolver las observaciones del Osinergmin al Estudio Técnico Económico presentado por el Subcomité de Generadores para la Fijación de Tarifas en Barra para el periodo mayo 2009 – abril 2010, tenemos a bien solicitarles nos alcancen a la brevedad posible la siguiente información:

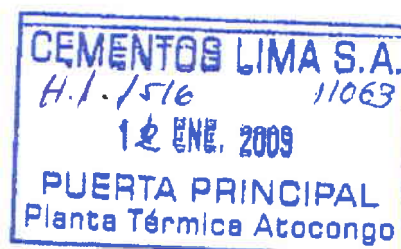
Ficha Técnica y cronograma del Proyecto Conversión a Gas Natural de C.T. Atocongo

Sin otro particular, quedamos de ustedes.

Atentamente,



Rafael Flores Chacón
DNI 23963896
Representante del Subcomité de Generadores



00032

CARGO



Lima, 12 de enero de 2009

SCG-016/09

Señor
Carlos Ariel Naranjo Valencia
Gerente General
Consortio TRANSMANTARO
Av. Canaval y Moreyra # 522 Piso 11
San Isidro

Ref.: OF. N° 0004-2009-GART

De nuestra consideración:

Con la finalidad de absolver las observaciones del Osinergmin al Estudio Técnico Económico presentado por el Subcomité de Generadores para la Fijación de Tarifas en Barra para el periodo mayo 2009 – abril 2010, tenemos a bien solicitarles nos alcancen a la brevedad posible la siguiente información:

Ficha Técnica y cronograma del Proyecto Reforzamiento Interconexión Centro-Sur

Sin otro particular, quedamos de ustedes.

Atentamente,

A handwritten signature in black ink, appearing to be "R.F. Chacón".

Rafael Flores Chacón
DNI 23963896
Representante del Subcomité de Generadores

CARGO

00033

Lima, 12 de enero de 2009

SCG-021/09

Señor
Luis Eduardo Woolcott
Gerencia Comercial
VOTORANTIM METAIS - CAJAMARQUILLA S.A.
Carretera Central - Km 9,5 - Desvío a Huachipa
Huachipa

Ref.: OF. N° 0004-2009-GART

De nuestra consideración:

Con la finalidad de absolver las observaciones del Osinergmin al Estudio Técnico Económico presentado por el Subcomité de Generadores para la Fijación de Tarifas en Barra para el periodo mayo 2009 – abril 2010, tenemos a bien solicitarles nos alcancen a la brevedad posible la siguiente información:

Ficha Técnica del Proyecto de Demanda Ampliación Cajamarquilla

Sin otro particular, quedamos de ustedes.

Atentamente,



Rafael Flores Chacón
DNI 23963896
Representante del Subcomité de Generadores

RECEBIDO
OSINERGMIN
17 ENE 2009

00034

CARGO

Lima, 12 de enero de 2009

SCG-022/09

Señor
Peter Blunt
Gerencia General
MARCOBRE S.A. C.
Av. Alfredo Benavides 1180
Miraflores



Ref.: OF. N° 0004-2009-GART

De nuestra consideración:

Con la finalidad de absolver las observaciones del Osinergmin al Estudio Técnico Económico presentado por el Subcomité de Generadores para la Fijación de Tarifas en Barra para el periodo mayo 2009 – abril 2010, tenemos a bien solicitarles nos alcancen a la brevedad posible la siguiente información:

Ficha Técnica del Proyecto de Demanda Mina Justa

Sin otro particular, quedamos de ustedes.

Atentamente,

A handwritten signature in black ink, appearing to be "Rafael Flores Chacón".

Rafael Flores Chacón
DNI 23963896
Representante del Subcomité de Generadores

**ANEXO B: Cartas Enviadas de Solicitud de
Información**

CARGO

00036

Lima, 12 de enero de 2009

SCG-001/09

Señor
Luis Rafael Zoeger Nuñez
Representante Legal
BPZ ENERGY INC
Ca. Manuel Falla 297
San Borja

Ref.: OF. N° 0004-2009-GART

De nuestra consideración:

Con la finalidad de absolver las observaciones del Osinergmin al Estudio Técnico Económico presentado por el Subcomité de Generadores para la Fijación de Tarifas en Barra para el periodo mayo 2009 – abril 2010, tenemos a bien solicitarles nos alcancen a la brevedad posible la siguiente información:

Ficha Técnica y cronograma del Proyecto C.T. Nueva Esperanza

Sin otro particular, quedamos de ustedes.

Atentamente,



Rafael Flores Chacón
DNI 23963896
Representante del Subcomité de Generadores



00037

CARGO

Lima, 12 de enero de 2009

SCG-002/09

Señor
Carlos Javier Cavallero Behr
Gerente General
AGUAS Y ENERGIA DEL PERU
Av. Javier Prado Este # 3580
San Borja

Ref.: OF. N° 0004-2009-GART

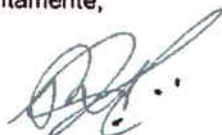
De nuestra consideración:

Con la finalidad de absolver las observaciones del Osinergmin al Estudio Técnico Económico presentado por el Subcomité de Generadores para la Fijación de Tarifas en Barra para el periodo mayo 2009 – abril 2010, tenemos a bien solicitarles nos alcancen a la brevedad posible la siguiente información:

Ficha Técnica y cronograma del Proyecto C.H. Pias I

Sin otro particular, quedamos de ustedes.

Atentamente,



Rafael Flores Chacón
DNI 23963896
Representante del Subcomité de Generadores

RECIBIDO
12 ENE. 2009
AGUAS Y ENERGIA PERÚ S.A.

CARGO

00038

Lima, 12 de enero de 2009

SCG-003/09

Señor
Abraham Chahuán
Gerente General
ENERGETICA CHAPRIN
Av. San Borja Norte # 523
San Borja

Ref.: OF. N° 0004-2009-GART

De nuestra consideración:

Con la finalidad de absolver las observaciones del Osinergmin al Estudio Técnico Económico presentado por el Subcomité de Generadores para la Fijación de Tarifas en Barra para el periodo mayo 2009 – abril 2010, tenemos a bien solicitarles nos alcancen a la brevedad posible la siguiente información:

Ficha Técnica y cronograma del Proyecto C.H. Pucurhuay

Sin otro particular, quedamos de ustedes.

Atentamente,



Rafael Flores Chacón
DNI 23963896
Representante del Subcomité de Generadores

CIA. MINERA MILPO S.A.A.

12 ENE. 2009

VIGILANCIA

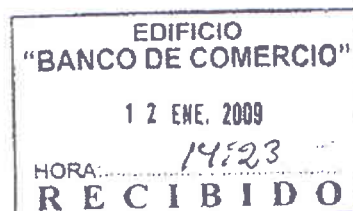
CARGO

00039

Lima, 12 de enero de 2009

SCG-005/09

Señor
Pablo Ferradas Luna
Representante
EMPRESA DE GENERACION MACUSANI
Av. Canaval y Moreyra 452
San Isidro



Ref.: OF. N° 0004-2009-GART

De nuestra consideración:

Con la finalidad de absolver las observaciones del Osinergmin al Estudio Técnico Económico presentado por el Subcomité de Generadores para la Fijación de Tarifas en Barra para el periodo mayo 2009 – abril 2010, tenemos a bien solicitarles nos alcancen a la brevedad posible la siguiente información:

Ficha Técnica y cronograma del Proyecto C.H. San Gaban I

Sin otro particular, quedamos de ustedes.

Atentamente,

Rafael Flores Chacón
DNI 23963896
Representante del Subcomité de Generadores

CARGO

00040

Lima, 12 de enero de 2009

SCG-006/09

Señor
Abraham Chahuán
Gerente General
ENERGETICA CHAPRIN
Av. San Borja Norte # 523
San Borja

Ref.: OF. N° 0004-2009-GART

De nuestra consideración:

Con la finalidad de absolver las observaciones del Osinergmin al Estudio Técnico Económico presentado por el Subcomité de Generadores para la Fijación de Tarifas en Barra para el periodo mayo 2009 – abril 2010, tenemos a bien solicitarles nos alcancen a la brevedad posible la siguiente información:

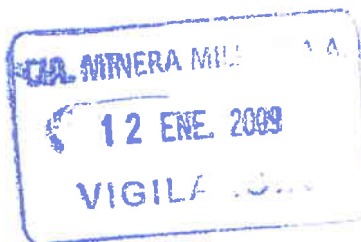
Ficha Técnica y cronograma del Proyecto C.H. Quitaracsa

Sin otro particular, quedamos de ustedes.

Atentamente,



Rafael Flores Chacón
DNI 23963896
Representante del Subcomité de Generadores



CARGO

Lima, 12 de enero de 2009

SCG-009/09

Señor
Pedro Enrique Gonzalez Orbegoso Sanguinetti
Gerente General
SANTA CRUZ S.A.C.
Av. La Paz # 535 Dpto. 303
Miraflores

HIDROELECTRICA
SANTA CRUZ S.A.C.

2 ENE. 2009

RECEBIDO

Ref.: OF. N° 0004-2009-GART

De nuestra consideración:

Con la finalidad de absolver las observaciones del Osinergmin al Estudio Técnico Económico presentado por el Subcomité de Generadores para la Fijación de Tarifas en Barra para el periodo mayo 2009 – abril 2010, tenemos a bien solicitarles nos alcancen a la brevedad posible la siguiente información:

Ficha Técnica y cronograma del Proyecto C.H. Santa Cruz

Sin otro particular, quedamos de ustedes.

Atentamente,



Rafael Flores Chacón
DNI 23963896
Representante del Subcomité de Generadores

00042

CARGO

Lima, 12 de enero de 2009

SCG-010/09

Señor
José Antonio Labarthe Pflucker
Gerente General
AGRO INDUSTRIAS MAJA S.A.C.
Av. Club Golf Los Inkas # 358 Urb. Club Golf Los Inkas
Surco

Ref.: OF. N° 0004-2009-GART

De nuestra consideración:

Con la finalidad de absolver las observaciones del Osinergmin al Estudio Técnico Económico presentado por el Subcomité de Generadores para la Fijación de Tarifas en Barra para el periodo mayo 2009 – abril 2010, tenemos a bien solicitarles nos alcancen a la brevedad posible la siguiente información:

Ficha Técnica y cronograma del Proyecto C.H. Roncador

Sin otro particular, quedamos de ustedes.

Atentamente,



Rafael Flores Chacón
DNI 23963896
Representante del Subcomité de Generadores

13 ENE. 2009
SEGURIDAD

CARGO

00043

Lima, 12 de enero de 2009

SCG-011/09

Señor
Julio Paredes
Gerencia General
GENERACION ELECTRICA ATOCONGO S.A.
Av. Avenida Atocongo #2440
Villa María del Triunfo

Ref.: OF. N° 0004-2009-GART

De nuestra consideración:

Con la finalidad de absolver las observaciones del Osinergmin al Estudio Técnico Económico presentado por el Subcomité de Generadores para la Fijación de Tarifas en Barra para el periodo mayo 2009 – abril 2010, tenemos a bien solicitarles nos alcancen a la brevedad posible la siguiente información:

Ficha Técnica y cronograma del Proyecto Conversión a Gas Natural de C.T. Atocongo

Sin otro particular, quedamos de ustedes.

Atentamente,



Rafael Flores Chacón
DNI 23963896
Representante del Subcomité de Generadores



00044

CARGO



Lima, 12 de enero de 2009

SCG-016/09

Señor
Carlos Ariel Naranjo Valencia
Gerente General
Consortio TRANSMANTARO
Av. Canaval y Moreyra # 522 Piso 11
San Isidro

Ref.: OF. N° 0004-2009-GART

De nuestra consideración:

Con la finalidad de absolver las observaciones del Osinergmin al Estudio Técnico Económico presentado por el Subcomité de Generadores para la Fijación de Tarifas en Barra para el periodo mayo 2009 – abril 2010, tenemos a bien solicitarles nos alcancen a la brevedad posible la siguiente información:

Ficha Técnica y cronograma del Proyecto Reforzamiento Interconexión Centro-Sur

Sin otro particular, quedamos de ustedes.

Atentamente,

Rafael Flores Chacón
DNI 23963896
Representante del Subcomité de Generadores

CARGO

00045

Lima, 12 de enero de 2009

SCG-021/09

Señor
Luis Eduardo Woolcott
Gerencia Comercial
VOTORANTIM METAIS - CAJAMARQUILLA S.A.
Carretera Central - Km 9,5 - Desvio a Huachipa
Huachipa

Ref.: OF. N° 0004-2009-GART

De nuestra consideración:

Con la finalidad de absolver las observaciones del Osinergmin al Estudio Técnico Económico presentado por el Subcomité de Generadores para la Fijación de Tarifas en Barra para el periodo mayo 2009 – abril 2010, tenemos a bien solicitarles nos alcancen a la brevedad posible la siguiente información:

Ficha Técnica del Proyecto de Demanda Ampliación Cajamarquilla

Sin otro particular, quedamos de ustedes.

Atentamente,



Rafael Flores Chacón
DNI 23963896
Representante del Subcomité de Generadores



00046

CARGO

Lima, 12 de enero de 2009

SCG-022/09

Señor
Peter Blunt
Gerencia General
MARCOBRE S.A. C.
Av. Alfredo Benavides 1180
Miraflores



Ref.: OF. N° 0004-2009-GART

De nuestra consideración:

Con la finalidad de absolver las observaciones del Osinergmin al Estudio Técnico Económico presentado por el Subcomité de Generadores para la Fijación de Tarifas en Barra para el periodo mayo 2009 – abril 2010, tenemos a bien solicitarles nos alcancen a la brevedad posible la siguiente información:

Ficha Técnica del Proyecto de Demanda Mina Justa

Sin otro particular, quedamos de ustedes.

Atentamente,

Handwritten signature of Rafael Flores Chacón.

Rafael Flores Chacón
DNI 23963896
Representante del Subcomité de Generadores

ANEXO C: Proyección de la Demanda

C1: Modelo Demanda por Barras

(En medio magnético digital)

00049

C2: NOTAS DE ESTUDIOS DEL BCRP



NOTAS DE ESTUDIOS DEL BCRP

No. 03– 23 de enero de 2009

Actividad Económica¹

Noviembre 2008

En noviembre, el **PBI** creció 5,1 por ciento acumulando con este resultado un crecimiento de 9,5 por ciento en lo que va del año. En el mes, destacó el crecimiento de la minería y de la construcción, esta última actividad acumula en el año una expansión de 16,9 por ciento, con la cual se constituiría en el sector más dinámico de la economía por tercer año consecutivo.

La manufactura no primaria creció 0,8 por ciento en el mes, con lo cual acumula una expansión de 8,2 por ciento en lo que va del año. El resultado del mes refleja principalmente la menor actividad de la industria del hierro y el acero, en un contexto en que las empresas que integran esta rama paralizaron temporalmente sus actividades y de otras ramas industriales orientadas al mercado externo.

El crecimiento de la **demanda interna** en noviembre fue de **8,0 por ciento** acumulando a dicho mes una expansión de **12,7 por ciento**. En noviembre, continúan destacando el aumento del **consumo privado** y de la **inversión privada**. Esta última evolución se reflejó en el aumento en términos reales de las importaciones de bienes de capital en **52,2 por ciento** y del consumo interno de cemento en **9,8 por ciento**.

Para **diciembre se proyecta** un crecimiento de **4,9 por ciento** en el **PBI** y de **8,6 por ciento** en el indicador de **demanda interna**. Con ello, el crecimiento del PBI en el cuarto trimestre sería de 6,2 por ciento y 9,1 por ciento para el 2008; en el caso de la demanda interna ésta crecería 10,2 por ciento en el trimestre y 12,3 por ciento en el año.

La proyección del PBI para diciembre contempla un crecimiento de 3,8 por ciento en el PBI primario y 2,6 por ciento para el sector minería e hidrocarburos, inferior a la variación acumulada entre enero y noviembre (8,0 por ciento). Esto último responde principalmente a un efecto base, puesto que en diciembre de 2007 la producción de oro fue inusualmente alta tras la puesta en marcha de un nuevo molino de la empresa Yanacocha.

La encuesta de expectativas macroeconómicas del BCRP aplicada en diciembre señala que el 55 por ciento de las empresas encuestadas esperan un entorno económico similar o mejor al actual para los próximos 3 meses, porcentaje que se eleva a 63 por ciento en lo relacionado a las perspectivas del sector. Finalmente, según la encuesta los agentes económicos esperan un crecimiento de entre 5,8 y 6,0 por ciento para el 2009.

¹ En este informe participaron: José Luis Bustamante, Raymundo Chirinos, Gonzalo Lezma, Alberto Palacios, Youel Rojas, Irina Valenzuela, Ketty Vásquez y César Virreira.



NOTAS DE ESTUDIOS DEL BCRP

No. 03– 23 de enero de 2009

I. PBI sectorial

1. En noviembre, el **PBI** creció 5,1 por ciento acumulando con este resultado un crecimiento de 9,5 por ciento en lo que va del año. En el mes, destacó el crecimiento de la minería y de la construcción, esta última actividad acumula en el año una expansión de 16,9 por ciento, con la cual se constituiría en el sector más dinámico de la economía por tercer año consecutivo.

Cuadro 1

PRODUCTO BRUTO INTERNO

(Variaciones porcentuales respecto al mismo período del año anterior)

	Pond. 2007	2007		2008	
		Nov.	Año	Nov.	Ene. - Nov.
Agropecuario	7,9	3,2	3,3	4,2	5,9
Agrícola	4,8	5,8	2,0	0,4	6,2
Pecuario	2,4	1,1	5,3	8,8	5,4
Pesca	0,5	16,9	6,9	-8,8	3,9
Minería e hidrocarburos	5,9	2,2	2,7	12,4	8,0
Minería metálica	4,9	0,7	1,7	10,9	7,9
Hidrocarburos	0,5	5,8	6,5	25,3	9,1
Manufactura	15,7	12,7	10,8	1,3	7,9
Procesadores de recursos primarios	3,0	2,5	0,7	3,4	5,9
Manufactura no primaria	12,6	14,0	13,0	0,8	8,2
Electricidad y agua	2,1	8,1	8,5	4,5	8,3
Construcción	5,6	13,1	16,6	10,2	16,9
Comercio	14,5	8,4	9,7	6,7	12,5
Otros servicios	38,4	10,0	9,6	4,1	8,7
PBI GLOBAL	100,0	8,6	8,9	5,1	9,5
Primario	17,2	3,2	2,7	6,4	6,5
No Primario	82,8	9,7	10,2	4,8	10,1

I.1 Sector Agropecuario

2. La producción del **sector agropecuario creció 4,2 por ciento** en noviembre, acumulando una expansión de 5,9 por ciento en lo que va del año. En el mes, la producción agrícola creció 0,4 por ciento, tasa de crecimiento menor a la registrada en meses anteriores, por la contracción experimentada en la producción para el mercado



NOTAS DE ESTUDIOS DEL BCRP

No. 03– 23 de enero de 2009

externo y la agroindustria. Por su parte, la producción pecuaria aumentó 8,8 por ciento, en respuesta a una mayor demanda de carne de ave, huevo y leche.

Cuadro 2
SECTOR AGROPECUARIO

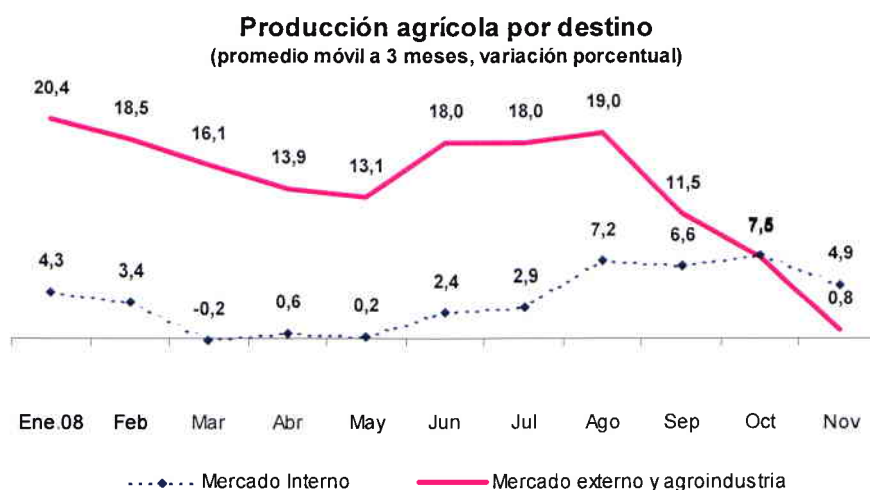
	Año 2007 Miles TM	noviembre				enero - noviembre			
		Miles TM		Var	Contribución	Miles TM		Var	Contribución
		2 007	2 008	%	al crecimiento	2 007	2 008	%	al crecimiento
Producción agrícola				0,4	0,2			6,2	3,7
<u>Orientada al mercado interno</u>				2,2	0,9			3,1	1,3
Arroz	2435	131	152	16,2	0,6	2 263	2 508	10,8	0,5
Trigo	182	4	15	254,0	0,4	176	201	14,3	0,1
Camote	185	10	26	167,8	0,4	170	165	-3,2	0,0
Yuca	1158	96	110	15,0	0,4	1 062	1 012	-4,7	-0,1
Manzana	137	5	13	192,1	0,4	132	122	-7,7	0,0
Zapallo	118	6	13	126,2	0,2	111	142	27,7	0,1
Piña	240	33	38	16,6	0,2	185	205	11,2	0,1
Maíz Choclo	333	16	23	38,8	0,2	312	345	10,6	0,1
Naranja	343	20	28	41,3	0,2	329	349	6,3	0,0
Plátano	1835	150	152	1,5	0,1	1 680	1 621	-3,5	-0,1
Tomate	173	14	19	35,1	0,1	144	177	23,1	0,1
Fresa	13	1	4	221,5	0,1	11	18	60,2	0,0
Ajo	81	23	12	-48,7	-1,7	65	62	-4,8	0,0
Papa	3383	212	195	-7,9	-0,5	3 182	3 389	6,5	0,5
Cebolla	634	52	40	-24,5	-0,2	582	590	1,4	0,0
Limón	270	18	11	-35,9	-0,2	251	205	-18,2	-0,1
<u>Orientada al mercado externo y agroindustria</u>				-4,5	-0,7			13,7	2,4
Caña de Azúcar	8229	761	884	16,1	0,6	7 420	8 470	14,2	0,4
Palta	121	6	7	18,0	0,1	116	128	10,6	0,1
Uva	197	18	19	6,7	0,1	174	186	6,9	0,1
Mango	292	55	24	-57,3	-1,0	179	288	60,9	0,3
Maíz A. Duro	1123	99	86	-12,8	-0,4	1 027	1 081	5,3	0,1
Espárrago	284	36	35	-3,4	-0,1	251	294	17,1	0,3
Algodón	213	1	0	-70,0	-0,1	214	172	-19,8	-0,4
Café	226	0	0	24,5	0,0	226	260	15,2	0,7
Producción Pecuaria				8,8	4,0			5,4	2,2
Ave	940	77	92	19,2	3,6	855	944	10,4	1,7
Huevo	258	21	22	6,3	0,2	236	244	3,4	0,1
Leche	1580	126	131	3,9	0,2	1 450	1 561	7,6	0,3
Vacuno	320	26	25	-3,1	-0,3	293	292	-0,3	0,0
Agropecuario				4,2	4,2			5,9	5,9

Fuente: MINAG.

3. La producción **orientada al mercado interno** creció **2,2 por ciento** en noviembre por la mayor oferta de cereales como el arroz y trigo, y tubérculos como el camote y yuca. Contrastó con este resultado la menor producción de ajo y cebolla provenientes de las menores cosechas en Arequipa, de papa en la costa y de limón en Piura. Por su parte la producción **orientada al mercado externo y la industria** en el mes se **redujo 4,5 por ciento** aunque acumuló un **crecimiento de 13,7 por ciento** en lo que va del año.

NOTAS DE ESTUDIOS DEL BCRP

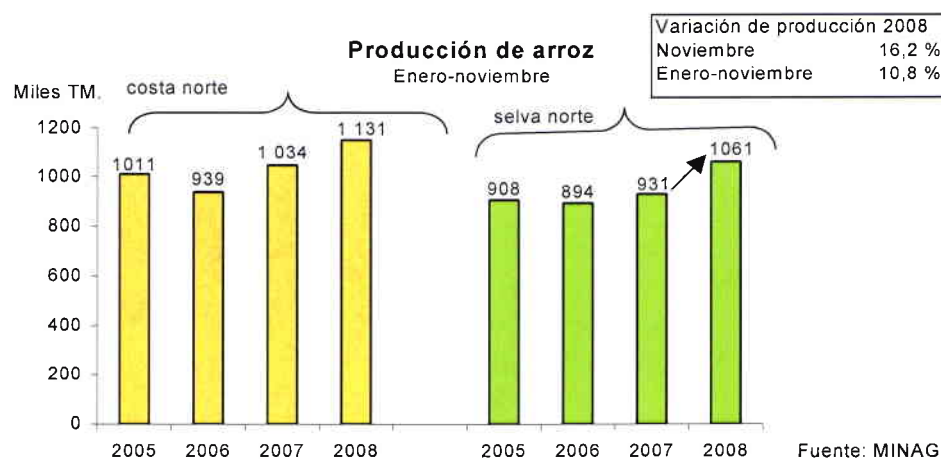
No. 03– 23 de enero de 2009



Cultivos orientados al mercado interno

4. La producción de **arroz** creció **16,2 por ciento**, gracias al mayor impulso de las zonas productoras de la selva norte (San Martín, Amazonas y Cajamarca) y en Tumbes que acumularon un crecimiento de 10,8 por ciento en el período enero-noviembre; en respuesta a precios favorables en chacra.

Gráfico 1



5. La mayor producción de **trigo** reflejó el aumento del área cosechada, que pasó de 667 a 2 182 hectáreas entre noviembre 2007 y noviembre 2008. Arequipa explicó 94 por ciento de la producción, con la variedad Durum.
6. La producción de **camote** creció **167,8 por ciento** y provino de Lima, Lambayeque, Piura y Ancash en tanto que la de la **yuca**, con un aumento de **15 por ciento**, procedió de la selva de Pasco, Ucayali, Cajamarca y Loreto. En contraste, la



NOTAS DE ESTUDIOS DEL BCRP

No. 03– 23 de enero de 2009

producción de **papa** se redujo **7,9 por ciento** por menores siembras y rendimientos en la costa. El abastecimiento de papa fue menor en 10,5 por ciento en noviembre respecto a igual mes del año anterior y fue atenuado con la mayor oferta de camote y yuca.

Cuadro 3
Abastecimiento y Producción de papa
(Miles TM.)

	Abastecimiento 1/				Producción			
	2007	2008	Var. %	Pond. %	2007	2008	Var. %	Pond. %
Enero-octubre	382	395	3,5	100	2 971	3 194	7,5	100
Ene-julio (región sierra)	288	312	8,4	100	2 489	2 704	8,6	100
Junín	81	103	28,1	33	265	332	25,3	12
Ayacucho	72	70	-2,9	22	166	242	45,8	9
Huánuco	51	60	18,8	19	288	261	-9,4	10
Lima	17	24	37,9	8	45	39	-12,8	1
Agosto (costa y valles interandinos)	47	43	-7,3	100	127	140	10,6	100
Ica	15	12	-23,8	27	26	27	5,2	19
Ayacucho	7	8	12,2	18	0	0	-100,0	0
Lima	8	6	-18,1	15	9	12	43,7	9
Huánuco	5	6	22,2	14	9	6	-32,2	4
Junín	3	5	44,5	11	3	5	64,2	4
Apurímac	5	3	-35,5	8	27	9	-66,5	6
Setiembre (costa y valles interandinos)	47	40	-15,4	100	153	152	-0,2	100
Lima	11	14	23,7	34	12	21	84,3	14
Ica	17	12	-33,0	29	25	32	27,7	21
Huánuco	9	8	-13,7	19	20	16	-17,4	11
Octubre (costa y valles interandinos)	48	44	-8,4	100	202	197	-2,3	100
Lima	21	27	24,0	61	37	41	11,7	21
Ica	8	2	-74,5	5	14	4	-73,3	2
Huánuco	13	11	-11,2	26	36	48	33,8	24
Subtotal	42	40	-5,5	91	87	93	7,1	47
Resto 2/	6	4	-30,7	9	115	104	-9,5	53
Noviembre (costa y valles interandinos)	46	41	-10,5	100	212	195	-7,9	100
Lima	28	27	-5,3	65	45	36	-20,7	18
Huánuco	14	12	-17,5	28	49	46	-6,5	24
Junín	1	1	12,4	3	7	6	-10,7	3
Ica	0	0	-76,8	0	2	0	-90,7	0
Subtotal	44	40	-9,5	96	103	88	-15,0	45
Resto 3/	2	1	-40,2	3	108	107	-1,1	55

Fuente: MINAG.

1/ Abastecimiento al Mercado Mayorista de Lima.

2/ Incluye principalmente Arequipa, Cajamarca, La Libertad, Apurímac y Amazonas.

3/ Incluye principalmente Arequipa, Apurímac y Pasco.

- La producción de **manzanas** y **fresas**, creció **192,1** y **221,5 por ciento** respectivamente. Las cosechas provinieron principalmente de Lima (manzana y fresa) y de La Libertad (fresa). Ello llevó a una reducción importante en los precios. Asimismo, la producción de **naranja** y **piña** tuvo buenos resultados en la selva de Junín tras crecer **41,3** y **16,6 por ciento**, respectivamente; en tanto la de **plátano** se recuperó al registrar un crecimiento de **1,5 por ciento**, lo cual no se observaba desde febrero de 2008, luego de haber sufrido el efecto del exceso de lluvias.
- Por el lado de la producción de **hortalizas** continuó el crecimiento de la producción de: **zapallo (126,2 por ciento)**, **tomate (35,1 por ciento)** y **choclo (38,8 por ciento)**. Contrariamente se redujo la producción de ajo –por adelanto de cosechas en



NOTAS DE ESTUDIOS DEL BCRP

No. 03– 23 de enero de 2009

Arequipa-, cebolla –retraso de cosechas en esa misma región- y limón –por anomalías en el clima - en Piura.

Cultivos orientados al mercado externo y agroindustria

9. Continuó el dinamismo de la producción de **caña de azúcar**, con aumentos de **16,1 por ciento** en noviembre y **14,2 por ciento** en el período enero-noviembre, con la continua mejora de los rendimientos, los cuales pasaron de 120,2 TM a 131,3 TM por hectárea entre noviembre 2007 y noviembre 2008².

Cuadro 4
Producción de Caña de Azúcar por empresas
(miles de TM)

	Noviembre			Enero-Noviembre		
	2007	2008	Var. %	2007	2008	Var. %
TOTAL	761	884	16,1	7 420	8 470	14,2
Pomalca	15	70	371,1	553	643	16,3
Tumán	91	97	6,9	804	916	13,9
Pucalá	65	104	59,2	476	855	79,7
Casa Grande	160	164	2,5	1 328	1 657	24,8
Cartavio	127	143	12,6	1 099	1 256	14,3
Laredo	94	96	2,4	965	1 006	4,2
San Jacinto	58	53	-8,5	568	573	1,0
Chucarapi	13	3	-77,8	105	83	-20,8
Otros	138	153	10,9	1 522	1 480	-2,8

Fuente: Sucursales BCRP, MINAG.

10. La producción de **palta**, creció **18 por ciento** en noviembre, y acumuló un **crecimiento de 10,6 por ciento** durante el período enero-noviembre. Las exportaciones de palta crecieron 35,2 por ciento durante el período enero-noviembre.

Cabe destacar que el Departamento de Agricultura de los Estados Unidos (USDA) puso a consulta pública la norma para el ingreso de palta Hass peruana al mercado americano (del 8 de enero al 9 de marzo), la cual evaluarán y seguidamente darán potestad al *Animal and Plant Health Inspection Service* (APHIS), para resolver los aspectos fitosanitarios que puedan faltar al producto peruano. De esta manera, el presidente la Asociación de Productores de Palta Hass del Perú (ProHass) espera que a mediados de este año se concretaría el ingreso de nuestra palta a dicho mercado.

11. De otro lado, en el mes hubo una menor producción de: **maíz duro**, por menores siembras en Lambayeque y Piura en el mes de junio al haberse sustituido por arroz. Asimismo, cayó la producción de **espárrago**, en un contexto de menores precios de exportación: en noviembre, los precios de exportación de conservas disminuyeron 8,9 por ciento, de espárragos frescos, 11,1 por ciento y de congelados, 3,2 por ciento. La menor producción de **mango**, se explicó debido al desgaste productivo después de una abundante cosecha en la campaña anterior (añerismo), y la de **algodón**, por sustitución por arroz.

² Con lo cual Perú se convierte en líder mundial en productividad

NOTAS DE ESTUDIOS DEL BCRP

No. 03– 23 de enero de 2009



Desarrollo de la campaña agrícola: 2008-2009

12. Durante el período agosto-noviembre, el área sembrada de cultivos de corto período vegetativo llegó a 1 011 mil hectáreas, menor en 3,1 por ciento a la de igual período del año anterior por el retraso de las lluvias en la sierra, principalmente.

Cuadro 5

Campaña Agrícola - Área sembrada agosto - noviembre 2008

(Miles de Hectáreas)

	Campaña agrícola			Var. Abs.	Avance %
	Promedio 1/	2007-2008	2008-2009		
Total Nacional	1 008	1 043	1 011	-32	46
Costa (para el mercado interno)					
Arroz	114	115	129	14	19
Frijol seco	33	35	35	0	34
Cebolla	6	6	5	-2	42
Camote	4	3	4	1	28
Tomate	2	2	2	0	32
Sierra (para el mercado interno)					
Papa	198	211	193	-18	68
Maíz Amiláceo	187	195	189	-6	70
Cebada	59	64	59	-5	29
Haba	50	58	54	-4	75
Quinua	29	32	32	0	88
Selva (para el mercado interno)					
Yuca	50	50	50	0	36
Cultivos Industriales y agroindustria					
Maíz Duro	122	120	129	9	42
Algodón	43	39	22	-18	54

1/ Promedio cinco campañas anteriores.

Fuente: Ministerio de Agricultura.

En la costa, se instaló más arroz (La Libertad, Piura y Tumbes), maíz amarillo duro (La Libertad, Ica, y Lambayeque), camote (Lima, Piura e Ica) y menos algodón (Ica, Lambayeque y Lima) dado que la evolución de los precios en chacra son más favorables para los tres primeros cultivos.

En la sierra, las siembras de papa (altiplano, sierra central, sur y norte), cebada (Puno, Cusco, Ayacucho, Junín y Cajamarca) y haba (Puno, Junín y Ayacucho), esperan la regularización de las lluvias hasta enero para instalar sus cultivos andinos.

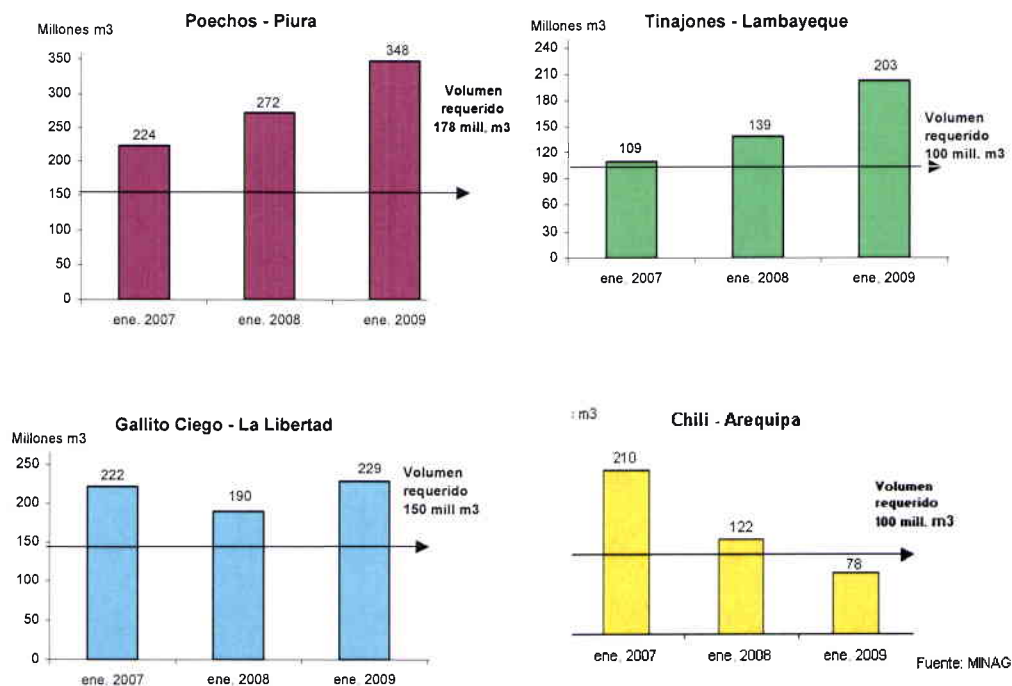
En la selva, se sembró más yuca en San Martín, Ucayali y Cajamarca; maíz amarillo duro en San Martín, Loreto y Amazonas y arroz en San Martín.



Recuadro 1
Volumen de Agua Almacenada en los Reservorios

El volumen de agua acumulada en los reservorios al 6 de enero, en el norte muestra un nivel superior al requerido para el desarrollo de la campaña agrícola; mientras que Arequipa se vio afectada por el desfase del período de lluvias desde la campaña anterior.

RESERVORIO - VOLUMEN DE AGUA ALMACENADA



I.2 Sector pesca

13. En noviembre, el **sector pesquero** registró una contracción en 8,8 por ciento luego de haber mostrado una evolución creciente en los tres últimos meses. La menor actividad en el mes fue reflejo de los menores desembarques de anchoveta para harina de pescado y de la menor extracción para congelado. Sin embargo, la actividad pesquera acumula a noviembre un crecimiento de 3,9 por ciento, gracias a los buenos resultados obtenidos por la pesca de consumo humano.



NOTAS DE ESTUDIOS DEL BCRP

No. 03– 23 de enero de 2009

Cuadro 6
SECTOR PESCA

	Pond. 2007 1/	Noviembre		Enero-Noviembre	
		Var. % Anual	Contribución al crecimiento	Var. % Anual	Contribución al crecimiento
Pesca Marítima	95,0	-8,7	-8,0	4,6	4,2
<u>Consumo humano</u>	<u>66,9</u>	<u>-1,5</u>	<u>-0,8</u>	<u>6,7</u>	<u>4,5</u>
-Conservas	4,1	-16,3	-0,4	9,2	0,4
-Fresco	24,9	28,3	4,5	8,1	1,9
-Congelado	35,8	-13,7	-3,6	5,1	1,9
-Seco salado	2,1	-53,6	-1,2	14,8	0,3
<u>Consumo industrial</u>	<u>28,1</u>	<u>-16,4</u>	<u>-7,2</u>	<u>-2,2</u>	<u>-0,3</u>
-Anchoveta	28,1	-16,4	-7,2	-2,4	-0,3
Pesca Continental	5,0	-9,2	-0,8	-5,4	-0,3
SECTOR PESCA	100,0	-8,8	-8,8	3,9	3,9

1/ Ponderaciones referenciales promedio del año 2007.

Fuente: PRODUCE, INEI.

Consumo industrial

14. Los desembarques de anchoveta para harina de pescado, cuyas capturas se concentraron en los puertos del norte del país, disminuyeron 16,4 por ciento en el mes (210,3 miles de TM menos que similar periodo del año anterior). Esta reducción obedece a los menores días efectivos de pesca registrados durante la última etapa de pesca de este recurso³, en el cual hubo 4 días menos para las labores de pesca que en similar periodo del año anterior.

Cabe indicar, que el 12 de diciembre culminó la segunda temporada de pesca de anchoveta del año en la región norte-centro del litoral, siendo los puertos de Chimbote, Chancay, Pisco y Supe los que mayores descargas concentraron. Según información preliminar de Imarpe para diciembre, la extracción de anchoveta para el año habría crecido ligeramente en 0,2 por ciento.

³ Esta última etapa de pesca que corresponde al mes de diciembre, forma parte de la última temporada de pesca de anchoveta del 2008 con una cuota de pesca de 2 millones de TM que tuvo su primera etapa en noviembre.

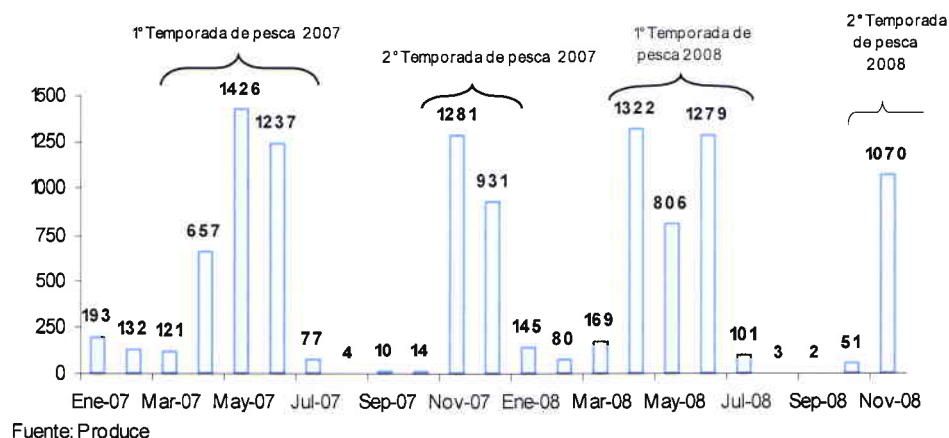


NOTAS DE ESTUDIOS DEL BCRP

No. 03– 23 de enero de 2009

Gráfico 2

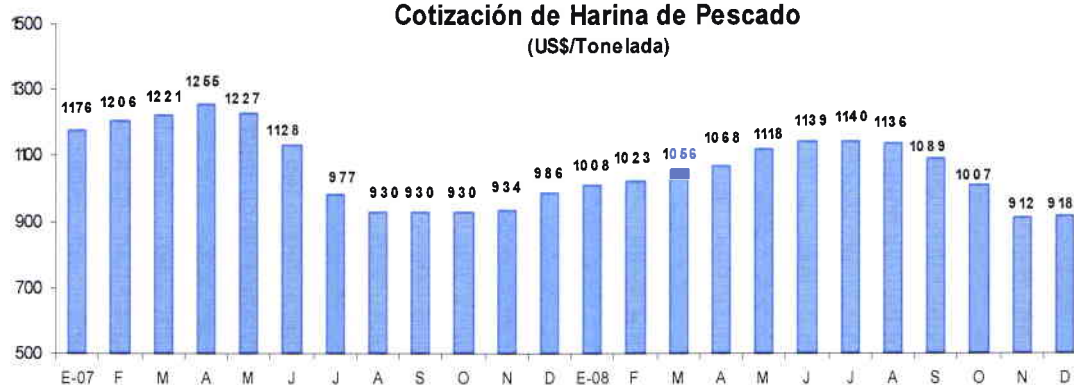
Extracción de anchoveta 2007 - 2008 (Miles de toneladas)



15. En diciembre, la harina de pescado registró un leve incremento en su cotización alcanzando un nivel de US\$/TM 918 (superior en US\$ 6,6 al mes previo), en respuesta a los menores inventarios disponibles ante las mayores ventas pactadas con anterioridad a la última temporada de pesca de anchoveta en el país.

Gráfico 3

Cotización de Harina de Pescado (US\$/Tonelada)



Consumo humano

16. En noviembre, la ligera disminución de la pesca de consumo humano (-0,8 por ciento) refleja principalmente la menores extracción de mariscos y langostino para congelado; lo cual fue en parte compensado por la mayor disponibilidad de bonito para fresco.

La menor actividad pesquera para **congelado (-13,7 por ciento)**, fue resultado tanto de la disminución en la extracción de mariscos como de las menores cosechas de



NOTAS DE ESTUDIOS DEL BCRP

No. 03– 23 de enero de 2009

langostino, esta última afectada por las bajas temperaturas marinas⁴ que afectaron su desarrollo aunado a una menor demanda por esta especie en el exterior. De manera similar, los menores desembarques para **conservas (-16,3 por ciento)** reflejaron una menor descarga de anchoveta para este rubro cuya caída no pudo ser compensada por la mayores descargas de jurel y caballa para este componente.

En tanto que el desempeño positivo de la actividad pesquera **para fresco (28,3 por ciento)** sigue siendo sustentada por la mayor disponibilidad de bonito, especie que ha registrado una mayor presencia a lo largo del año.

17. En el mes, la menor producción de **harina y aceite de pescado (-14,3 por ciento)** se debió a la menor extracción de anchoveta destinada a la elaboración de harina, compensado por la mayor producción de aceite de pescado. Por su parte, la producción de **conservas y productos congelados de pescado** aumentó 4,6 por ciento debido principalmente a la mayor disponibilidad de jurel, caballa y calamar gigante para congelado.

I.3 Sector Minería e Hidrocarburos

18. En noviembre, **el sector minería e hidrocarburos creció 12,4 por ciento** acumulando una expansión de 8,0 por ciento. El resultado del mes se explica por la mayor producción de cobre (18,6 por ciento) y zinc (20,7 por ciento) debido principalmente a Antamina. Por su parte, se registró un incremento en la producción de petróleo crudo (29,0 por ciento) debido a la entrada en operación del lote 56.

Cuadro 7
Producción del Sector Minería e Hidrocarburos (Var %)

	Ponderación 1/	Noviembre		Enero-Noviembre	
		Var % anual	Contribución al crecimiento	Var % anual	Contribución al crecimiento
Minería metálica	89,9	10,9	9,8	7,9	7,1
Cobre	25,7	18,6	4,8	9,2	2,4
Zinc	18,9	20,7	3,3	9,7	1,8
Plata	8,1	11,5	0,9	4,3	0,3
Oro	29,1	1,6	0,5	8,0	2,3
Estaño	2,3	9,8	0,2	0,7	0,0
Plomo	2,5	6,9	0,2	4,6	0,1
Molibdeno	1,3	-0,1	0,0	4,8	0,1
Hierro	2,1	-7,8	-0,1	0,9	0,0
Hidrocarburos	10,1	25,3	2,6	9,1	0,9
Petróleo crudo	7,9	29,0	2,2	3,9	0,3
Gas Natural	2,2	14,1	0,4	28,3	0,6
Minería e hidrocarburos	100	12,4	12,4	8,0	8,0

1/ Ponderaciones referenciales promedio del año 2007.

Fuente: INEI y MINEM.

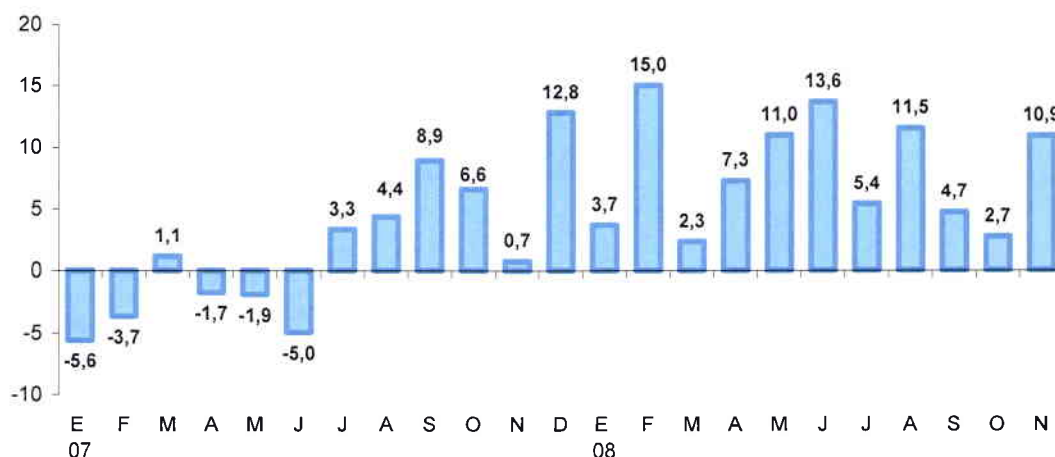
⁴ En noviembre se registró una anomalía negativa de -0,23 en Paita y -0,02 en Tumbes, siendo en las costas de Piura y Tumbes las zonas de mayor producción de langostinos.

NOTAS DE ESTUDIOS DEL BCRP

No. 03– 23 de enero de 2009



Gráfico 4
Producción del Sub Sector Minería Metálica (Var %)



Fuente: MINEM

19. La **producción de cobre aumentó 18,6 por ciento**, debido a la mayor producción de Compañía Minera Antamina (43,1 por ciento) reflejando el bajo nivel de actividad de igual mes del año anterior debido a problemas operativos que también afectarán la producción de zinc y plata. De otro lado, la entrada en operación de Gold Fields La Cima en setiembre del 2008 aportó 2,4 miles de TM a la producción de este metal. A noviembre la producción de cobre acumula un crecimiento de 9,2 por ciento.

Cuadro 8
Producción de Cobre
(En miles de toneladas métricas finas)

	Noviembre			Enero-Noviembre		
	2007	2008	Var. %	2007	2008	Var. %
Compañía Minera Antamina	23,9	34,2	43,1	310,8	328,9	5,8
Gold Fields La Cima	0,0	2,4	n.a.	0,0	5,3	n.a.
Sociedad Minera Cerro Verde	18,7	19,5	4,7	161,2	214,7	33,2
Xstrata Tintaya	7,2	8,1	11,2	76,1	73,7	-3,2
Compañía Minera Condestable	1,5	2,0	35,4	16,3	22,5	38,1
Southern Peru Copper Corporation	28,3	28,3	-0,3	293,4	281,9	-3,9
Perubar	0,2	0,1	-61,4	1,8	1,5	-16,0
Otros	34,7	35,8	3,0	357,6	361,6	1,1
TOTAL	86,0	102,1	18,6	922	1 007	9,2

Fuente: MINEM

20. La **extracción de zinc aumentó 20,7 por ciento** lo cual refleja la mayor producción de Compañía Minera Antamina (195,2 por ciento) aportando con esto 13,1 puntos porcentuales a la producción del metal y 2,1 puntos porcentuales a la del sector. Cabe destacar que durante el mes, esta empresa anunció un incremento de 77 por ciento en su estimado de reservas lo cual eleva el contenido de cobre en 69 por ciento y el de



NOTAS DE ESTUDIOS DEL BCRP

No. 03– 23 de enero de 2009

zinc en 35 por ciento. De otro lado, Compañía Minera Milpo aportó 4,9 puntos porcentuales a la producción del metal. En tanto Sociedad Minera el Brocal ha venido disminuyendo su producción sostenidamente durante el 2008 debido a menores leyes de mineral en su unidad Cerro de Pasco.

Cuadro 9

Producción de Zinc

(En miles de toneladas métricas finas)

	Noviembre			Enero-Noviembre		
	2007	2008	Var. %	2007	2008	Var. %
Compañía Minera Antamina	6,8	20,2	195,2	309,0	343,5	11,2
Compañía Minera Milpo	7,6	12,6	65,4	80,3	119,4	48,7
Empresa Administradora Chungar	5,9	7,8	32,4	62,9	76,9	22,3
Volcan Compañía Minera	24,0	24,9	4,1	251,9	255,5	1,4
Compañía Minera San Ignacio De Morococha	3,6	2,5	-30,5	34,3	36,0	5,0
Sociedad Minera El Brocal	7,9	6,1	-22,5	82,0	78,3	-4,5
Otros	46,2	49,0	6,0	508,0	547,2	7,7
TOTAL	102,1	123,2	20,7	1 328,4	1 456,8	9,7

Fuente: MINEM

21. **La producción de plata aumentó 11,5 por ciento.** En este resultado influyó también la recuperación de la producción de Antamina (148,6 por ciento) que contribuyó con 6,9 puntos porcentuales al crecimiento de este mineral. Igualmente, destaca el incremento en la producción de Minera Suyamarca⁵ que aportó 4,9 puntos porcentuales. Con ello, en el periodo de enero a noviembre la producción de plata acumula un incremento de 4,3 por ciento.

Cuadro 10

Producción de Plata

(En miles de kilogramos finos)

	Noviembre			Enero-Noviembre		
	2007	2008	Var. %	2007	2008	Var. %
Compañía Minera Antamina	13,8	34,3	148,6	321,9	359,5	11,7
Minera Suyamarca	8,2	22,8	176,1	18,5	108,7	486,4
Compañía De Minas Buenaventura	32,1	41,2	28,5	334,2	364,8	9,2
Minera Yanacocha	4,3	10,8	150,2	66,8	100,7	50,6
Compañía Minera Ares	42,2	42,9	1,7	360,4	352,7	-2,1
Volcan Compañía Minera	43,3	43,9	1,3	460,7	484,2	5,1
Perubar	4,1	1,5	-64,0	40,7	32,1	-21,1
Sociedad Minera El Brocal	21,0	9,5	-54,9	203,0	135,1	-33,5
Otros	128,0	124,2	-3,0	1 385,8	1 390,0	0,3
TOTAL	297,0	331,0	11,5	3 192,0	3 327,7	4,3

Fuente: MINEM

⁵ Minera Suyamarca pertenece al grupo Hoeschild y explota la mina Pallancata en Ayacucho desde setiembre de 2007

**NOTAS DE ESTUDIOS DEL BCRP**

No. 03– 23 de enero de 2009

Cuadro 11
Promedio de la producción mensual de Plata
(Toneladas Métricas Finas)

	2008		
	Ene-set.	Oct	Nov
Gran Minería	134 798	141 908	150 536
Mediana Minería	158 639	163 442	177 847
Pequeña Minería	4 831	6 963	2 617
Total	298 268	312 313	331 000

Fuente: MINEM

22. La **producción de oro aumentó 1,6 por ciento** debido al buen desempeño de Minera Barrick Misquichilca con un aporte de 3,9 puntos porcentuales, así como el inicio de operaciones de La Cima de Goldfields que aportó 2,5 por ciento a la producción del metal. En contraste, la producción de Yanacocha se contrajo en 12,8 por ciento, debido a un efecto base pues a fines del 2007, esta empresa puso en funcionamiento un nuevo molino.
23. De otro lado, la **producción de estaño aumentó 9,8 por ciento** por la mayor producción de Minsur en su mina San Rafael en Puno. En tanto, la **producción de plomo se incrementó en 6,9 por ciento** ante la mayor producción de sociedad Minera Corona, Compañía Minera Raura y Empresa Minera los Quenuales.
24. La **producción de hidrocarburos aumentó 25,3 por ciento** en noviembre, siendo este el cuarto mes de crecimiento a 2 dígitos.

La **producción de hidrocarburos líquidos aumentó 29,0** por ciento debido al inicio de explotación en el lote 56 de Pluspetrol⁶ en setiembre y de BPZ en junio. La producción de Pluspetrol en el Lote 1-AB viene disminuyendo debido al agotamiento natural de los pozos en tanto la producción que esta empresa realiza en el lote 88 en Camisea disminuyó 20,1 por ciento debido a una explotación más intensa de lo extraído del lote 56.

⁶ En setiembre inició produciendo 517 mil barriles de líquidos de gas natural a partir del gas natural producido en Pagoreni y procesado en la Planta las Malvinas


NOTAS DE ESTUDIOS DEL BCRP

No. 03– 23 de enero de 2009

Cuadro 12
Producción de Petróleo Crudo
 (En miles de barriles diarios)

	Noviembre			Enero-Noviembre		
	2007	2008	Var. %	2007	2008	Var. %
Petrobras (Ex-Perez Compac): Lote X	13,7	14,8	8,1	13,3	14,1	5,8
Petrotech: Lote Z- 2B	12,1	11,9	-1,1	11,9	11,2	-6,3
Pluspetrol: Lote I-AB	24,0	22,0	-8,3	26,4	22,7	-14,2
Pluspetrol: Lote 8	16,3	16,0	-2,2	16,8	15,4	-8,5
Otros contratistas	11,9	12,8	7,3	10,4	11,7	11,9
Camisea I Lote 88 Pluspetrol	36,2	28,9	-20,1	34,0	30,8	-9,4
BPZ	0,0	3,0	n.a.	0,3	1,8	404,4
Olimpic	0,0	4,0	n.a.	0,2	2,2	965,0
Pluspetrol: Lote 56	0,0	34,0	n.a.	0,0	7,7	n.a.
Total (miles de barriles diarios)	114	147	29,0	113,5	117,5	3,6
Memo: Total (miles de barriles)	3 428	4 422	29,0	37 897	39 377	3,9

Fuente: Perúpetro

La **producción de gas natural** creció 14,1 por ciento en noviembre reflejando la mayor actividad de Pluspetrol en el lote 88 para consumo de las centrales termoeléctricas. En el periodo enero-noviembre la producción de gas natural acumula un crecimiento de 28,3 por ciento.

Cuadro 13
Producción de Gas Natural
 (En millones de pies cúbicos)

	Noviembre			Enero-Noviembre		
	2007	2008	Var. %	2007	2008	Var. %
Petrobras - Lote X	341	316	-7,2	3 299	3 719	12,7
Petrotech - Lote Z-2B	418	368	-12,0	4 654	4 776	2,6
Sapet - Lote VII y VI	69	54	-22,4	707	677	-4,2
Aguaytia - Lote 31-C	1 269	1 284	1,2	12 912	13 713	6,2
Otros	173	207	19,5	1 682	1 898	12,8
Camisea I (Lote 88)	7 019	8 374	19,3	62 090	84 728	36,5
Producción Total	9 289	10 603	14,1	85 344	109 510	28,3

Fuente: Perúpetro

25. La **refinación de petróleo** registró un aumento de 11,2 por ciento, por la mayor producción de diesel, GLP y gasolina natural por parte de Pluspetrol (72,4 por ciento), por la incorporación del Lote 56 y de diesel y gasolina por parte de Petroperú (13,7 por ciento).
26. Por su parte, la **refinación de metales no ferrosos** aumentó 1,4 por ciento debido a la mayor producción de ánodos de cobre por parte de Southern (16,6 por ciento), de cátodos de cobre por parte de Cerro Verde (12,5 por ciento); atenuado por la menor



NOTAS DE ESTUDIOS DEL BCRP

No. 03– 23 de enero de 2009

actividad de zinc refinado por parte de Votorantim Cajamarquilla (-22,1 por ciento), debido a ajustes en el proceso de producción.

I.4 Sector manufactura

I.4.i Manufactura primaria

27. En noviembre, la **producción de la manufactura de procesamiento de recursos primarios aumentó 3,4 por ciento**, principalmente por la mayor producción de productos cárnicos; la refinación de petróleo y azúcar; atenuado por la menor producción de harina y aceite de pescado.

Cuadro 14
MANUFACTURA PRIMARIA

CIU - RAMAS DE ACTIVIDAD	Pond. 2007 1/	Noviembre		Enero - Noviembre	
		Var. % anual	Contribución al crecimiento	Var. % anual	Contribución al crecimiento
MANUFACTURA PRIMARIA	100,0	3,4	3,4	5,9	5,9
Azúcar	4,4	11,8	0,6	10,8	0,5
Productos cárnicos	30,7	11,6	3,2	7,1	2,1
Harina y aceite de pescado	9,8	-14,3	-3,1	-3,2	-0,3
Conservas y productos congelados de pescado	12,4	4,6	0,3	6,2	0,8
Refinación de metales no ferrosos	22,3	1,4	0,3	10,1	2,2
Refinación de petróleo	20,4	11,2	2,2	3,0	0,6

1/ Ponderaciones referenciales promedio del año 2007.

Fuente: Ministerio de la Producción.

I.4.ii Manufactura no primaria

28. La manufactura no primaria creció 0,8 por ciento en el mes, con lo cual acumula una expansión de 8,2 por ciento en lo que va del año. El resultado del mes refleja la menor actividad de la industria del hierro y el acero, en un contexto en que las empresas que integran esta rama paralizaron temporalmente sus actividades.

29. En noviembre, **crecieron 15 de los 38 grupos industriales** y en el mes anterior fueron 21.

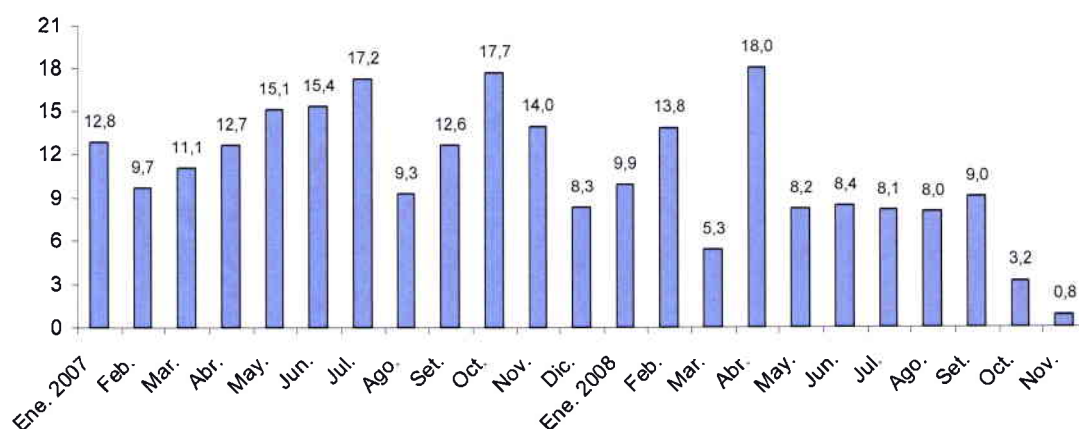
NOTAS DE ESTUDIOS DEL BCRP

No. 03– 23 de enero de 2009



Gráfico 5

MANUFACTURA NO PRIMARIA (Variaciones porcentuales)



30. En noviembre las ramas productoras de bienes de consumo masivo crecieron 9,0 por ciento, las de diversos insumos químicos, plásticos y de papel aumentaron 2,0 por ciento, las de materiales y acabados de construcción, 15,2 por ciento; mientras que las de metal mecánica, maquinaria y equipo con un peso de 15 por ciento en la manufactura no primaria, disminuyeron 22,2 por ciento.

Cuadro 15

Crecimiento de la manufactura no primaria por demanda interna: Noviembre 2008 (Variación porcentual anual)

Consumo Masivo	9,0	Orientada a la Construcción	15,2
Otros artículos de papel y cartón	115,1	Materiales para la construcción	21,2
Bebidas gaseosas	14,9	Cemento	11,6
Productos lácteos	14,3	Pinturas, barnices y lacas	8,9
Cerveza y malta	6,3	Productos Abrasivos	-9,4
Productos de tocador y limpieza	3,8	Metal mecánica, maquinaria y equipo	-22,2
Productos farmacéuticos	1,5	Material de transporte	11,9
Productos alimenticios diversos	0,3	Maquinaria eléctrica	0,4
Muebles de Madera	-0,7	Productos metálicos	-1,9
Manufacturas diversas ^{1/}	-9,4	Industria del hierro y del acero	-54,3
Otras prendas de vestir	-10,0	Maquinaria y equipo	-56,2
Aceites y grasas	-12,0		
Insumos	2,0		
Actividades de edición e impresión	42,0		
Plásticos	0,4		
Explosivos, esencias naturales y químicas	-5,8		
Vidrio	-7,8		
Envases de papel y cartón	-9,8		
Caucho	-13,2		
Papel y cartón	-13,8		
Sustancias químicas básicas	-24,5		

^{1/} Incluye principalmente artículos de bisutería, joyería y artículos de oficina.

NOTAS DE ESTUDIOS DEL BCRP

No. 03– 23 de enero de 2009

Cuadro 16
MANUFACTURA NO PRIMARIA

CIUU - RAMAS DE ACTIVIDAD	Pond. 2007 ^{1/}	Noviembre		Enero - Noviembre	
		Var. % Contribución anual	al crecimiento	Var. % Contribución anual	al crecimiento
MANUFACTURA NO PRIMARIA	100.0	0.8	0.8	8.2	8.2
Alimentos y bebidas	23.3	-1.1	-0.2	8.2	1.6
Productos lácteos	2.9	14.3	0.4	11.7	0.3
Molería y panadería	7.7	-4.5	-0.3	-1.4	-0.1
- Arroz pilado	1.4	16.2	0.1	10.8	0.1
- Resto	6.4	-7.2	-0.4	-4.3	-0.2
Aceites y grasas	1.9	-12.0	-0.2	-4.2	-0.1
Alimentos para animales	0.6	3.7	0.0	6.4	0.0
Productos alimenticios diversos	1.1	0.3	0.0	4.6	0.0
Cerveza y malta	2.5	6.3	0.3	17.2	0.4
Bebidas gaseosas	2.5	14.9	0.4	13.8	0.3
Conservas de alimentos, chocolatería y bebidas alcohólicas	3.9	-14.2	-0.7	21.2	0.7
Textil	16.8	-16.1	-2.1	-5.6	-0.8
Hilados, tejidos y acabados	3.6	-15.6	-0.3	-2.6	-0.1
Prendas de tejidos de punto	4.5	-25.7	-0.9	-19.2	-0.8
Cuerdas, cordeles y redes	0.3	-18.1	0.0	-19.9	-0.1
Otras prendas de vestir	7.9	-10.0	-0.7	-0.9	-0.1
Madera y muebles	4.0	-0.7	0.0	15.7	0.6
Industria del papel e imprenta	9.9	50.2	5.2	13.0	1.2
Papel y cartón	1.7	-13.8	-0.2	9.2	0.1
Envases de papel y cartón	0.6	-9.8	-0.1	1.8	0.0
Otros artículos de papel y cartón	3.1	115.1	3.6	18.9	0.5
Actividades de edición e impresión	4.5	42.0	1.9	11.7	0.5
Productos químicos, caucho y plásticos	16.8	-4.7	-0.4	7.5	1.1
Sustancias químicas básicas	2.5	-24.5	-0.5	6.2	0.1
Fibras sintéticas	0.4	-19.2	-0.1	1.1	0.0
Productos farmacéuticos	1.8	1.5	0.1	8.4	0.1
Pinturas, barnices y lacas	1.2	8.9	0.3	21.9	0.2
Productos de tocador y limpieza	2.9	3.8	0.1	8.0	0.2
Explosivos, esencias naturales y químicas	2.8	-5.8	-0.2	9.5	0.2
Caucho	1.0	-13.2	-0.1	2.4	0.0
Plásticos	2.7	0.4	0.0	7.0	0.2
Plaguicidas, abonos, compuestos plásticos	1.5	-8.0	-0.1	-1.5	0.0
Minerales no metálicos	11.0	11.2	1.9	21.9	2.1
Vidrio	1.8	-7.8	-0.2	61.0	0.9
Cemento	4.5	11.6	0.8	11.7	0.5
Materiales para la construcción	4.6	21.2	1.3	17.6	0.7
Productos abrasivos	0.1	-9.4	0.0	20.9	0.0
Industria del hierro y acero	4.1	-54.3	-2.3	16.1	0.6
Productos metálicos, maquinaria y equipo	10.5	-9.8	-1.0	18.6	1.8
Productos metálicos	6.2	-1.9	-0.1	21.0	1.2
Maquinaria y equipo	0.7	-56.2	-1.3	-11.0	-0.1
Maquinaria eléctrica	2.2	0.4	0.0	3.7	0.1
Material de transporte	1.4	11.9	0.4	52.5	0.6
Manufacturas diversas ^{2/}	3.6	-9.4	-0.2	0.6	0.0

^{1/} Ponderaciones referenciales promedio del año 2007.^{2/} Incluye joyería, bisutería, fósforos y artículos de oficina.

Fuente: Ministerio de la Producción.

NOTAS DE ESTUDIOS DEL BCRP

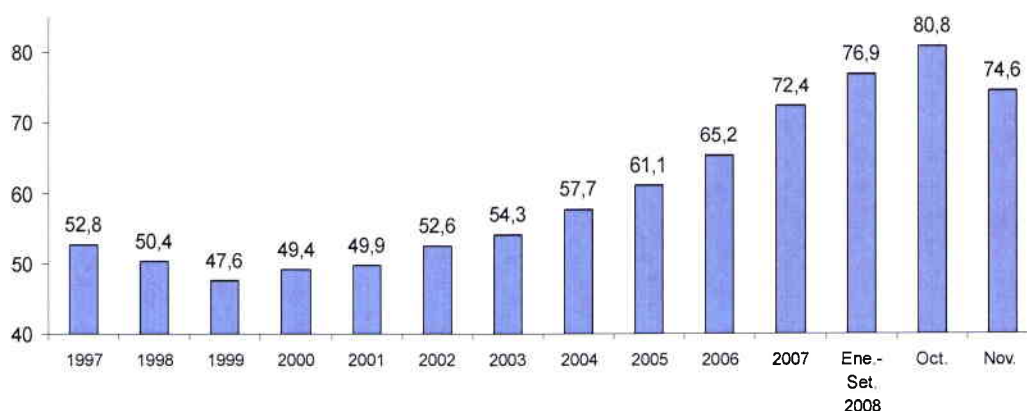
No. 03– 23 de enero de 2009



31. La **tasa de utilización de capacidad instalada de la manufactura no primaria fue 74,6 por ciento en noviembre**, frente a 77,8 por ciento en igual mes del 2007. En el período enero – noviembre el índice de capacidad instalada fue de 77,1 por ciento.

Gráfico 6

Tasa de Utilización de Capacidad Instalada de la Manufactura no Primaria 1/



1/ Se define como el ratio entre la producción corriente y la máxima producción mensual de los últimos 8 años para cada agrupación industrial.

Fuente: Ministerio de la Producción.

32. El grupo ***alimentos y bebidas*** disminuyó **1,1 por ciento** en el mes, restando 0,2 puntos porcentuales al crecimiento de la manufactura no primaria. En el período enero – noviembre este rubro creció 8,2 por ciento. El mayor ritmo de producción lo impusieron las industrias de bebidas gaseosas; cerveza, para satisfacer la demanda de un próximo verano más intenso que el anterior, y productos lácteos. Caso contrario atenuó este resultado la menor actividad industrial de panadería; de aceite de soya; de conservas de espárragos y de néctares y jugos.

Bebidas gaseosas (14,9 por ciento), por una mayor producción de bebidas gaseosas con dulce (11,3 por ciento) y sin dulce (0,3 por ciento) y agua embotellada de mesa (25,9 por ciento); y de bebidas energizantes (98,9 por ciento), además del ingreso de una nueva bebida energizante al mercado.

Productos lácteos (14,3 por ciento), por una mayor producción de yogurt (31,2 por ciento), leche evaporada (7,3 por ciento) y quesos (10,5 por ciento).

Cerveza y malta (6,3 por ciento) con una mayor producción de parte de las cervecerías más representativas de la industria.

Molinería y Panadería (-4,5 por ciento) y ***aceites y grasas*** (-12 por ciento), asociadas a una menor producción de los productos de panadería desde agosto y menores ventas de aceite vegetal desde marzo del 2008, reflejando un uso más racional del producto ante el aumento en sus precios al consumidor.

Conservas de alimentos, chocolatería y bebidas alcohólicas (-14,2 por ciento), por menor producción de conservas de espárragos, a favor de una mayor venta de



NOTAS DE ESTUDIOS DEL BCRP

No. 03– 23 de enero de 2009

espárragos frescos⁷; y de jugos y refrescos ante el avance de las gaseosas, de mayor cobertura en el mercado de las bebidas⁸.

Cuadro 17
PRODUCCIÓN DE ARROZ PILADO Y HARINA DE TRIGO
 (Miles de toneladas)

	Arroz pilado		Harina de trigo	
	Prod.	Var. %	Prod.	Var. %
Enero 2008	131,2	22,5	71,2	-5,6
Febrero	68,1	-3,0	87,6	9,8
Marzo	125,5	-0,1	82,6	-7,7
Abril	180,0	34,3	79,1	3,1
Mayo	319,9	-10,6	93,0	5,2
Junio	428,4	13,2	83,3	-10,5
Julio	175,5	36,8	82,6	-11,6
Agosto	71,1	21,3	87,6	-11,6
Setiembre	70,5	8,1	96,4	2,7
Octubre	76,6	14,6	93,5	-7,6
Noviembre	106,1	16,2	90,7	1,3
Enero - Noviembre	1 753,0	10,8	947,8	-3,3

Fuente: Ministerio de Agricultura.

33. El grupo de productos **textiles disminuyó 16,1 por ciento** en noviembre y 5,6 por ciento en el período enero – noviembre, lo cual resta 2,1 puntos porcentuales a la producción del mes y 0,8 puntos a la acumulada en lo que va del año.

El rubro *hilados, tejidos y acabados* cayó 15,6 por ciento, restando 0,3 puntos porcentuales al resultado de la manufactura no primaria. Ello refleja los menores pedidos del exterior y de clientes exportadores que registraron las firmas de mayor representatividad del rubro.

El rubro de *prendas y tejidos de punto* cayó 25,7 por ciento, lo cual restó 0,9 puntos porcentuales a la tasa de crecimiento de la manufactura no primaria, explicado por las menores exportaciones hacia Estados Unidos que registran las empresas más importantes del rubro.

34. La **industria de madera y muebles disminuyó 0,7 por ciento**. En el período enero – noviembre, esta industria creció 15,7 por ciento. El resultado del mes responde a las menores exportaciones de madera aglomerada a México, Estados Unidos y China. Contrario a ello creció la producción de colchones.
35. La **industria de papel e imprenta aumentó 50,2 por ciento** y contribuyó con 5,2 puntos porcentuales al crecimiento de la manufactura no primaria. En el período enero - noviembre aumentó 13,0 por ciento.

⁷ Fuente: Encuesta Agroindustrial del Ministerio de Agricultura.

⁸ Las tradicionales gaseosas con dulce representan 72,5 por ciento del rubro de bebidas mientras que los néctares y jugos representan 12 por ciento de dicho sector.



NOTAS DE ESTUDIOS DEL BCRP

No. 03– 23 de enero de 2009

La producción de otros artículos de papel y cartón registró un aumento de 115,1 por ciento y aportó 3,6 puntos porcentuales al crecimiento de la manufactura no primaria, correspondientes a la ampliación de capacidad instalada que realizó una de las empresas más importantes del rubro para satisfacer la mayor demanda de pañales, principalmente para adultos, incentivada por constantes promociones.

La rama de actividades de edición e impresión aumentó 42,0 por ciento y aportó 1,9 puntos porcentuales al crecimiento de la manufactura no primaria, que se reflejó en las mayores exportaciones de encartes y catálogos publicitarios a Venezuela, Colombia, Chile y Argentina.

Contrariamente, la rama de papel y cartón disminuyó 13,8 por ciento y restó 0,2 puntos porcentuales al crecimiento de la manufactura no primaria, por la menor producción de una de las empresas de mayor contribución a la rama, la cual registró un siniestro que afectó sus instalaciones.

La producción de envases de papel y cartón disminuyó 9,8 por ciento, refleja el cierre de operaciones de una de las firmas más representativas de la rama desde diciembre de 2007. Contribuyó con este resultado las labores de mantenimiento que realizó otra empresa importante. Contrario a ello, creció la producción de papel corrugado y de envases de cartón.

36. El rubro productos químicos, caucho y plásticos disminuyó 4,7 por ciento y restó 0,4 puntos porcentuales al crecimiento de la manufactura no primaria. En el período enero-noviembre aumentó 7,5 por ciento.

La rama de sustancias químicas básicas disminuyó 24,5 por ciento y restó 0,5 puntos porcentuales al crecimiento de la manufactura no primaria. Este resultado corresponde principalmente a la menor demanda de la industria siderúrgica por gases industriales.

La fabricación de explosivos, esencias naturales y químicas disminuyó 5,8 por ciento y restó 0,2 puntos al crecimiento de la manufactura no primaria, por la menor producción de insumos para la industria textil por menor demanda. Resultado que fue atenuado por la mayor fabricación de explosivos.

La rama de caucho decreció 13,2 por ciento en noviembre y restó 0,1 puntos al crecimiento de la manufactura no primaria. Tal resultado se explica principalmente por un menor volumen exportado de llantas ante la cancelación de pedidos de EE.UU. y países de América Latina que reportó una de las firmas representativas de la rama.

La producción de pinturas, barnices y lacas se incrementó 8,9 por ciento, aportando 0,3 puntos porcentuales al crecimiento de la manufactura no primaria. Este resultado responde a la mayor demanda por pinturas, ampliaciones de capacidad de almacenaje que reportan las firmas líderes del mercado.

La elaboración de productos farmacéuticos creció 1,5 por ciento y sumó 0,1 puntos al crecimiento de la manufactura no primaria. Este resultado es explicado por la mayor demanda local y contratos de venta que registran las principales empresas del rubro.



NOTAS DE ESTUDIOS DEL BCRP

No. 03- 23 de enero de 2009

Productos de tocador y limpieza creció 3,8 por ciento y contribuyó 0,1 puntos porcentuales al crecimiento de la manufactura no primaria. Este resultado se debe a una mayor producción de champú, productos de limpieza y cosméticos

La rama de productos de plásticos creció 0,4 por ciento.

La producción de envases pet creció 4,4 por ciento como resultado de la adquisición de nueva maquinaria que realizó una de las empresas de mayor contribución al rubro. En el mismo sentido creció la producción de tuberías PVC y plásticos diversos, 2,3 y 3,7 respectivamente.

Cuadro 18
PRODUCCIÓN DE PRODUCTOS PLÁSTICOS
 (Variaciones porcentuales)

	2008	
	Nov.	Ene.-Nov.
Productos plásticos	0,4	7,0
Envases pet	4,4	2,8
Envases y envolturas flexibles	-7,1	10,3
Tuberías PVC	2,3	20,6
Plásticos diversos	3,7	-1,4

Fuente: Ministerio de la Producción.

37. Minerales no metálicos aumentó 11,2 por ciento y sumó 1,9 puntos porcentuales al aumento de manufactura no primaria. En el período enero-noviembre aumentó 21,9 por ciento.

La producción de vidrio decreció 7,8 por ciento y restó 0,2 puntos porcentuales al crecimiento del sector. Este resultado es explicado por la acumulación de inventarios de envases que registraron las principales firmas de esta industria.

La producción de materiales para construcción creció 21,2 por ciento y aportó 1,3 puntos porcentuales al crecimiento de la manufactura no primaria; principalmente por la mayor producción de concreto premezclado y de fibrocemento (21,2 por ciento) correspondientes a la ejecución de obras de construcción en Lima, de los proyectos de Southern y Pampa Melchorita, entre otros proyectos de construcción.

La producción de cemento se incrementó 11,6 por ciento y contribuyó con 0,8 de punto porcentual a la tasa de crecimiento del sector, ritmo de crecimiento que sigue siendo impulsado por la mayor demanda interna por cemento correspondientes a la sostenida expansión que el sector construcción ha venido mostrando a lo largo del 2008.

38. La industria de hierro y acero registró una disminución de 54,3 por ciento y, restó 2,3 puntos porcentuales al crecimiento de la manufactura no primaria. En el período



NOTAS DE ESTUDIOS DEL BCRP

No. 03– 23 de enero de 2009

enero – noviembre aumentó 16,1 por ciento. Resultado que obedece a la acumulación de inventarios registrados por las empresas de esta rama.

39. **Productos metálicos, maquinaria y equipo disminuyó 9,8 por ciento** y restó 1,0 punto porcentual al aumento de la manufactura no primaria. En el período enero – noviembre aumentó 18,6 por ciento

La producción de maquinaria y equipo cayó 56,2 por ciento, restando 1,3 puntos porcentuales a la tasa de crecimiento de la manufactura no primaria, explicado por la menor producción de aparatos de refrigeración y maquinaria para minería y obras de construcción.

La fabricación de productos metálicos cayó 1,9 por ciento, restando 0,1 de punto porcentual a la tasa de crecimiento de la manufactura no primaria, siendo ello explicado por la menor producción de electrodos para soldadura, alambres, materiales de construcción, envases y artículos de ferretería, como resultado de mayores inventarios y menores pedidos que registraron las firmas representativas del rubro.

El crecimiento de material de transporte (11,9 por ciento) que contribuyó con 0,4 puntos porcentuales a la tasa de crecimiento de la manufactura no primaria, refleja la mayor producción de autopartes y repuestos para vehículos (8,1 por ciento) relacionadas a una mayor demanda por frenos para uso minero, fajas, empaquetaduras y forros de freno y embrague.

La producción de maquinaria eléctrica creció 0,4 por ciento explicado por una mayor producción de aparatos eléctricos de uso doméstico (17,5 por ciento) correspondientes a las mayores exportaciones de productos de línea blanca y marrón, de una de las empresas de líderes en el mercado. Asimismo creció la producción de aparatos de distribución y control de energía eléctrica (87,7 por ciento) debido a mayores pedidos de aparatos de distribución por parte de empresas mineras.

40. El rubro **manufacturas diversas disminuyó 9,4 por ciento**, restando 0,2 puntos porcentuales al crecimiento de la manufactura no primaria. En el período enero – noviembre aumentó 0,6 por ciento. El resultado del mes refleja la menor producción de artículos de bisutería y las menores exportaciones de cierres. Resultado que fue atenuado por la mayor producción de artículos de uso escolar.

1.5 Sector Construcción

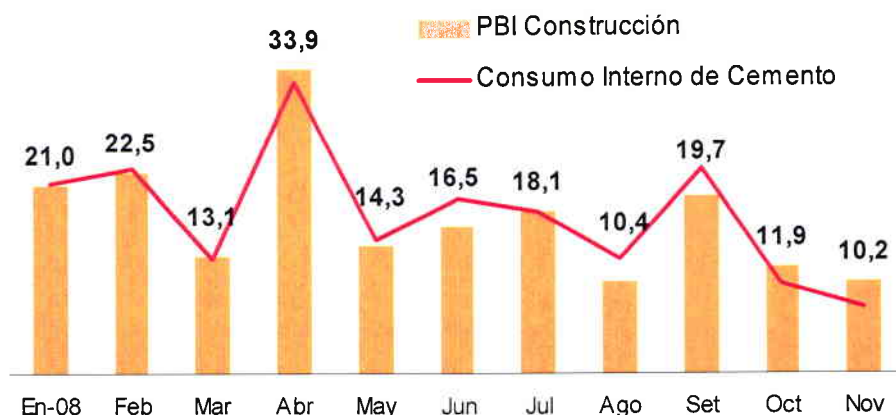
41. En el mes de noviembre, el sector construcción registró un crecimiento de 10,2 por ciento, acumulando en lo que va del año una expansión de 16,9 por ciento. Con ello, esta actividad se encamina a ser el sector más dinámico de la economía por tercer año consecutivo.

NOTAS DE ESTUDIOS DEL BCRP

No. 03– 23 de enero de 2009

Gráfico 7

Tasa de Crecimiento del Sector Construcción 2008 (Variación porcentual anual)



Fuente: INEI

Elaboración: BCRP

42. En el mes de noviembre, los despachos locales de cemento⁹ se incrementaron en 7,1 por ciento, correspondiente a los mayores despachos de las principales cementeras.
43. En noviembre, la producción de barnices convencionales disminuyó en 1,6 por ciento, la de ladrillos aumentó en 0,4 por ciento, de esmaltes convencionales en 1,2 por ciento, la de pintura látex en 7,1 por ciento y la de cemento Pórtland en 13,8 por ciento. En el caso de la pintura látex, las empresas productoras de este material redujeron su producción en octubre por la sobre acumulación de inventarios de los meses anteriores.

Cuadro 19

Var% Anual de Indicadores del Sector Construcción

Productos	Jul-08	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08
Cemento Portland	8,9	10,6	14,8	4,8	13,8
Pintura látex	0,9	11,7	-2,2	-0,1	7,1
Esmaltes convencionales	17,3	29,7	8,2	-35,0	1,2
Ladrillos	11,3	29,8	25,7	-5,5	0,4
Barnices convencionales	58,1	16,3	32,9	-23,5	-1,6

Fuente: PRODUCE

Elaboración: BCRP

⁹ Cabe indicar que para últimos cuatro meses se le ha restado el monto de cemento adquirido entre empresas cementeras.

NOTAS DE ESTUDIOS DEL BCRP

No. 03– 23 de enero de 2009

II. Indicador de demanda Interna

44. La **demanda interna creció 8,0 por ciento en noviembre** acumulando en lo que va del año una expansión de 12,7 por ciento. En el mes, el dinamismo de la demanda interna se explica por el mayor aporte de la inversión tanto pública como privada.

45. El crecimiento del **consumo privado**, estuvo asociado al crecimiento en la tasa de empleo en los últimos meses, así como a los mayores créditos de consumo del sistema financiero los cuales crecieron 29,2 por ciento respecto a noviembre de 2007.

Otros indicadores que reflejaron el dinamismo del consumo privado durante el mes fueron las mayores importaciones de electrodomésticos, las mayores ventas de vehículos nuevos y la producción de bienes de consumo masivo.

La importación de electrodomésticos fue de US\$ 71,3 millones, lo cual representa un aumento de **64** por ciento respecto a noviembre del año anterior y de **26** por ciento durante el periodo enero-noviembre. Entre las principales adquisiciones destacan la compra de televisores, refrigeradores, tostadoras y licuadoras.

46. En noviembre **la venta de vehículos nuevos de uso familiar creció 138,6 por ciento** respecto a igual mes del año anterior. La venta total de vehículos nuevos creció 78,5 por ciento respecto al mismo período del año pasado.

Cuadro 20
VENTA DE VEHÍCULOS NUEVOS
(Unidades)

Mes	Familiares			Comerciales			Transporte de Carga			Total		
	2007	2008	Var % 08/07	2007	2008	Var % 08/07	2007	2008	Var % 08/07	2007	2008	Var % 08/07
Enero	1 757	3 316	88,7	1 060	1 635	54,2	251	713	184,1	3 068	5 664	84,6
Febrero	2 029	3 517	73,3	971	1 633	68,2	352	750	113,1	3 352	5 900	76,0
Marzo	2 192	3 610	64,7	1 155	2 104	82,2	426	1 021	139,7	3 773	6 735	78,5
Abril	2 115	4 403	108,2	1 297	2 219	71,1	387	1 076	178,0	3 799	7 698	102,6
Mayo	2 235	4 851	117,0	1 448	2 383	64,6	627	1 397	122,8	4 310	8 631	100,3
Junio	2 348	4 829	105,7	1 484	2 408	62,3	619	1 301	110,2	4 451	8 538	91,8
Julio	2 386	5 843	144,9	1 325	2 311	74,4	593	1 441	143,0	4 304	9 595	122,9
Agosto	2 529	5 449	115,5	1 429	2 476	73,3	558	1 423	155,0	4 516	9 348	107,0
Setiembre	2 062	4 736	129,7	1 415	1 880	32,9	691	1 192	72,5	4 168	7 808	87,3
Octubre	2 675	4 119	54,0	1 377	1 664	20,8	662	1 201	81,4	4 714	6 984	48,2
Noviembre	2 721	6 492	138,6	1 600	1 410	-11,9	732	1 116	52,5	5 053	9 018	78,5
Diciembre	3 381			1 499			628			5 508		
Ene-Dic	28 430			16 060			6 526			51 016		

Fuente: ARAPER
Elaboración: BCRP

Asimismo, los **productos de consumo masivo** como: bebidas energizantes, agua embotellada de mesa, detergentes, yogurt, cerveza y leche evaporada mantuvieron en noviembre el dinamismo de meses anteriores.



NOTAS DE ESTUDIOS DEL BCRP

No. 03– 23 de enero de 2009

Cuadro 21
PRODUCCIÓN DE BIENES DE CONSUMO MASIVO
CON MAYORES INCREMENTOS
 (Variaciones porcentuales)

	Año 2007	Nov. 08	Ene.-Nov.
Bebidas energizantes	n.d.	98,9	60,2
Cocoa	-14,2	32,2	13,2
Yogurt	24,4	31,2	39,9
Agua embotellada de mesa	16,3	25,9	25,6
Bebidas gaseosas	-0,2	11,0	10,7
Leche evaporada	5,4	7,3	3,7
Cerveza	9,9	6,5	15,3
Detergentes	19,9	3,9	18,0
Jabón de tocador	22,9	2,2	21,3

Fuente: Ministerio de la Producción.

47. En el mes el crecimiento de la **inversión privada** se vio reflejado en el aumento de 52,2 por ciento de las importaciones de bienes de capital (excluyendo materiales de construcción) y de 7,5 por ciento en el consumo interno de cemento¹⁰.

III. Proyección del PBI sectorial: diciembre

48. Se proyecta un **crecimiento del PBI en diciembre de 4,9 por ciento**, con ello el crecimiento del PBI en el cuarto trimestre del 2008 sería 6,2 por ciento y 9,1 por ciento en el año.

Esta proyección considera la siguiente información:

- El **sector agropecuario** crecería 3,3 por ciento por un mayor producción de carne de ave, huevos, arroz, maíz amarillo duro, caña de azúcar y yuca, resultado que sería atenuado por la menor producción de espárrago y papa.
- En diciembre, el **sector pesca** registraría un leve incrementó de 0,5 por ciento, debido a que la mayor extracción de anchoveta sería atenuada por la menor disponibilidad de calamar gigante para congelado.
- El **sector minería e hidrocarburos** habría crecido **2,6 por ciento**, este ligero crecimiento se habría debido a la producción de zinc debido en parte a la mayor capacidad productiva de Antamina y en parte un efecto base ya que en diciembre de 2007 la producción de zinc de la empresa fue particularmente baja debido a problemas operativos. Asimismo, habría influido la producción de hidrocarburos líquidos por el inicio de producción en el lote 56 por parte de Pluspetrol. Este crecimiento habría sido compensado por una caída en la producción de Yanacocha debido a un efecto base ya que a fines del 2007 la producción de la empresa fue particularmente alta luego de la entrada en operación de su nuevo molino.

¹⁰ Fuente: Asocem y Sunat

NOTAS DE ESTUDIOS DEL BCRP

No. 03– 23 de enero de 2009



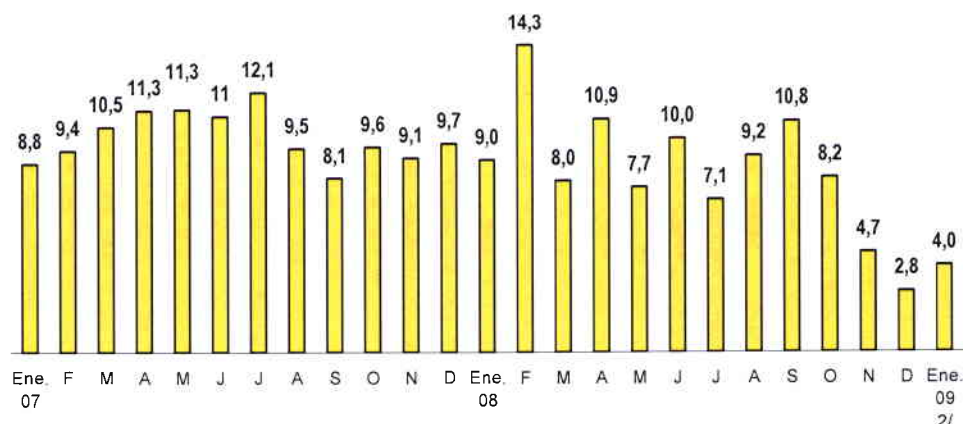
- El **sector manufacturero** registraría un crecimiento de **4,6 por ciento**. La manufactura de procesamiento de recursos primarios mostraría un aumento de **8,6 por ciento**, debido a la mayor actividad de la refinación de petróleo, por la incorporación del Lote 56 de Pluspetrol; de productos cárnicos por la mayor producción de carne de ave; de harina y aceite de pescado y la refinación de metales no ferrosos (mayor actividad de Southern). Este resultado sería atenuado por la menor producción de conservas y productos congelados de pescado por la menor disponibilidad de calamar gigante para congelado.

De acuerdo a información de 150 empresas, **la manufactura no primaria crecería 3,8 por ciento**, principalmente por una mayor producción de la industria del papel e imprenta; productos metálicos, maquinaria y equipo; alimentos y bebidas; minerales no metálicos y productos químicos, caucho y plásticos. Por otro lado, las industrias de hierro y acero; textil y manufacturas diversas tendrían un resultado negativo, de acuerdo con sus proyecciones de demanda

- El **sector construcción** crecería **11,8 por ciento**, de acuerdo a información de consumo interno de cemento de diciembre, que aumentó 11,9 por ciento en el mes.
- En diciembre, **la producción de electricidad** reportada por el COES muestra una tasa de crecimiento de **2,8 por ciento** respecto al mismo periodo del año anterior y en lo que va de enero del 2009, 4,0 por ciento.

Gráfico 8

INDICADOR DE ELECTRICIDAD ^{1/}
(Variación porcentual anual)



1/ De acuerdo a información diaria

2/ Información al 21 de enero del 2009

Departamento Indicadores de Actividad Económica
Subgerencia de Estadísticas Macroeconómicas
Gerencia de Información y Análisis Económico
Gerencia Central de Estudios Económicos
23 de enero de 2009



NOTAS DE ESTUDIOS DEL BCRP

No. 03– 23 de enero de 2009

Anexo I

Encuesta de expectativas macroeconómicas: Diciembre 2008

49. Entre el 05 y 30 de diciembre el Banco Central de Reserva llevó a cabo la encuesta de expectativas macroeconómicas sobre una muestra de 365 empresas representativas de todos los sectores económicos del país. En diciembre, el 65 por ciento de las encuestadas declaró que tuvo un nivel de ventas igual o mayor respecto al mes anterior, mientras que el 61 por ciento señaló que sus órdenes de compra fueron iguales o mayores a los de noviembre último.

Cuadro 1

Encuesta de Expectativas Macroeconómicas y de Ambiente Empresarial ^{1/}
(Como porcentaje de las empresas que respondieron)

	Mayor	Igual	Menor	N.A.
Ventas				
Diciembre 2007	42%	40%	17%	0%
Enero 2008	32%	43%	25%	0%
Febrero	34%	47%	19%	0%
Marzo	38%	48%	14%	0%
Abril	37%	46%	17%	0%
Mayo	36%	52%	12%	0%
Junio	28%	55%	16%	0%
Julio	41%	45%	14%	0%
Agosto	31%	50%	19%	0%
Setiembre	26%	56%	18%	1%
Octubre	24%	51%	25%	0%
Noviembre	28%	48%	24%	0%
Diciembre 2008	24%	41%	35%	0%
Inventarios				
Diciembre 2007	22%	58%	20%	0%
Enero 2008	18%	56%	26%	0%
Febrero	15%	66%	20%	0%
Marzo	20%	62%	18%	0%
Abril	17%	67%	15%	0%
Mayo	16%	67%	17%	0%
Junio	18%	69%	14%	0%
Julio	17%	58%	23%	3%
Agosto	21%	58%	16%	5%
Setiembre	15%	65%	13%	6%
Octubre	19%	61%	16%	4%
Noviembre	24%	52%	21%	3%
Diciembre 2008	21%	52%	23%	4%
Órdenes de compra				
Diciembre 2007	32%	55%	14%	0%
Enero 2008	21%	57%	23%	0%
Febrero	24%	61%	15%	0%
Marzo	29%	63%	9%	0%
Abril	32%	56%	12%	0%
Mayo	27%	62%	11%	0%
Junio	23%	65%	12%	0%
Julio	21%	60%	13%	6%
Agosto	21%	60%	12%	7%
Setiembre	21%	57%	15%	7%
Octubre	18%	57%	18%	6%
Noviembre	22%	48%	22%	7%
Diciembre 2008	19%	42%	33%	6%

1/ Corresponde a una muestra de 365 empresas representativas de todos los sectores económicos



NOTAS DE ESTUDIOS DEL BCRP

No. 03– 23 de enero de 2009

50. En lo que respecta a la **situación económica a futuro**, el 55 por ciento de las empresas encuestadas espera una evolución de la economía igual o más favorable a la actual para los próximos tres meses, en tanto un 63 por ciento prevé que la situación de su sector será igual o mejor a la actual.

Cuadro 2

Situación de la Economía dentro de 3 meses
(En porcentaje)

Mes	Mejor	Igual	Peor
Ene-08	42	57	2
Feb	43	55	2
Mar	38	59	3
Abr	41	54	4
May	44	54	2
Jun	43	56	1
Jul	36	61	3
Ago	29	63	8
Sep	27	59	15
Oct	17	54	29
Nov	20	53	27
Dic-08	10	45	45

Fuente: Encuesta de Expectativas Macroeconómicas, BCRP Diciembre 2008

Cuadro 3

Situación del Sector dentro de 3 meses
(En porcentaje)

Mes	Mejor	Igual	Peor
Ene-08	49	48	3
Feb	48	51	1
Mar	41	56	3
Abr	42	56	3
May	45	52	4
Jun	45	52	3
Jul	37	57	6
Ago	34	58	8
Sep	31	58	11
Oct	21	52	27
Nov	18	58	25
Dic-08	9	54	37

Fuente: Encuesta de Expectativas Macroeconómicas, BCRP Diciembre 2008

Situación de la empresa

51. El 65 por ciento de las empresas encuestadas espera una **demanda por sus productos mayor o igual en los próximos tres meses**, en especial los sectores comercio, construcción y manufactura.

Cuadro 4
Demanda dentro de tres meses / Diciembre 2008
(Como porcentaje de las empresas que respondieron)

Sector	Mayor	Igual	Menor
Agro y Pesca	11	67	22
Minería e Hidrocarburos	14	57	29
Manufactura	15	47	38
Electricidad Agua y Gas	27	55	18
Construcción	13	48	39
Comercio	18	43	39
Transporte y Telecomunicaciones	27	42	30
Servicios	0	78	22
Total	16	49	34
Memo:			
Noviembre 2008	26	51	23
Octubre 2008	29	50	21
Setiembre 2008	37	54	10

Fuente: Encuesta de Expectativas Macroeconómicas, BCRP Diciembre 2008



NOTAS DE ESTUDIOS DEL BCRP

No. 03– 23 de enero de 2009

52. El 64 de los empresarios consultados señala que el actual nivel de demanda por sus productos está en niveles normales o esperados, mientras que para el 29 por ciento de los encuestados está por debajo de lo normal.

Cuadro 5
Nivel Actual de la Demanda de sus Productos : Diciembre 2008

(Como porcentaje de las empresas que respondieron)

Sector	superior a lo normal	normal	menor a lo normal
Agro y Pesca	11	78	11
Minería e Hidrocarburos	5	67	29
Manufactura	9	57	34
Electricidad Agua y Gas	17	75	8
Construcción	0	65	35
Comercio	4	61	35
Transporte y Telecomunicaciones	6	82	12
Servicios	6	71	24
Total	7	64	29
Memo:			
Noviembre 2008	7	72	21
Octubre 2008	8	70	22
Setiembre 2008	14	70	16

Fuente: Encuesta de Expectativas Macroeconómicas, BCRP Diciembre 2008

53. Según la encuesta, el 64 por ciento de los empresarios señaló que la producción en el mes de diciembre fue mayor o igual a la del mes anterior.

Cuadro 6
Producción (Diciembre 2008 / Noviembre 2008)

(Como porcentaje de las empresas que respondieron)

Sector	mayor	igual	menor
Agro y Pesca	22	78	0
Minería e Hidrocarburos	10	81	10
Manufactura	20	47	33
Electricidad Agua y Gas	27	73	0
Construcción	13	65	22
Total	19	55	26
Memo:			
Noviembre 2008	25	54	21
Octubre 2008	22	60	18
Setiembre 2008	26	61	13
Diciembre 2007	32	50	18

Fuente: Encuesta de Expectativas Macroeconómicas, BCRP Diciembre 2008



NOTAS DE ESTUDIOS DEL BCRP

No. 03– 23 de enero de 2009

54. En lo que respecta a la **situación financiera de la empresa**, el 97 por ciento de las empresas encuestadas calificó su situación financiera como muy buena o normal, porcentaje similar al de meses anteriores.

Cuadro 7
Situación Financiera de la Empresa : Diciembre 2008
 (Como porcentaje de las empresas que respondieron)

Sector	muy buena	normal	mala
Agro y Pesca	11	78	11
Minería e Hidrocarburos	19	81	0
Manufactura	14	83	3
Electricidad Agua y Gas	33	67	0
Construcción	9	78	13
Comercio	27	71	2
Transporte y Telecomunicaciones	18	79	3
Servicios	18	82	0
Total	17	79	3
Memo:			
Noviembre 2008	18	78	4
Octubre 2008	19	76	5
Setiembre 2008	26	69	5
Diciembre 2007	50	48	2

Fuente: Encuesta de Expectativas Macroeconómicas, BCRP Diciembre 2008

55. De otro lado, el 95 por ciento de las empresas encuestadas sostuvo no tener problemas con el **acceso al crédito**, mientras que sólo el 5 por ciento señaló tener dificultades, porcentaje similar al de encuestas anteriores.

Cuadro 8
Acceso al Crédito de la Empresa : Diciembre 2008
 (Como porcentaje de las empresas que respondieron)

Sector	muy buena	normal	mala
Agro y Pesca	11	89	0
Minería e Hidrocarburos	24	76	0
Manufactura	16	77	7
Electricidad Agua y Gas	33	67	0
Construcción	5	91	5
Comercio	22	76	2
Transporte y Telecomunicaciones	15	82	3
Servicios	17	72	11
Total	17	78	5
Memo:			
Noviembre 2008	20	75	5
Octubre 2008	24	70	6
Setiembre 2008	30	65	5
Diciembre 2007	31	62	7

Fuente: Encuesta de Expectativas Macroeconómicas, BCRP Diciembre 2008



NOTAS DE ESTUDIOS DEL BCRP

No. 03– 23 de enero de 2009

56. El 90 por ciento de las empresas encuestadas manifestó tener una posición buena o satisfactoria en el negocio, tasa similar a la de encuestas anteriores.

Cuadro 9
Situación Actual del Negocio : Diciembre 2008
(Como porcentaje de las empresas que respondieron)

Sector	muy buena	normal	mala
Agro y Pesca	11	78	11
Minería e Hidrocarburos	5	86	10
Manufactura	10	79	11
Electricidad Agua y Gas	25	75	0
Construcción	4	83	13
Comercio	20	65	14
Transporte y Telecomunicaciones	15	82	3
Servicios	18	82	0
Total	12	78	10
Memo:			
Noviembre 2008	18	73	9
Octubre 2008	15	76	8
Setiembre 2008	23	70	7

Fuente: Encuesta de Expectativas Macroeconómicas, BCRP Diciembre 2008

Situación laboral

57. En lo que se refiere a la **cantidad de personal empleado** en la empresa, un 65 por ciento de las encuestadas espera que éste número se mantenga en el próximo trimestre, destacando los sectores transportes y telecomunicaciones, manufactura, servicios y minería e hidrocarburos.

Cuadro 10
Número de Personas Empleadas (Próximos 3 a 4 meses)
(Como porcentaje de las empresas que respondieron)

Sector	Mayor	igual	Menor
Agro y Pesca	22	33	44
Minería e Hidrocarburos	0	62	38
Manufactura	5	67	28
Electricidad Agua y Gas	25	75	0
Construcción	13	48	39
Transporte y Telecomunicaciones	6	82	12
Servicios	0	65	35
Total	7	65	28
Memo:			
Noviembre 2008	16	67	18
Octubre 2008	16	67	16
Setiembre 2008	19	75	6
Diciembre 2007	31	62	6

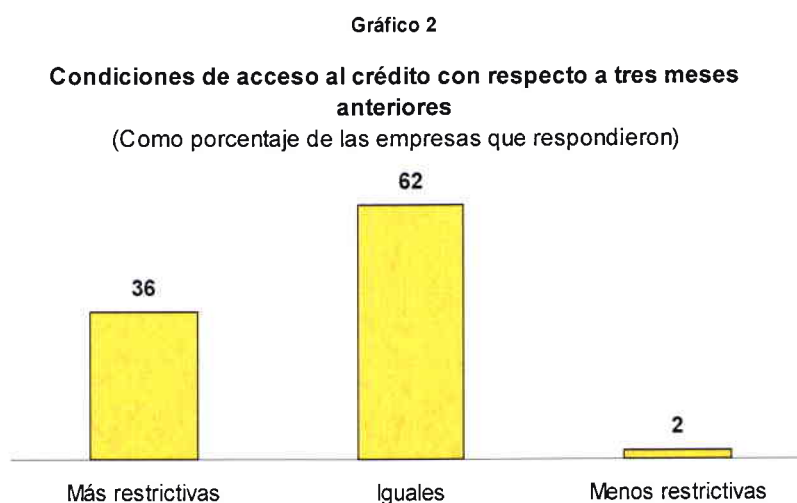
Fuente: Encuesta de Expectativas Macroeconómicas, BCRP Diciembre 2008

NOTAS DE ESTUDIOS DEL BCRP

No. 03— 23 de enero de 2009

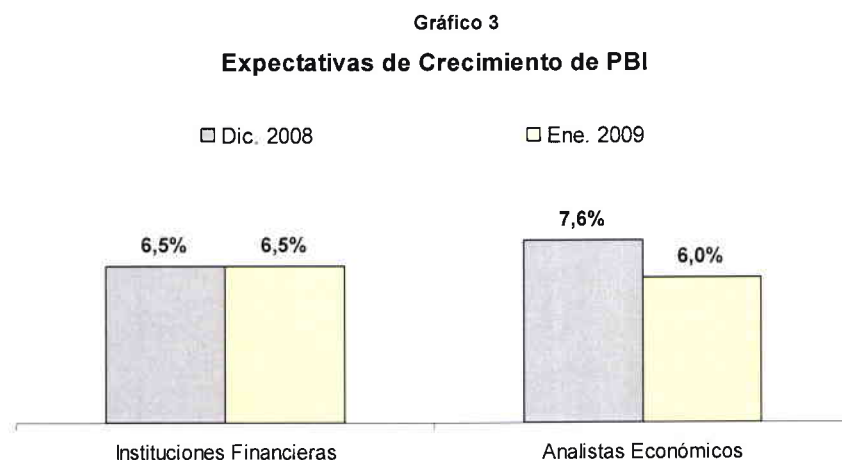
Consideraciones Adicionales

58. En la encuesta de diciembre, se consultó a las empresas sobre su acceso al crédito con respecto a hace tres meses. Para el 62 por ciento de las encuestadas las condiciones de acceso al crédito se han mantenido iguales.



Fuente: Encuesta de Expectativas Macroeconómicas, BCRP Diciembre 2008

59. Para diciembre, las instituciones financieras y los analistas económicos proyectan un crecimiento del PBI de 6,5 y 7,6 por ciento, respectivamente; en tanto que para enero del 2009, las instituciones financieras esperan un crecimiento de 6,5 por ciento y los analistas uno de 6,0 por ciento.



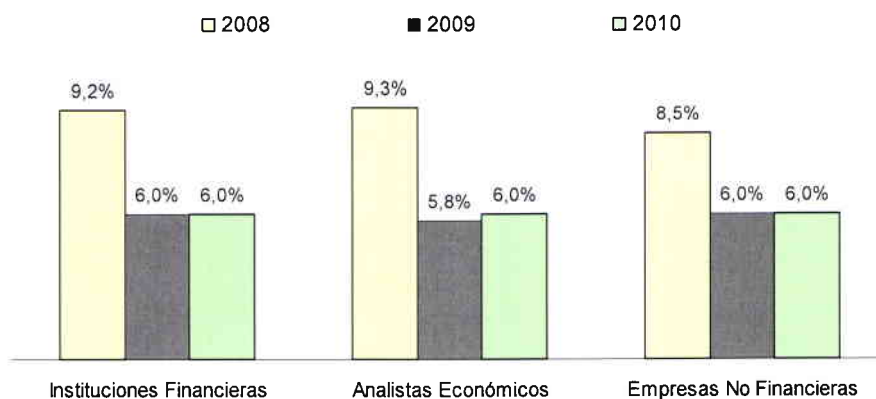
Fuente: Encuesta de Expectativas Macroeconómicas, BCRP, Diciembre 2008

NOTAS DE ESTUDIOS DEL BCRP

No. 03– 23 de enero de 2009

60. Para el 2008, las instituciones financieras esperan un crecimiento para la economía peruana de 9,2 por ciento, los analistas económicos uno de 9,3 por ciento y las empresas no financieras un crecimiento de 8,5 por ciento. Para el 2009, las empresas financieras proyectan una tasa de 6,0 por ciento, los analistas 5,8 por ciento y las empresas no financieras 6,0 por ciento. Igualmente, para el 2010, los tres grupos proyectan una tasa de 6,0 por ciento.

Gráfico 4

Expectativas del Crecimiento del PBI

Fuente: Encuesta de Expectativas Macroeconómicas, BCRP. Diciembre 2008

**C3: Actualizacion Demanda 2008 - Cargas
Especiales**

From: Huaman Huancaya, Jose Johnny, EDEGEL [mailto:jhuaman@edegel.com]
Sent: Miércoles, 21 de Enero de 2009 05:50 p.m.
To: Irwin.Frisancho@enersur.com.pe,
Cc: Daniel Morvely
Subject: RE: Observacion Fijacion Tarifaria Mayo 2009

00085

Estimados

El consumo es de 634.7 GWh del 2008.

JH

-----Mensaje original-----

De: Daniel Morvely [mailto:Daniel.Morvely@enersur.com.pe]
Enviado el: Miércoles, 21 de Enero de 2009 05:36 p.m.
Para: Huaman Huancaya, Jose Johnny, EDEGEL
Asunto: Observacion Fijacion Tarifaria Mayo 2009

Ing. Jhony

De acuerdo a lo conversado telefónicamente para solicitarle el consumo de energía del año 2008 de la Refinería Cajamarquilla

Saludos,

Daniel Morvely Cabrera

EnerSur S.A.

Tel. (51 1) 616 7812

Fax. (51 1) 616 7972

Daniel.Morvely@enersur.com.pe



KALLPA GENERACIÓN S.A.

RESUMEN DE VENTAS DE:

ENERGÍA ACTIVA (MWh)

CLIENTE	Ene-08	Feb-08	Mar-08	Abr-08	May-08	Jun-08	Jul-08	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Total
GOLD FIELDS LA CIMA (GERRO CORONA)	0.00	0.00	0.00	459.57	541.83	705.39	1310.48	6750.74	7476.71	10828.58	11284.77	11314.84	50672.90

00086

From: Flores, Armando A [mailto:aflores@duke-energy.com]
Sent: Jueves, 22 de Enero de 2009 06:10 p.m.
To: Daniel Morvely
Cc: Irwin Frisancho; Cerida, Americo C
Subject: RE: Observaciones Estudio Tarifario Mayo 2009

00087

Daniel:

Te alcanzo la información solicitada.

Saludos,

Armando.

Consumo de Energía (MWh)

	Ene-08	Feb-08	Mar-08	Abr-08	May-08	Jun-08	Jul-08	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08	Total
MARSA	3,082	2,922	3,274	3,443	3,560	3,550	2,686	3,541	3,487	3,661	3,714	3,748	40,668
HORIZONTE	3,229	3,080	3,339	3,321	3,413	3,268	3,469	3,481	3,327	3,432	3,375	3,506	40,243
TOTAL	6,311	6,002	6,614	6,764	6,973	6,818	6,155	7,023	6,814	7,094	7,089	7,255	80,910

De: Daniel Morvely [mailto:Daniel.Morvely@enersur.com.pe]
Enviado el: Miércoles, 21 de Enero de 2009 05:29 p.m.
Para: Flores, Armando A
CC: Irwin Frisancho
Asunto: Observaciones Estudio Tarifario Mayo 2009

Estimado Ing. Armando

Con referencia a la observación 6.2 sobre las cargas especiales estamos necesitando el consumo de energía del año 2008 de las siguientes cargas a las cuales Uds. dan suministro de Marza y Horizonte.

Saludos,

Daniel Morvely Cabrera

Especialista en Mercados Energéticos

EnerSur S.A.

Tel. (51 1) 616 7812

Fax. (51 1) 616 7972

Daniel.Morvely@enersur.com.pe

From: Juan Manuel López [mailto:jlopez@electroandes.com.pe]
Sent: Miércoles, 21 de Enero de 2009 05:17 p.m.
To: Irwin Frisancho
Cc: Daniel Morvely
Subject: RE: OBSERVACIONES DEL OSINERGMIN AL ESTUDIO TARIFARIO

00088

Estimado Irwin:

De acuerdo a lo conversado telefónicamente con Daniel Morvely, les informamos que las ventas a Doe Run realizadas por Cahua y Electroandes durante el año 2008 fueron:

La Oroya: 489 120,3 MWh

Cobriza: 102 281,88 MWh

En el caso de Huarón las ventas de Electroandes en el 2008 fueron: 59 163,54 MWh; adicionalmente el suministro a Huarón fue atendido por Minera Corona durante los meses de octubre a diciembre, siendo sus ventas en punto de medición: 4 051, 42 MWh.

Saludos

Juan Manuel

De: Irwin Frisancho [mailto:Irwin.Frisancho@enersur.com.pe]
Enviado el: Jueves, 15 de Enero de 2009 04:29 p.m.
Para: Chu Montenegro, Mario Kon, EDEGEL; Aliaga Tabraj, Edson Joel, EDEGEL; Juan Manuel López; econtreras@cahua.com.pe; Sanchez, Vladimir; raguilar@aguaytia.com; respinoza@egasa.com.pe; esalas@egemsa.com.pe; cfalconi@egesur.com.pe; jcumpa@eepsa.com.pe; rcuesta@shougesa.com.pe; ggarnica@sangaban.com.pe; ernesto.bacigalupo@kg.com.pe
CC: rnunez@egemsa.com.pe; Jose Mercedes Mosquera Castillo; ealvarez@sangaban.com.pe; cesar.montero@kg.com.pe; Daniel Morvely
Asunto: FW: OBSERVACIONES DEL OSINERGMIN AL ESTUDIO TARIFARIO
Importancia: Alta

Estimados Representantes:

Según lo acordado en la reunión del Subcomité de Generadores, tengo a bien de dirigirme a ustedes a fin de solicitarles su apoyo con la información necesaria para la absolución de las observaciones del OSINERGMIN al Estudio de Fijación de Tarifas en Barra Mayo 2009 – Abril 2010. En el cuadro adjunto podrán encontrar el resumen de las observaciones referidas a cada una de las empresas.

Agradeceremos nos remitan la información y/o la respuesta a las observaciones correspondientes a cada empresa a mas tardar el día lunes 19 de enero del 2009, a fin de que el consultor tenga el tiempo de poder incluir los cambios necesarios.

Muchas gracias por vuestro apoyo.

Atentamente,

Irwin Frisancho

EnerSur S.A.

Tel. (51 1) 616 7976

Fax. (51 1) 616 7992

Irwin.Frisancho@enersur.com.pe



From: Irwin Frisancho
Sent: Miércoles, 07 de Enero de 2009 06:19 p.m.

To: 'alen@mineracorona.com.pe'; 'rfloresaraoz@edegel.com'; 'jarozas@cahua.com.pe';
'cesar.montero@kg.com.pe'; 'cfossati@duke-energy.com'; 'rcuesta@shougesa.com.pe'; 'jcumpa@eepsa.com.pe';
'respinoza@egasa.com.pe'; 'cfalconi@egesur.com.pe'; 'ggarnica@sangaban.com.pe'; 'esalas@egemsa.com.pe';
'rtengan@electroperu.com.pe'; 'raguilar@aguaytia.com'
Cc: 'ctorrest@electroperu.com.pe'; 'jcari@sangaban.com.pe'; Rafael Flores; 'fhuaylinos@electroperu.com.pe';
'munoz@egemsa.com.pe'
Subject: OBSERVACIONES DEL OSINERGMIN AL ESTUDIO TARIFARIO
Importance: High

Estimados representantes del Subcomité de Generadores:

Por encargo de Rafael Flores, tengo a bien de alcanzarles copia del Oficio N° 0004-2009-GART mediante el cual el OSINERGMIN hace llegar sus observaciones al Estudio Técnico-Económico presentado por el Subcomité de Generadores del COES SINAC para la Fijación de Precios en Barra del periodo mayo 2009 – abril 2010.

Atentamente,

Irwin Frisancho

00089

Información enviada por ENERSUR

Tintaya

Fecha	Energía MWh
Ene-08	2774
Feb-08	2357
Mar-08	2475
Abr-08	2521
May-08	15671
Jun-08	15178
Jul-08	15851
Ago-08	15882
Sep-08	15479
Oct-08	15804
Nov-08	14558
Dic-08	15177

Perubar

Fecha	Energía MWh
Ene-08	2445
Feb-08	2101
Mar-08	2055
Abr-08	1900
May-08	2180
Jun-08	2205
Jul-08	2220
Ago-08	2235
Sep-08	2230
Oct-08	2290
Nov-08	1331
Dic-08	217

00091

C4: Cartas Nuevos Proyectos Demanda

00092

Chimbote, 29 de Enero de 2009
GI-002/09

Señor Ing.
Jaime Flor Vicente
Subgerente de Mercado
EDEGEL S.A.A.
Lima.-

Asunto: Observaciones al Estudio Técnico-Económico Fijación de Tarifas en Barra 2009 - 2010 presentado por el Subcomité de Generadores.

Ref. : Carta MD-005-2009 del 16 de Enero 2009

Estimados señores:

Por medio del presente damos respuesta a su carta de la referencia, adjuntándoles el formato **Ficha de Proyectos N° 1 - Proyectos de Demanda** debidamente llenado.

Sin otro particular, nos despedimos de usted.

Atentamente,



Marcio Teixeira Alves
Gerente Senior Industrial

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

1.0 ASPECTOS GENERALES

1.1 Nombre del Proyecto

Ampliación de producción de SIDERPERU a 3 millones de toneladas por año

1.2 Actividad a desarrollar

Estudio, compra, montaje y operación del equipamiento necesario para producir 3 000 000 t/a de acero

1.3 Ubicación del proyecto

Departamento	Provincia	Distrito
Ancash	Santa	Chimbote

2.0 ASPECTOS TECNICOS

2.1 Fuentes de suministro eléctrico

Subestacion de conexión al SEIN	Nueva SE de SIDERPERU: 138/33/13.2 kV
Empresa Suministradora de Electricidad	EDEGEL / Otros

2.2 Demanda Electrica Proyectada

Año	GWh	MW	Indice de Consumo (kWh/Ton)	Probabilidad
2008	360	63	720	
2009	360	63	720	1
2010	497	87	663	1
2011	497	87	663	1
2012	1046	178	523	0.8
2013	1046	178	523	0.8
2014	1441	240	480	0.7
2015	1441	240	480	0.7
2016	1441	240	480	0.7
2017	1441	240	480	0.7
2018	1441	240	480	0.7
2019	1441	240	480	0.7
2020	1441	240	480	0.7

2.3 Cronograma de ejecución (referencial)

Item	Actividad	2009	2010	2011	2012	2014
1	Estudio de Ingeniería	X				
2	Financiamiento	X(1)(2)			X(3)	
3	Construcción		X (1)	X(2)		X(3)
4	Producción		X(1)		X(2)	X(3)

Nota: Con referencia a las actividades indicadas, marcar la respectiva (X) debajo del año de ejecución en que se ha cumplido o se prevé cumplir el requisito correspondiente.

(1): Primera etapa - 750 kt/a (2): Segunda etapa - 2 Mt/a (3): Tercera etapa - 3 Mt/a

3.0 ASPECTOS TECNICO ECONOMICOS

3.1 Inversiones Estimadas / Periodos

Periodos (Años)	Monto de Inversion (miles de US\$)
2008	140,000
2009	166,000
2010	331,000
2011	398,000
2012	153,000
2013	163,000
2014	2,000
2015	2,000
2016	2,000
2017	10,000
2018	2,000
2019	2,000
2020	2,000

3.2 Financiamiento

Líneas de Crédito Bancario

4.0 RESUMEN DE LA SITUACION DEL PROYECTO

REQUISITOS	ESTADO DE SITUACION				
	En Elaboración	Presentado	En tramite (Evaluación)	Aprobado/ Autorizado	Firmado
Estudio de Factibilidad			X(2) y X(3)		X(1)
Estudio de Impacto ambiental para Exploracion y Beneficio	X(1),X(2),X(3)				
Convenio de estabilidad juridica	NR				
Concesion de Beneficio	NR				
Concesión de transporte minero y Labor General	NR				
Autorizacion de uso minero o Servidumbre	NR				
Contrato de estabilidad Tributaria	NR				
Certificado de operación minera	NR				
Autorizacion de uso de Agua	X(1),X(2),X(3)				
Certificado de inexistencia de restos arqueologicos	X(1),X(2),X(3)				
Concesión de transmision eléctrica	NR				
Licencia municipal de construcción	X(1),X(2),X(3)				
Autorizacion de Vertimientos	X(1),X(2),X(3)				
Autorizacion de Desbosque	NR				

Nota: 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.

(1): Primera etapa - 750 kt/a (2): Segunda etapa - 2 Mt/a (3): Tercera etapa - 3 Mt/a

5.0

Comentarios

Las producciones dadas para cada una de las tres etapas, son de productos terminados para la venta. La ampliación incluye principalmente: un nuevo horno eléctrico, nuevos altos hornos, nueva acería LD, nuevas coladas continuas y trenes de laminación.



Lima, 15 de enero del 2009

Señor ingeniero
Rafael Flores Chacón
Representante del Subcomité de Generadores
COES-SINAC
Manuel Roaud y Paz Soldán 364
San Isidro

G. COMERCIAL N° 052		
DISTRIBUCION	ACC.	INF.
20 ENE. 2009		
FGC		
EME	IF	
CO		

De nuestra consideración:

Asunto: Vuestra carta SCG - 020/09 del 12 de enero del 2009.
 Solicita Ficha Técnica del Proyecto Planta Concentradora Cuajone.
Referencia: OF N° 0004-2009-GART

Nos es grato dirigimos a usted con respecto al documento arriba mencionado, para indicarle que el desarrollo de la Expansión de la Concentradora de Cuajone ha quedado suspendido para el presente año, por lo tanto, no hay previsión de la proyección de la demanda

Sin otro particular, quedamos de usted,

Atentamente,


Hans A. Flury
Director Legal



Cc: Comité de Energía SPCC
 Enersur

00096

C5: Sistemas Aislados



Empresa Regional de Servicio Público
de Electricidad del Oriente S.A.
Iquitos - Loreto

00097

G. COMERCIAL N° 060		
DISTRIBUCION	ACC	INF
26 ENE. 2009		
FGC		
EME	JF	
CO		

Iquitos, 21 de enero 2009

G- 089 -2009

Señor
Rafael Flores Chacón
Representante del Subcomité de Generadores
COES – SINAC
Lima

Asunto: Línea de Transmisión en 138 KV Tocache-Bellavista

Ref. : SCG-017/09
Oficio 004-2009-GART-OSINERGMIN
G-1535-2008

De mi mayor consideración :

Me dirijo a usted en atención a vuestro documento en referencia, donde solicita la actualización de la ficha técnica y cronograma del proyecto L.T. en 138 KV Tocache – Bellavista; al respecto cabe manifestarle lo siguiente.

Nuestra empresa no es la ejecutora de la obra, es el Gobierno Regional de San Martín el responsable de su ejecución, para lo cual suscribió contrato con el Consorcio Bellavista, ganadora de la licitación; obviamente nuestra empresa como futura responsable de la operación y el mantenimiento de la línea y subestaciones es la mayor interesada que ésta se culmine, puesto que resolvería el déficit de energía y potencia que hoy se presenta en la Región San Martín.

En ese sentido, le adjuntamos copia de nuestro documento G-061-2009 del 16.01.09 remitido a la GART-OSINERGMIN donde en el punto 3 se resume la situación actual de la ejecución de la referida línea, donde se anota que con fecha 23 de diciembre 2008 el Gobierno Regional de San Martín resolvió el contrato de obra con la contratista (se adjunta copia de la Resolución Ejecutiva Regional N° 828-2008-GRSM/PQR con la cual se resuelve el contrato).

Por lo expuesto, no hay certidumbre de cuanto y en que fecha se concluirá esta obra que permitirá a San Martín ingresar al SEIN; además es necesario poner en su conocimiento la preocupante situación de la subestación Tocache que es el punto de alimentación para la línea de transmisión en 138 KV Tocache – Bellavista donde no existe obra física alguna para esta conexión.





Empresa Regional de Servicio Público
de Electricidad del Oriente S.A.
Iquitos - Loreto

00098

Cabe indicarle que la subestación Tocache está bajo la concesión de Red de Energía del Perú – RED-PERU, por lo tanto para la ejecución de obra correspondiente a la bahía de salida por la Línea de Transmisión Tocache – Bellavista, es necesario la suscripción de una cláusula adicional al contrato de concesión suscrita entre el Ministerio de Energía y Minas (en su condición de concedente) y RED-PERU en su condición de Sociedad Concesionaria, para que este último ejecute las obras correspondientes a la bahía de salida en 138 KV.

Agradeciéndole la atención que preste a la presente, expreso a usted las muestras de mi especial consideración.

Atentamente,


Ing. Wenceslao Del Aguila Solano
Gerente General

cc.: Despacho Ministerial MEM
GART - OSINERGMIN
PD, GS

ANEXO D: Evaluación de la cartera de Proyectos de Generación



EMPRESA DE GENERACION MACUSANI S.A.

EMGEMA-005-2009

Lima, 2 de Febrero de 2009

Señores
COES – SINAC
 Manuel Roaud y Paz Soldán No. 364
 San Isidro

G. COMERCIAL N° 36		
DISTRIBUCION	ACC.	INF.
02 FEB. 2009		
FGC		
EME	IF	
CO		

Atención: Sr. Rafael Flores Chacón
 Representante del Subcomité de Generadores

Asunto: Requerimiento de Información de la C.H. San Gabán I

Ref.: - Vuestra carta SCG-005/009 del 12 de Enero de 2009-02-02
 - OSINERGMIN Oficio No. 0004-2009-GART del 7 de Enero, 2009

De nuestra consideración:

Tenemos el agrado de dirigimos a ustedes para dar respuesta a vuestra carta SCG-005/009 del 12 de Enero del año en curso, con la cual nos requieren información sobre la Central Hidroeléctrica San Gabán I.

Sobre el particular, por favor encuentren adjunto a la presente los siguientes documentos:

- Ficha Técnica de la C.H. San Gabán I.
- Cronograma Modificado de Plazo Inicio de Obras de la C.H. San Gabán I.

Como les fuera comunicado con nuestra carta EMGEMA-020-2008, el proyecto de la C.H. San Gabán I no contempla la línea de transmisión y su conexión al SEIN. Al respecto, hemos cursado a la Dirección General de Electricidad del MEM nuestra carta EMGEMA-002-2009 del 26 de Enero, 2009 (ver copia adjunta), en la que les solicitamos nos comuniquen que la línea de transmisión para evacuar la energía de la C.H. San Gabán I entrará en operación antes de Junio del 2011, según lo previsto en el "Estudio Proyecto de Refuerzo de la Interconexión Sur" – Informe Final de Junio, 2008.

Atentamente,

EMPRESA DE GENERACION MACUSANI S.A.


 Ing. Pablo Ferradas
 Director – Gerente

Adj. lo indicado

Av. Canaval y Moreyra No. 452- Piso 4, San Isidro – Lima, Perú
 Teléfono: 222-2286
 Fax: 221-3078



FICHA DE PROYECTOS No 1-A
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS
FICHA TÉCNICA

00102

Fecha

23.06.2008

DATOS GENERALES

Nombre de la central	San Gabán I
Departamento	Puno
Cuenca	San Gabán
Río	San Gabán
Propietario	Empresa de Generación Macusani S.A.
Socio Operador	no definido
Socio Inversorista	no definido
Fecha de Concesión Def.	5.02.2004

INFORMACIÓN BÁSICA

Nombre de Estac. Hidromet.	Serie hidrológica Histórica		Serie hidrológica Naturalizada		Demandas de Agua ⁽²⁾	
	Periodo (1966 - 2007) años		Periodo (1965 - 2007) años ⁽¹⁾		si	no
Ollaachea	si (1965-2005)	no	si (1965-2003)	no	si	no
Estaciones hidromét. #	0					

⁽¹⁾ Adjuntar la Serie Hidrológica naturalizada mensual disponible (de preferencia que empiece el año 1965)

⁽²⁾ Adjuntar Demanda de Riego Histórico mensual y Diagrama Topológico.

Estudio Geológico		Estudio Topográfico	
si	no	si	no
Perforac. diamantinas (m)		Levantam. Topográf. (ha)	
940 (*)		285 (*)	
Calicatas #			
19 (*)			

DATOS DEL PROYECTO

Cajda bruta (m)	Cajda neta (m)	Caudal de diseño (m ³ /s)	Potencia instalada (MW)
567.5	537.4	32	150

Conducción		Túnel ó Canal		Cónducto forzado			Casa de Máquinas	
Longitud (m)	Area (m ²)	Tipo (P ó PL)	Longitud (m)	Diámetro (m)	Tipo (S ó E)	Tipo (S ó E)	Altitud (msnm)	
8,000	10.5	Presion (x) Pelo Libre ()	1765	2.60/1.55	Subterráneo (x) Externo (x)	Subterráneo () Externo (x)	2114	

Regulación estacional			Regulación horaria			Energía (GWh-año)	
Vol. Bruto (m ³)	Vol. Útil (m ³)	H presa (m)	Vol. Útil (m ³)	H presa (m)	Ubicación	punta	fuera de punta
	55 Mio	90	175,000	9	Bocatoma	257	657

EQUIPAMIENTO

Generadores					
Pot. Nom. (MW)	Pot. Efect. (MW)	Tipo	Teñ. Gen. (kV)	Número	
75	75	Sincrono Eje Vertical	13.8	2	

Línea de Transmisión			
Tensión (kV)	Longitud (km)	# de torres	Punto de conexión al Sistema

CRONOGRAMA DE IMPLEMENTACIÓN (Plazos de conclusión)

Proyectos en Estudio							
Est. Fábtil.	Invest. Campo	Financiam.	Aprob. perm	Diseños	Contratos	Construcc.	Pruebas
2006	2008	2009	2008	2008	2009	2011	2011

Proyectos en Construcción			
Financiamiento del Proyecto	Cronograma Actualizado	Aspectos críticos	Situación actual

COMENTARIOS

(*) Ejecutados en estudios anteriores.

(Indicar eventos que puedan afectar el cronograma de implementación, y cuanto pueden afectar)

ACTIVIDADES	2008												2009												2010												2011											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Preparación BOR																																																
Road show																																																
Definición del inversionista potencial																																																
Licitación EPC-Contratista																																																
Def. Contratista EPC																																																
Elaboración de PER																																																
Elaboración de oferta EPC																																																
MoU. Definitivo																																																
Prenegociación Financiera																																																
Negociación Financiera																																																
Negociación EPC																																																
Financial Closure																																																
Adjudicación del Contrato																																																
Proyecto Ejecutivo																																																
Planos como construido y manuales de operación																																																
INICIO DE CONSTRUCCION																																																
Movilización, caminos y campamentos																																																
Movilización																																																
Campamentos																																																
Constución y rehabilitación de caminos																																																
Embalse Cusillo																																																
Excavaciones e Inyecciones																																																
Concreto armado																																																
Relienos																																																
Equipamiento, Acabados, sostenimiento de roca y limpieza																																																
Bocatoma y desarenador																																																
Movilización																																																
Obras de desvío																																																
Preparación de la cimentación																																																
Construcción de barrage, bocatoma y desarenador																																																
Edificio de control, acabados y limpieza																																																
Embalse de Regulación Diario y obras de encauzamiento																																																
Excavaciones																																																
Concreto armado																																																
Relienos																																																
Acabados, sostenimiento de roca y limpieza																																																
Túnel de Aducción																																																
Movilización																																																
Excavación y sostenimiento																																																
Concreto armado																																																
Trabajos de acabado y limpieza																																																
Chimenea, cámara de válvula y tubería forzada																																																
Movilización																																																
Construcción cámara superior																																																
Construcción ventana inferior																																																
Excavaciones																																																
Trabajos de concreto																																																
Tubería forzada																																																
Trabajos de acabado																																																
Casa de Máquinas																																																
Excavación																																																
Trabajos de concreto y acabados																																																
Fabricación, suministro y montaje Unidad 1																																																
Fabricación, suministro y montaje Unidad 2																																																
Subestación San Gabán I																																																
Transformadores																																																
Trabajos de acabado																																																
Canal de descarga																																																
Movilización																																																
Excavación																																																
Trabajos de concreto y acabado																																																
Subestaciones de Salida																																																
Pruebas / Puesta en Servicio:																																																
(Unidad N° 1/ N° 2)																																																
Operación Comercial																																																

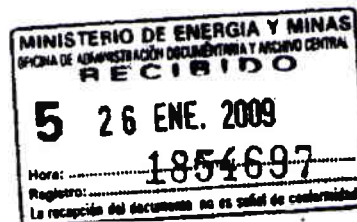
C.H. SAN GABAN I

Cronograma Modificado de Ejecución de Inicio de las Obras

 Obras modificadas


EMPRESA DE GENERACION MACUSANI S.A.
EMGEMA-002-2009

Lima, 26 de Enero de 2009



Señores
DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD
MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS
 Av. Las Artes No. 260
 San Borja

Atención: Ing. Jorge Aguinaga
 Director General de Electricidad

Asunto: Sistema de Transmisión para la evacuación de energía de la C.H. San Gabán I.

Ref.: Contrato de Concesión No. 224-2004

De nuestra consideración:

Tenemos a bien dirigirles la presente, para hacer de vuestro conocimiento la situación de la concesión de la C.H. San Gabán I, como sigue:

1. Se dispone del expediente de licitación. Se pretende proceder a la brevedad con el lanzamiento del concurso para designar al Contratista EPC. Este contrato, según lo programado, se otorgaría en el mes de Mayo del año en curso.
2. El cierre financiero que está previsto para fines de Mayo requiere que se asegure la disponibilidad de la Línea de Transmisión para la evacuación de la energía de la C.H. San Gabán I.

De acuerdo con lo expuesto, solicitamos a ustedes se sirvan comunicarnos que la Línea de Transmisión para evacuar la energía de la C.H. San Gabán I (según lo previsto en el "Estudio Proyecto de Refuerzo de la Interconexión Sur" - Informe Final de Junio 2008), entrará en operación antes de Junio del 2011.

A la espera de vuestra respuesta, quedamos de ustedes.

Muy atentamente,

EMPRESA DE GENERACION MACUSANI S.A.


 Ing. Pablo Ferradas
 Director - Gerente



G. COMERCIAL N° 00105		
DISTRIBUCION		
02 FEB. 2009		
FGC		
EME	IF	
CO		

Lima, 28 de enero de 2009

Sr. Ingeniero
Rafael Flores Chacón
Representante del Subcomité de Generadores
COES-SINAC
Presente.-

Asunto: Requerimiento de información sobre Proyecto C.H. Pucurhuay

Referencia: Carta SCG.003/09

De nuestra consideración:

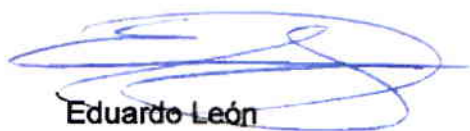
Es grato dirigirnos a usted en relación al asunto de la referencia con el objeto de informarle que el Proyecto de la C.H. Pucurhuay a la fecha no se viene ejecutando, por cuanto la solicitud de Concesión RER (Recursos Energéticos Renovables), presentada al Ministerio de Energía y Minas para la ampliación de la Central Hidráulica, fue declarada Inadmisibile por la Resolución Directoral N° 026-2008-EM/DGE de fecha 28 de agosto de 2008, cuya copia adjuntamos, por lo tanto no contamos con una Ficha Técnica y cronograma del Proyecto aprobados por autoridad competente, para poder remitírsela.

Es importante precisar que a la fecha se encuentra vigente la Autorización de Generación de la CH. Pucurhuay, otorgada mediante la Resolución Ejecutiva N° 315-2007-G.R.PASCO/PRES, de fecha 20 de abril de 2007, en la cual figuran las características técnicas de está central, adjuntamos copia de la mencionada Resolución.

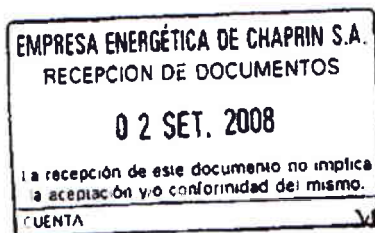
Sin otro particular, quedamos de usted,

Atentamente,

Empresa Energética de Chaprín S.A.


Eduardo León
Gerente General





RESOLUCIÓN DIRECTORAL N° 026-2008 EM/DGE
00100
FECHA 28-08-08 HRS COPIA FIEL DEL ORIGINAL

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS

CARLOS ESTRANO CORDOVA
Lc. Administrador de Empresas

Resolución Directoral No. 026-2008 EM/DGE

Lima, 28 de Agosto de 2008

VISTO: El Expediente N° 18159708, organizado por Empresa Energética de Chaprin S.A., persona jurídica inscrita en la Partida N° 03007789 del Registro de Personas Jurídicas de la Oficina Registral de Lima, sobre solicitud de modificación de autorización para realizar la actividad de generación de energía eléctrica en la Central Hidroeléctrica Pucurhuay;

CONSIDERANDO:

Que, mediante la Resolución Ejecutiva Regional N° 0315-2007-G.R.PASCO/PRES de fecha 20 de abril de 2007, se otorgó a favor de Empresa Energética de Chaprin S.A. autorización para realizar la actividad de generación de energía eléctrica en la Central Hidroeléctrica Pucurhuay, con una potencia instalada de 8 MW;

Que, el 13 de marzo de 2008, con registro N° 1767112, Empresa Energética de Chaprin S.A. presentó su solicitud de modificación de autorización, con el fin de incrementar la potencia instalada de la referida Central hasta 11 MW, al amparo de lo dispuesto en el Decreto Ley N° 25844 Ley de Concesiones Eléctricas, y su Reglamento, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 009-93-EM;

Que, el 02 de mayo de 2008, fue publicado el Decreto Legislativo N° 1002, en cuyo artículo 3° se estableció que la generación hidráulica, cuando la capacidad instalada no sobrepase los 20 MW, es calificada como Recurso Energético Renovable, para cuyo efecto la Primera Disposición Modificatoria del citado Decreto modificó los artículos 3°, 4° y 38° de la Ley de Concesiones Eléctricas en los siguientes aspectos: a) se incorporó relativa a la concesión definitiva de generación con Recursos Energéticos Renovables, con potencia instalada mayor de 500 kW, b) se eliminó del artículo 4° la autorización para centrales hidroeléctricas, y c) el trámite de aprobación de una concesión definitiva de generación con Recursos Energéticos Renovables quedó sujeto al procedimiento correspondiente al de una autorización;

Que, tomando en consideración los cambios sufridos en la normatividad eléctrica, de conformidad con el numeral 3 del artículo 75° de la Ley N° 27444, Ley General del Procedimiento Administrativo, la Dirección General de Electricidad procedió a encauzar la solicitud de modificación de autorización de generación de Empresa Energética de Chaprin S.A., dentro del procedimiento correspondiente a una concesión definitiva de generación con Recursos Energéticos Renovables para la Central Hidroeléctrica Pucurhuay, para una potencia instalada 11 MW, asignándole como nuevo código el Expediente N° 18159708

Que, Empresa Energética de Chaprin S.A. ha presentado como requisito de autorización de uso de agua la Resolución Administrativa N° 013-2007-AG-DRA-P/ATDPR de fecha 26 de abril de 2007, la cual aprobó el Expediente Técnico "Estudio de Factibilidad Definitivo para la Central Hidroeléctrica Pucurhuay", y autorizó a dicha empresa para que inicie las obras de carácter hidráulico;



Que, de acuerdo con el artículo 5° del Decreto Supremo N° 048-2007-EM, para efectos de los procedimientos administrativos de otorgamiento de derechos eléctricos, la autorización de uso de aguas para realizar la actividad de generación de energía eléctrica la otorga INRENA;

Que, este requisito fue observado por la Dirección General de Electricidad mediante los Oficios N° 370-2008/MEM-DGE y N° 723-2008/MEM-DGE, notificados el 01 de abril de 2008 y el 11 de julio de 2008, respectivamente, pero a la fecha no ha sido subsanado por parte de Empresa Energética de Chaprin S.A.;

Que, de conformidad con lo señalado de manera precedente, procede declarar inadmisibles las solicitudes de Empresa Energética de Chaprin S.A., según lo previsto en el último párrafo del artículo 66° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, concordado con el artículo 40° del mismo cuerpo legal;

Estando a la facultad en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y su Reglamento, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 009-93-EM, y de acuerdo con el Informe N° 167-2008-DGE-DCE;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Declarase inadmisibles las solicitudes de concesión definitiva de generación con Recursos Energéticos Renovables para realizar la actividad de generación de energía eléctrica en la Central Hidroeléctrica Pucurhuay, presentada por Empresa Energética de Chaprin S.A., por las razones y fundamentos legales expuestos en la parte considerativa de la presente Resolución.

Artículo 2°.- Quedan vigentes los derechos y obligaciones de Empresa Energética de Chaprin S.A. respecto a su autorización otorgada mediante la Resolución Ejecutiva Regional N° 0315-2007-G.R.PASCO/PRES.

Artículo 3°.- Consentida que sea la presente Resolución, archívese definitivamente el Expediente N° 18159708.

Regístrese y comuníquese.



DIRECTOR GENERAL
DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD

GOBIERNOS REGIONALES

GOBIERNO REGIONAL
DE MADRE DE DIOS**Convocan al Proceso de Elaboración del Presupuesto Participativo del Gobierno Regional de Madre de Dios - Año Fiscal 2008****ORDENANZA REGIONAL
N° 003-2007-GRMDD/CR**EL PRESIDENTE DEL GOBIERNO
REGIONAL DE MADRE DE DIOS

POR CUANTO

El Consejo Regional del Gobierno Regional de Madre de Dios, en Sesión Ordinaria Llevada a cabo el 10 de mayo del 2007, aprobó la siguiente Ordenanza Regional.

CONSIDERANDO:

Que, la Constitución Política del Perú en su artículo 77°, párrafo segundo, establece que el presupuesto asigna equitativamente los recursos públicos, su programación y ejecución responden a los criterios de eficiencia de necesidades sociales básicas y de descentralización.

Que, la Ley N° 27783, Ley de Bases de la Descentralización, en su artículo 3° indica que la descentralización tiene como finalidad el desarrollo integral, armónico y sostenible del país, mediante la separación de competencias y funciones, y el equilibrado ejercicio del poder por los tres niveles de gobierno, en beneficio de la población.

Que, la Ley N° 27293, Ley que crea el Sistema Nacional de Inversión Pública, en su artículo 1° indica que la presente Ley crea el Sistema Nacional de Inversión Pública, con la finalidad de optimizar el uso de los Recursos Públicos destinados a la inversión, mediante el establecimiento de principios, procesos, metodologías y normas técnicas relacionadas con las diversas fases de los proyectos de inversión.

Que, la Ley N° 28056, Ley Marco del Presupuesto Participativo, en su artículo 1° define el proceso del presupuesto participativo como mecanismo de asignación equitativa, racional, eficiente, eficaz y transparente de los recursos públicos, que fortalece las relaciones Estado-Sociedad Civil. Para ello, los gobiernos regionales y gobiernos locales promueven el desarrollo de mecanismos y estrategias de participación en la programación de sus presupuestos, así como en la vigilancia y fiscalización de la gestión de los recursos públicos. La sociedad civil forma parte activa en el proceso de programación participativa de los presupuestos de los gobiernos regionales y gobiernos locales con énfasis en los gastos de inversión, proceso que tiene siete fases y que los titulares del pliego son los responsables de llevar adelante las distintas fases del proceso, conforme a los mecanismos que se establecen en la presente Ley, su Reglamento, Directivas y Lineamientos emitidos para dichos fines, conforme lo establece en sus artículos 5° y 6° la citada Ley;

Que, por Decreto Supremo N° 171-2003-EF se aprobó el Reglamento de la Ley N° 28056 "Ley Marco del Presupuesto Participativo", en cuyo artículo 5° se perfiló las medidas necesarias para reglamentar el proceso de identificación y acreditación de Agentes Participantes, particularmente de aquellos de la Sociedad Civil. Disposición que es complementada por el Instructivo N° 001-2007-EF/76.01 "Instructivo para el Proceso del Presupuesto Participativo para el Año Fiscal 2008" aprobada por Resolución Directoral N° 08-2007-EF/76.01, precisando en el Capítulo III fase 2 "Convocatoria" que el Presidente Regional en coordinación con el Consejo de Coordinación Regional, proponen la Ordenanza del Proceso del Presupuesto Participativo a ser elevada al Consejo Regional, en la que debe señalar lo necesario para reglamentar dicho Proceso de acuerdo a la secuencia prevista para el desarrollo del mismo

en el instructivo citado, precisándose entre otros, los mecanismos de identificación y registro, cronograma de trabajo para el desarrollo de las acciones del proceso Participativo y las responsabilidades de los agentes participantes.

Que, estando a las disposiciones legales arriba citadas, el Consejo Regional en sesión ordinaria, con la dispensa del trámite de lectura y aprobación del acta, luego del análisis y debate correspondiente, con el voto aprobatorio de los Consejeros Regionales.

En uso de las facultades conferidas por la Constitución Política del Estado; Ley N° 27867, Ley Orgánica de Gobiernos Regionales, modificada por Ley N° 27902, artículos 15° y 38°;

Ha dado la Ordenanza Regional siguiente:

Artículo Primero.- CONVOCAR al Proceso de Elaboración del Presupuesto Participativo del Gobierno Regional de Madre de Dios- Año Fiscal 2008.

Artículo Segundo.- APROBAR el Reglamento para la Identificación y Acreditación de los Agentes Participantes en el Proceso de Elaboración del Presupuesto Participativo del Gobierno Regional de Madre de Dios-Año Fiscal 2008, que consta de veinticuatro (24) artículos y cuatro (4) Disposiciones Complementarias y Finales, el cual como anexo I forma parte integrante de la presente Ordenanza Regional.

Artículo Tercero.- APROBAR la conformación del Equipo Técnico Regional del Proceso de Elaboración del Presupuesto Participativo del Gobierno Regional de Madre de Dios - Año Fiscal 2008, responsable de la conducción de dicho proceso, según Anexo II adjunto a la presente Ordenanza Regional.

Artículo Cuarto.- DISPONER que la Gerencia General Regional y la Gerencia Regional de Planeamiento, Presupuesto y Acondicionamiento Territorial, cronogramen y realicen las acciones pertinentes al periodo preparatorio del proceso citado, entendiéndose por tal a la convocatoria, inscripción, admisión de proyectos declarados viables, planificación y adecuación en su etapa de ejecución al instructivo que el Ministerio de Economía y Finanzas ha emitido, Instructivo N° 001-2007-EF/76.01.

Artículo Quinto.- ENCARGAR a la Oficina de Secretaría del Consejo Regional de Madre de Dios, la publicación de la presente Ordenanza Regional en el Diario Oficial El Peruano, en el Diario de mayor circulación de la Región y en el Portal Electrónico del Gobierno Regional de Madre de Dios.

Artículo Sexto.- DISPENSAR la presente Ordenanza Regional del trámite de lectura y aprobación del acta correspondiente.

Comuníquese al señor Presidente del Gobierno Regional de Madre de Dios para su promulgación

POR TANTO:

Mando se registre, publique y cumpla.

Dado en la Sede del Gobierno Regional de Madre de Dios a los catorce días del mes de mayo del año dos mil siete.

SANTOS KAWAY KOMORI
Presidente Regional

67101-1

GOBIERNO REGIONAL
DE PASCO**Otorgan autorización a la Empresa Energética de Chaprin S.A. para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica**RESOLUCIÓN EJECUTIVA REGIONAL
N° 0315-2007-G.R. PASCO/PRES

Cerro de Pasco 20 de abril de 2007

EL PRESIDENTE DEL GOBIERNO REGIONAL PASCO

VISTO:

El expediente N° 153-001-AE-DREMH PASCO organizado por la EMPRESA ENERGÉTICA DE CHAPRIN S.A., sobre solicitud de otorgamiento de autorización para generación de energía eléctrica el Oficio N° 0202-07-G.R.PASCO/DREMH de fecha 26 de marzo de 2007; y,

CONSIDERANDO:

Que, la EMPRESA ENERGÉTICA DE CHAPRIN S.A., ha solicitado autorización para desarrollar actividades de generación de energía eléctrica en la Central Hidroeléctrica de Chaprin con una potencia instalada de 8 MW, ubicada en el Lugar: Pucurhuay-Chinchán Chaprin, distrito de Huaríaca, provincia, departamento y Región de Pasco, cuyas coordenadas UTM (PSAD 56) figuran en el Expediente, la misma que se enmarca en lo señalado en el artículo 38° del Decreto Ley N° 25844 y el artículo 67° de su Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM, habiendo cumplido con los requisitos legales de presentación;

Que, el Artículo 38° del Decreto Ley N° 25844 señala que las autorizaciones serán otorgadas mediante Resolución Ministerial por un plazo indefinido, dentro de los 30 días calendario de presentada a solicitud, al cabo de los cuales se dará por autorizada. La solicitud deberá contener la identificación del propietario, declaración jurada de cumplimiento de las normas técnicas y de conservación del medio ambiente y el Patrimonio Cultural de la Nación, datos técnicos, ubicación de las instalaciones y demás informaciones con fines estadísticos;

Que, el Consultor del Área de Electricidad de la DREMH Pasco, luego de haber verificado y evaluado que la peticionaria ha cumplido con los requisitos estipulados en el Decreto Ley N° 25844 y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, ha emitido el informe favorable N° 009-07-CAE-DREMH PASCO/CLCC, el que luego de ser revisado por el Director Regional de Energía, Minas e Hidrocarburos de Pasco, luego de haber revisado el señalo informe ha dado su conformidad según lo señala en el Oficio del visto;

Que, mediante Resolución Ministerial N° 550-2006MEM/DM se declara que diversos Gobiernos Regionales del país han concluido el proceso de transferencia de funciones sectoriales en materia de Energía y Minas, en el que se establece que el Gobierno Regional Pasco se ha transferido la función de otorgar autorizaciones y llevar el registro de generación de energía eléctrica con potencia instalada mayor de 500 kW y menores a 10 MW (minicentrales) siempre que estén en la Región;

Con los visados respectivos y en uso de las atribuciones conferidas por la Ley N° 27867, su modificatoria Ley N° 27902 y demás normas vigentes;

SE RESUELVE:

Artículo Primero.- OTORGAR AUTORIZACIÓN por tiempo Indefinido, a la EMPRESA ENERGÉTICA DE CHAPRIN S.A., que se identificará con código N° 153-001-AE- DREMH PASCO, para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica para una potencia instalada de 8 MW, ubicada en el Lugar Pucurhuay-Chinchán-Chaprin, distrito de Huaríaca, provincia, departamento y Región de Pasco, cuyas características principales son las siguientes:

- Potencia Instalada (MW) : 8.0
- Caudal (m3/seg) : 3.5
- Tensión Nominal (kV) : 4,16
- Recurso hídrico : Río Pucurhuay
- Salto (m) : 270
- Recurso hídrico : Aprovechamiento de las aguas del río Pucurhuay, (Resolución Administrativa N° 120-2006-AG-DRA-PIATDRP).

Artículo Segundo.- ESTABLECER que la EMPRESA ENERGÉTICA DE CHAPRIN S.A. está obligada a operar cumpliendo las normas técnicas y de seguridad, preservando el medio ambiente y salvaguardando el Patrimonio Cultural de la Nación; así como el cumplimiento de las obligaciones establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento y otras normas legales pertinentes.

Artículo Tercero.- ESTABLECER que la presente Resolución, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 67° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, será publicada en el Diario Oficial El Peruano por una sola vez y por cuenta de a EMPRESA ENERGÉTICA DE CHAPRIN S.A., dentro de los cinco (5) días calendario siguientes a su expedición; y, entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación.

Artículo Cuarto.- TRANSCRIBIR el contenido de la presente Resolución a los organismos competentes del Gobierno Regional Pasco, a la Dirección Regional de Energía y Minas y a la EMPRESA ENERGÉTICA DE CHAPRIN SA.

Regístrese, comuníquese y archívese.

FÉLIX RIVERA SERRANO
Presidente

67277-1

GOBIERNOS LOCALES

MUNICIPALIDAD DE ANCON

Aprueban el Plan de Desarrollo Concertado del distrito de Ancón

ORDENANZA N° 111-2007-MDA

Ancón, 19 de mayo del 2007

VISTOS:

El Plan de Desarrollo Concertado del distrito de Ancón presentado por la Oficina de Cooperación y Desarrollo Económico y el Acuerdo de Concejo N° 050-2007-MDA del 27 de abril del 2007; y,

CONSIDERANDO:

Que, de conformidad con los numerales 1 y 2 del Artículo 195° de la Constitución Política del Perú, modificada por la Ley de la Reforma N° 27680, Capítulo XIV del Título IV sobre Descentralización, los gobiernos locales promueven el desarrollo y la economía local y la prestación de servicios públicos de desarrollo, estableciéndose que, son competentes para aprobar su organización interna, su presupuesto y aprobar el Plan de Desarrollo Local Concertado con la sociedad civil;

Que, según lo dispuesto en el Artículo 17°, numerales 1 y 2, de la Ley de Bases de la Descentralización, Ley N° 27783, los gobiernos locales están obligados a promover la participación ciudadana en la formulación, debate y concertación de sus planes y presupuestos. Asimismo, los Artículos 2°, 3°, 4°, 5°, 19° y 20° inciso 1,2 y 42 de la norma en comentario precisan que: "Los Planes y Presupuestos Participativos son de carácter territorial y expresan los aportes e intervenciones del sector público y privado...";

Que, la Ley Orgánica de Municipalidades, Ley N° 27972, en su Título Preliminar, Artículo IX, señala que el proceso de planificación local es integral, permanente y participativo articulando a las municipalidades con los vecinos;

Que, se ha cumplido con ejecutar diversos eventos como seminarios, talleres y consultas a las organizaciones y vecinos del distrito de Ancón, en el proceso de elaboración participativa del Plan de Desarrollo Concertado y mediante Acuerdo de Concejo N° 050-2007-MDA del 27 de abril del 2007 se aprobó su presentación;

Que, de acuerdo al numeral 8 del Artículo 9° de la Ley N° 27972, Ley Orgánica de Municipalidades, es atribución del Concejo Municipal "Aprobar, modificar o derogar las ordenanzas y dejar sin efecto los acuerdos";



COMERCIAL N° 030		
0110	ACC	TRK
02 FEB. 2009		
FGC		
FME	IT	
CO		

Lima, 28 de enero de 2009

Sr. Ingeniero
Rafael Flores Chacon
Representante del Subcomité de Generadores
COES-SINAC
Presente. -

Asunto: Requerimiento de información - Proyecto Central Hidroeléctrica Quitaracsa I

Referencia: Carta SCG.006/09

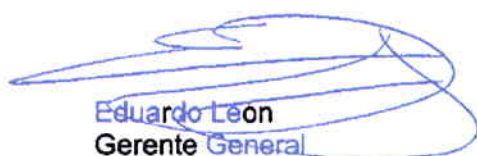
De nuestra consideración:

Es grato dirigirnos a usted en relación al asunto de la referencia, con el objeto de informarles que se ha iniciado la ejecución de las obras de la C.H. Quitaracsa I, sin embargo, el cronograma del Proyecto que fue aprobado conjuntamente con la Concesión Definitiva de Generación Eléctrica, a la fecha se encuentra en revisión por lo que no puede ser remitido a su representada. Una vez que tengamos el cronograma definitivo se lo remitiremos.

Sin otro particular quedamos de usted para cualquier ampliación del presente.

Atentamente,

Empresa Energética de Chaprín S.A.


Eduardo León
Gerente General



00111

perené
peruana de energía s.a.a.

JR. ARNALDO ALVARADO DEGREGORI N° 392
URB. PAMPAS DE SANTA TERESA - SURCO
TELÉFONO 345-0442 FAX: 345-0439

G. COMERCIA		
DISTRIBUCION	ACC	INF.
21 ENE. 2009		
FGC		
EME	IF	
CO		

PE 012/09

Lima, enero 20, 2009

Señor
Rafael Flores Chacón
Subcomité de Generadores
COES-SINAC
Presente

Estimado Ing. Flores,

Mediante la presente hacemos referencia a su carta de fecha 12/01/09, y adjunto le hacemos llegar la Ficha Técnica y el Cronograma del Proyecto C.H. La Virgen solicitados, para los fines pertinentes.

Atentamente,

PERUANA DE ENERGIA S.A.A.



EDGARDO LLERENA CORRALES
GERENTE GENERAL

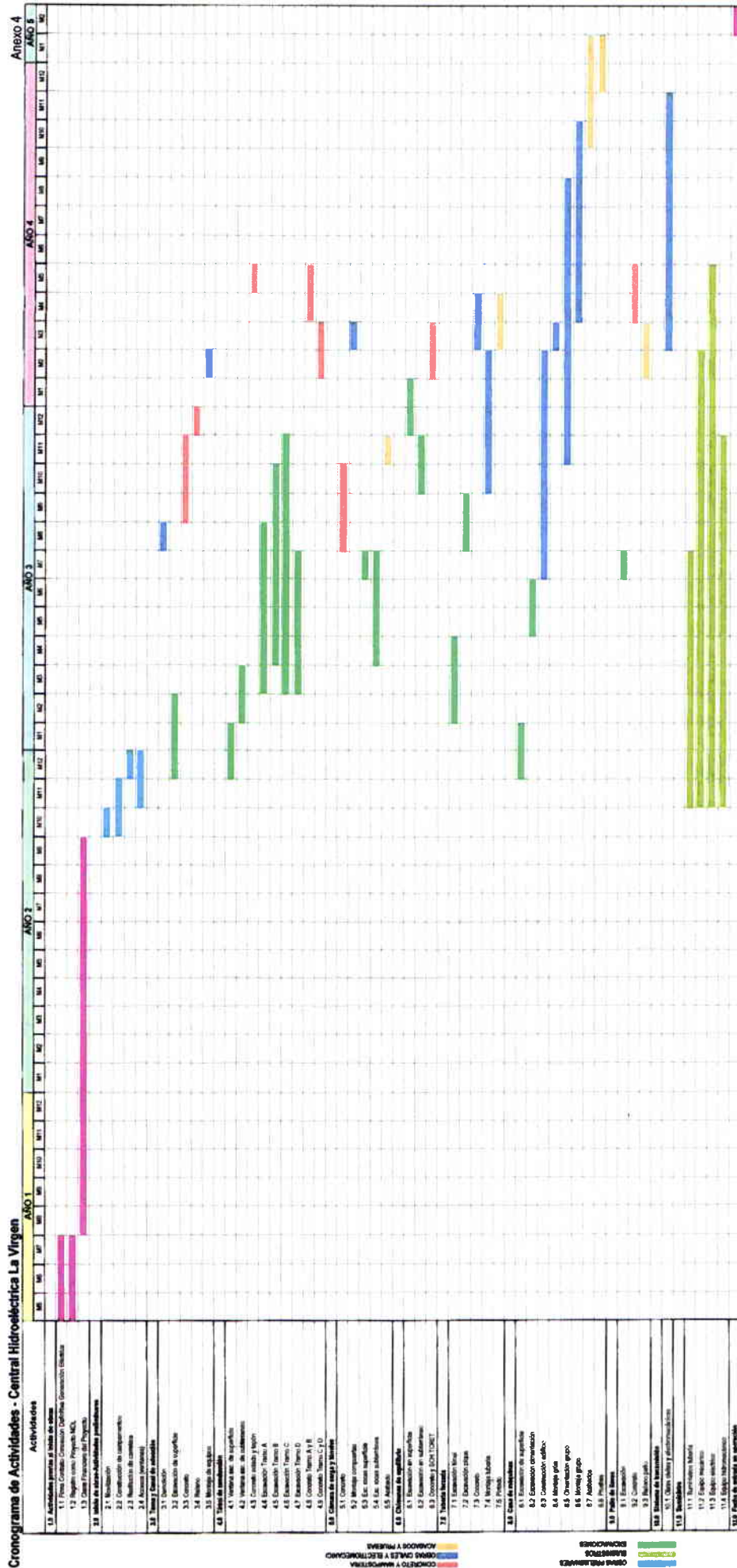
Adj.: lo indicado



Características Generales del Proyecto:

-	Accesos		
...	Existentes		
	Lima - Tarma - Zona de Proyecto (asfaltada)	285,00	km
...	Proyectados		
	Carretera principal - Casa de máquinas/Plano inclinado	1,4	km.
	Carretera túnel 1 y 2 - Qda. Aguaflor	1,0	km.
	Plano inclinado - Cámara de Carga	650	m
	Accesos menores: tomas, canal de conducción y Puente Tubo sobre el Tarma		
-	Obras de Captación		
...	Toma descarga C.H. Yanango		
	Compuerta plana deslizante (canal de descarga)	3,50 x 3,25	m
	Compuerta plana deslizante (canal de conducción)	3,00 x 3,00	m
...	Toma Guayabal		
	Tipo	Alpina	
	Ubicación	a 40,0 m de la afluencia al Tarma y 8,0 m de desnivel con las aguas máximas.	
	Cota máxima Azud	1442,50 msnm	
	Nivel máximo de operación NAME	1443,40 msnm	
	Cota media reja de captación	1442,20 msnm	
	Cota vertedero de la captación	1441,10 msnm	
	Ancho de reja de captación	2,00 m	
	Longitud de la reja	7,50 m	
	Compuerta del desgravador	0,80x0,80 m.	
	Cota compuerta de desgravador	1438,53 msnm	
	Desarenador	1 nave	
	Longitud	17,50 m.	
	Longitud vertedero	12,00 m.	
	Compuerta de purga del desarenador	0,60 x 0,60 m	
...	Conexión con el Túnel Principal	137,35	m
-	Obras Principales de Conducción		
...	Canal		
	Sección	3,00 x 3,00 m	
	Longitud	182,00 m	
...	Puentes Tubo		
	Cruce río Tarma		
	Transiciones	2 x 8,20 m	
	Longitud libre	42,00 m	
	Longitud total del tubo	45,00 m	
	Diámetro	2,60 m	
	Cruce Quebrada Aguaflor		
	Transiciones	2 x 8,20 m	
	Longitud libre	45,00 m	
	Longitud total tubo	48,00 m	
	Diámetro	2,60 m	

...	Túneles	
	Forma de operación	A pelo libre
	Capacidad	21,20 m ³ /s
	Gradiente	0,15%
	Sección de excavación	12,9 m ²
	Longitud Túnel N° 1	1794,60 m
	Longitud Túnel N° 2	3098,60 m
-	Cámara de carga	
	Longitud	45,00 m
	Sección	Variable
	Volumen Util	1087 m ³
	Sistema de Descarga de Demasías En túnel	342,80 m
	Sección	3,00x3,50 m.
	Gradiente	0,4%
	Rápida en concreto con disipadores	17,95 m
	Talúd tratado hasta la quebrada	350,00 m
-	Conducto forzado	
	Tipo	En subterráneo
	Longitud	548,11 m
	Diámetro	2,20 y 2,00 m.
	Dos tubos de bifurcación (ø 1,20m)	77,74 m
	Salto bruto	347,70 m
-	Casa de máquinas	
	Número de Unidades	2
	Tipo de turbina	Francis de eje vertical
	Potencia instalada	2 x 32 MW
	Caudal de diseño por unidad	10,60 m ³ /s
-	Sub Estación	
	Ubicación	Al exterior
	Tensión de transformación	13,8/138 kV
-	Línea de Transmisión a la S.E. Caripa	
	Característica	Simple Terna
	Tensión	138 kV
	Longitud	62,8 km



San Isidro, 22 de octubre 2008

C - 966 - 2008

G. COMERCIAL N° 44		
DISTRIBUCION	ARE	IMP
27 OCT. 2008		
FGC		
EME	IF	
CO		

Señor
Ing. Rafael Flores
Gerente Comercial ENERSUR
Presente.

Ref.: Información para el Estudio Tarifario Mayo 2009

De nuestra consideración:

Por el presente estamos enviando en anexo adjunto la ficha de nuestro proyecto "Central Térmica Las Flores" cuyo ingreso en operación comercial está previsto para el mes de marzo de 2010. Agradeceremos incluirlo en el programa de obras de generación para fines del Estudio Tarifario Mayo 2009.

Sin otro particular, aprovechamos la oportunidad para reiterarles nuestros cordiales saludos.

Atentamente,

CARLOS FOSSATI
Director Comercial
DUKE ENERGY EGENOR S. EN C. POR A.



cc.: COES

**FICHA DE PROYECTOS No 2-A
CENTRALES TERMOELÉCTRICAS
FICHA TÉCNICA**

COLIG

Fecha 22/10/2008

DATOS GENERALES

Nombre	Central Térmica Las Flores
Departamento	Lima
Propietario	Duke Energy Egenor S. en C. por A.
Socio Operador	
Socio Inversionista	
Fecha de Concesión Def.	

POTENCIAS

COMBUSTIBLE

Potencia Instalada (MW)	197	Tipo	Gas Natural
Potencia Efectiva (MW) ⁽¹⁾	192.5	P. Calorífico (kcal/kg, BTU/MPC)	9888.57 BTU/MPC
Mínimo Técnico (MW)			11574.12 BTU/MPC

⁽¹⁾ Potencia Efectiva en bombes de generación.

COSTOS VARIABLES

Costo de Combustible (US\$/gal, US/Ton, US\$/MMBTU)	
Costo de tratamiento (US\$/gal)	
Costo de transporte (US\$/gal, US/Ton, US\$/MMBTU)	
Costo Variable No Combustible (US\$/MWh)	
Cons. Espec. a condiciones de Pot Efec ⁽²⁾ (kg/kWh, BTU/kWh)	9138.32 BTU/kWh

⁽²⁾ Consumo Especifico referido al Poder Calorífico Inferior.

EQUIPAMIENTO

<i>Unidades</i>		<i>Línea de Transmisión</i>	
Pot.Efec(MW)	192.5	Tensión (kV)	220
Número	1	Longitud (km)	3.5
Tipo	Turbogas	N° de torres	1
T. Gen (kV)	16	Sub Estación de conexión al SEIN	S.E. Chilca REP

CALENDARIO DE IMPLEMENTACIÓN (Plazos de conclusión)

<i>Proyectos en Estudio</i>			
Est. Factib.	6 meses - Completado	Diseños	6 meses - En proceso (Dic/2008)
Invest. Campo	6 meses - Completado	Contratos	5 meses - En proceso (Nov/2008)
Financiam.	2 meses - Completado	Construcc.	15 meses - Finaliza Feb/2010
Aprob. perm	6 meses - En proceso (Mar/2009)	Pruebas	1 mes - Finaliza Feb/2010

<i>Proyectos en Construcción</i>	
Financiamiento del Proyecto	Leasing Financiero
Cronograma Actualizado	
Aspectos críticos	Transporte de gas, Interconexión eléctrica
Situación actual	Ingeniería de detalle

COMENTARIOS

(Indicar eventos que puedan afectar el cronograma de implementación, y cuanto pueden afectar)

**FICHA DE PROYECTOS No 2-B
REQUISITOS PARA LAS CENTRALES TERMOELÉCTRICAS**

Turbinas a Gas en Ciclo Abierto

Requisito	Año 2008 ó antes	Programación		
		Año 2009	Año 2010	Año 2011
Autorización de Generación	X			
Financiamiento comprometido	X			
Poseción legítima del terreno	X			
Contrato de adquisición del equipamiento de generación	X			
Contrato de adquisición del equipamiento de transmisión	X			
Contrato de compra de combustible	X			
Contrato de construcción de obras civiles y montaje	X			
Acuerdo de conexión eléctrica	X			
Nivel de construcción desde 25%		X		
Nivel de construcción 100%			X	
Etapas de pruebas				

Ciclo Combinado (Gas o Diesel) / Planta a Vapor (Residual o Carbón)

Requisito	Año 2008 ó antes	Programación		
		Año 2009	Año 2010	Año 2011
Autorización de Generación				
Financiamiento comprometido				
Poseción legítima del terreno				
Contrato de adquisición del equipamiento de generación				
Contrato de adquisición del equipamiento de transmisión				
Contrato de compra de combustible				
Contrato de construcción de obras civiles y montaje				
Acuerdo de conexión eléctrica				
Nivel de construcción desde 25%				
Nivel de construcción desde 50%				
Nivel de construcción 100%				
Etapas de pruebas				

Nota: Con referencia a los requisitos indicados, marcar la respectiva (x) debajo del año de ejecución en que se ha cumplido o se prevé



Lima, 12 de Enero del 2009.

TGC-003/09

Señor
RAFAEL FLORES CHACÓN
 Representante del Subcomité de Generadores
 Av. República de Panamá N° 3490
 San Isidro
Lima 27 - Perú

G. COMERCIAL N° 036		
DISTRIBUCION	ACC.	TRF.
15 ENE. 2009		
FGC		
EME		
CO		

Asunto : Actualización Ficha Técnica y Cronograma

Ref. : **Proyecto Central Hidroeléctrica Tarucani**

De nuestra consideración:

Acusando recibo de vuestra carta N° SCG-007/009 recibida el 12.01.09, nos es grato adjuntar a la presente de acuerdo a lo solicitado, la Ficha Técnica del Proyecto.

Asimismo, anexamos el Cronograma Tentativo de Ejecución del Proyecto.

Sin otro particular, quedamos a vuestra disposición para cualquier consulta al respecto.

Muy Atentamente,

TARUCANI GENERATING COMPANY S.A.


JOSÉ MELENDEZ GANOZA
 Gerente de Proyecto



JMG/mda*
 Adj.: Lo indicado

**FICHA DE PROYECTOS No 1-A
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS
FICHA TÉCNICA**

00119

Fecha 12.01.2009

DATOS GENERALES

Nombre de la central	Central Hidroeléctrica Tarucani
Departamento	Arequipa
Cuenca	Colca - Sigwas
Río	Túnel Terminal
Propietario	Tarucani Generating Company S.A.
Socio Operador	--
Socio Inversionista	En Negociación
Fecha de Concesión Def.	20.07.2001

INFORMACIÓN BÁSICA

Nombre de Estac. Hidromet.	Serie hidrológica Histórica		Serie hidrológica Naturalizada		Demandas de Agua ⁽²⁾	
	Periodo (1965 - 2007) años		Periodo (1965 - 2007) años ⁽¹⁾			
Condoroma Pte. Colgante-Tuli						
Angostura-Pte. Callali	no	no	si	no	no	no
Estaciones hidromét. #						
5						

⁽¹⁾ Adjuntar la Serie Hidrológica naturalizada mensual disponible (de preferencia que empiece el año 1965).

Se adjunta Tabla 7.5 - Caudales Naturalizados Estación Tuli m3/s

⁽²⁾ Adjuntar Demanda de Riego Histórico mensual y Diagrama Topológico.

No tenemos conocimiento al respecto.

Estudio Geológico		Estudio Topográfico	
si	no	si	no
Perforac. diamantinas (mt)		Levantam. Topográf. (ha)	
--		759,91	
Calicatas #			
17			

DATOS DEL PROYECTO

Caida bruta (mt)	Caida neta (mt)	Caudal de diseño (m3/s)	Potencia instalada (MW)
331.75	317.60	17.00	49.00

Conducción		Túnel ó Canal		Conducto forzado			Casa de Máquinas	
Longitud (mt)	Area (m2)	Tipo (P ó PL)	Longitud (mt)	Diámetro (mt)	Tipo (S ó E)	Tipo (S ó E)	Altitud (mnm/)	
8 227.00	9.75	Presión () Pelo Libre (X)	1 228.40	1.95	Subterráneo () Externo (X)	Subterráneo () Externo (X)	3 229.00	

Regulación estacional			Regulación horaria			Energía (GWh-año)	
Vol. Bruto (m3)	Vol. Útil (m3)	H presa (mt)	Vol. Útil (m3)	H presa (mt)	Ubicación	punta	fuera de punta
--	--	--	--	--	--	75.40	286.60

EQUIPAMIENTO

Generadores				
Pot. Nom. (MW)	Pot. Efect. (MW)	Tipo	Ten. Gen. (kV)	Número
51.60	44.00	Trifásico - Sincrono	13.80	1

Línea de Transmisión			
Tensión (kV)	Longitud (km)	# de torres	Sub Estación de Conexión al Sistema
138.00	91.00	1	Cerro Verde

CRONOGRAMA DE IMPLEMENTACIÓN (Plazos de conclusión)

Proyectos en Estudio							
Est. Factib.	Invest. Campo	Financiam.	Aprob. perm	Diseños	Contratos	Construcc.	Pruebas
Finalizado	Finalizado	En Trámite	Finalizado	Finalizado	En Proceso	Al iniciarse	--

Proyectos en Construcción			
Financiamiento del Proyecto	Cronograma Actualizado	Aspectos críticos	Situación actual

COMENTARIOS

- Con fecha 02 12 05 al Ministerio de Agricultura, mediante Resolución Ministerial N° 0902-2005-AG devuelve los Derechos de Agua a Tarucani Generating Company S.A., revocando la Resolución N° 131-2002-CTAR/PE-DRAG-OAJ-D de fecha 08.04.02 de la Dirección Regional Agraria de Arequipa

- Con fecha 20.12.05, la Dirección Regional Agraria de Arequipa emite la Resolución Administrativa N° 428-2005-GRA/PR-DRAG-ATDR.CSCH, por la cual autoriza a Tarucani Generating Company S.A. utilizar el Recurso Hídrico hasta 17.0 m3/seg

Con fecha 20.06.08, el Gobierno Regional de Arequipa, Gerencia Regional de Agricultura, Administración Técnica D.R. Colca Sigwas, emite la Resolución Administrativa N° 140-2008-GRA/GRAG-ATDR.CSCH, por la cual declara extinguida la Autorización del Recurso Hídrico para fines de generación de TGC.
Con fecha 20.08.08, mediante Resolución Administrativa N° 257-2008-GRA/GRAG-ATDR.CSCH, emitida por el Gobierno Regional de Arequipa, Gerencia Regional de Agricultura, Administración Técnica D.R. Colca Sigwas, se declara fundado el Recurso presentado por Tarucani Generating Company S.A. contra la R.A. N° 140-2008-GRA/GRAG-ATDR.CSCH.

(Indicar eventos que puedan afectar el cronograma de implementación, y cuanto pueden afectar)

**FICHA DE PROYECTOS No 1-B
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS
FICHA ECONÓMICO FINANCIERA
(US\$)**

Fecha 12.01.09

INVERSIONES PREVIAS (1)

Estudio de factibilidad	Investigaciones de campo	Gestiones financieras	Diseños y permisos
1 186 136.00	Incluidos en Est.Factib.	79 800.00	538 198.00

INVERSIONES EN OBRAS (2)

Obras Civiles	Equipamiento	Línea de transmisión	Obras de regulación
-.-	-.-	-.-	-.-

GASTOS PROPIOS (3)

Administración	Aduanas	Supervisión	Gastos de gestión
279 760.00	-.-	-.-	1 764 666.00

OTROS GASTOS (4)

Imprevistos	IGV	Uso de agua	Otros
-.-	-.-	-.-	-.-

INVERSION TOTAL (1+2+3+4)

INVERSION TOTAL SIN IGV	INVERSION TOTAL CON IGV
3 230 000.00	3 843 700.00

FINANCIAMIENTO

Tipo	Financiamiento de	Estado del financiamiento	Porcentaje financiado
Préstamo Largo Plazo	Bancos Internacionales	En trámite	100%

CONTRATOS FIRMADOS (fecha)

Concesión Definitiva	Venta de Energía	Ejecución de obra	Contratos financieros
En Trámite	En Trámite	En Trámite	En Trámite

OBSERVACIONES

- En los montos invertidos se ha considerado el IGV.

En los Gastos de Administración, están considerados todos los gastos incurridos hasta el 31.12.08, que corresponde al Personal Técnico, Profesional, Administrativo, así como desembolsos efectuados para la obtención de permisos, aprobación de la EIA-INC Asesoría Legal y Negociaciones Contratos de Obra.

- En los Gastos Financieros y Gestión se ha incluido los gastos para la obtención de la financiación total del Proyecto.

- Además, se ha considerado todas las gestiones efectuadas para la obtención de la aprobación de la elegibilidad al Mecanismo de Desarrollo Limpio en el Marco del Protocolo de Kyoto y la actualización de los requerimientos de los Entes Financistas.

**FICHA DE PROYECTOS No 1-C
REQUISITOS PARA LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS**

Con capacidad instalada hasta 20 MW

Requisito	Programación			
	Año 2009	Año 2010	Año 2011	Año 2012
Concesión Definitiva / Autorización de Generación				
Concesión Definitiva de Transmisión				
Financiamiento comprometido				
Posesión legítima del terreno				
Contrato de adquisición del equipamiento de generación				
Contrato de adquisición del equipamiento de transmisión				
Contrato de construcción de obras civiles y montaje				
Acuerdo de conexión eléctrica				
Nivel de construcción desde 50%				
Nivel de construcción 100%				
Etapas de pruebas				

Con capacidad mayor de 20 MW

Requisito	Año 2008	Programación			
		Año 2009	Año 2010	Año 2011	Año 2012
Concesión Definitiva (1)		X			
Concesión Definitiva de Transmisión					
Financiamiento comprometida		X			
Posesión legítima del terreno		X			
Contrato de adquisición del equipamiento de generación			X		
Contrato de adquisición del equipamiento de transmisión			X		
Contrato de construcción de obras civiles y montaje			X		
Acuerdo de conexión eléctrica		X			
Nivel de construcción desde 25%			X		
Nivel de construcción desde 50%				X	
Nivel de construcción 100%					X
Etapas de pruebas					X

Nota: Con referencia a los requisitos indicados, marcar la respectiva (x) debajo del año de ejecución en que se ha cumplido o se prevé cumplir el requisito correspondiente.

(1) En Trámite de ser Recuperado

00122



Lima, 13 ENE 2009,

G - 032 - 2009

G. COMERCIA N° 033		
DISTRIBUCION	ACC.	INF.
14 ENE, 2009		
FGC		
EME	FF	
CO		

Señor Ingeniero
RAFAEL FLORES CHACON
Representante del Subcomité de Generadores
Presente.-

Asunto: Proyecto de Central Térmica Malvinas (Camisea)

De nuestra consideración:

Le dirigimos la presente, con relación a su carta N° SCG-014/09 de fecha 12 de enero del presente año, en la que nos solicita la actualización de la ficha técnica y cronograma del Proyecto de Central Térmica Malvinas (Camisea), a efecto de la absolución de las observaciones de OSINERGMIN al Estudio Técnico Económico presentado por el Subcomité de Generadores para la Fijación de Tarifas en Barra para el período mayo 2009 – abril 2010.

Le comunicamos, al respecto, que ELECTROPERU S.A. no es titular del citado proyecto de central de generación, por lo que no disponemos de la información solicitada. Tenemos conocimiento que dicho proyecto forma parte de un proceso de promoción de la inversión privada que tiene a su cargo PROINVERSION.

Sin otro particular, aprovechamos la oportunidad para saludarlo.

Atentamente,

ING. RYOJI TSUJIHARA
Gerente General
ELECTROPERU S.A.





2009011407

Lima, 14 de enero de 2009

Señor Ingeniero
Rafael Flores Chacón
Representante del Subcomité de Generadores
COES-SINAC
Presente.-

G. COMERCIAL N° 01		
DISTRIBUCION	ACC.	INF.
20 ENE. 2009		
FGC		
EME	IF	
CO		

Asunto: Remisión de Fichas de Proyectos

Ref.: Carta SCG-012/09 del 12/01/09

De nuestra consideración:

De acuerdo a lo solicitado por ustedes mediante carta de la referencia relacionada al Estudio Técnico Económico para la Fijación de Tarifas en Barra para el periodo mayo 2009 - abril 2010, adjunto a la presente les remitimos los siguientes documentos:

- 1) Ficha de Proyectos N° 1-A - Ficha Técnica.
- 2) Ficha de Proyectos N° 2, Líneas de Transmisión de Corriente Alterna; y
- 3) Ficha de Proyectos N° 3, Subestaciones.

Asimismo, confirmamos a ustedes que el inicio de nuestras operaciones será el 31 de octubre de 2009.

Sin otro particular, nos despedimos de ustedes.

Atentamente,



COMPAÑÍA ELÉCTRICA EL PLATANAL S.A.
PEDRO LERNER RIZO PATRON
GERENTE GENERAL



**FICHA DE PROYECTOS No 1-A
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS
FICHA TÉCNICA**

Fecha

19/1/09

DATOS GENERALES

Nombre de la central	Central Hidroeléctrica G-1 "EL PLATANAL"
Departamento	Lima
Cuenca	Cañete - Yauyos
Río	Cañete
Propietario	CELEPSA
Socio Operador	-
Socio Inversionista	-
Fecha de Concesión Def.	25-jul-01

INFORMACIÓN BÁSICA

Nombre de Estac. Hidromet.	Serie hidrológica Histórica		Serie hidrológica Naturalizada		Demandas de Agua ⁽²⁾	
	Periodo (1965 - 2006) años		Periodo (1965 - 2006) años ⁽¹⁾			
Chavín	si		si		si	
Estaciones hidromét. #						
6						

⁽¹⁾ Adjuntar la Serie Hidrológica naturalizada mensual disponible (de preferencia que emplee el año 1965).

⁽²⁾ Adjuntar Demanda de Riego Histórico mensual y Diagrama Topológico.

Estudio Geológico		Estudio Topográfico	
si		si	
Perforac. diamantinas (mt)		Levantam. Topográf. (ha)	
3,750		15.300	
Calicatas #			
34			

DATOS DEL PROYECTO

Caída bruta (mt)	Caída neta (mt)	Caudal de diseño (m3/s)	Potencia instalada (MW)
627	607	41,13	220

Conducción		Túnel ó Canal		Conducto forzado			Casa de Máquinas	
Longitud (mt)	Área (m2)	Tipo (P ó PL)	Longitud (mt)	Díámetro (mt)	Tipo (S ó E)	Tipo (S ó E)	Altitud (manm)	
G1:12,450	22,3	P	525	3,20	S	S	900	

Regulación estacional		Regulación horaria				Energía (GWh-año)	
Vol. Bruto (m3)	Vol. Útil (m3)	H presa (mt)	Vol. Útil (m3)	H presa (mt)	Ubicación	punta	fuera de punta
100'200.000	70'200.000	32	950.000	29.25	Capilucas	317	762

EQUIPAMIENTO

Generadores				
Pot. Nom. (MW)	Pot. Efect. (MW)	Tipo	Ten. Gen. (kV)	Número
G1 110	110	Síncrono	13,8	2

Línea de Transmisión			
Tensión (kV)	Longitud (km)	# de torres	Punto de conexión al Sistema
220	108	1	SE Chilca 220 kV

CRONOGRAMA DE IMPLEMENTACIÓN (Plazos de conclusión)

Proyectos en Estudio							
Est. Factib.	Invest. Campo	Financiam.	Aprob. perm	Diseños	Contratos	Construcc.	Pruebas
Concluido	Concluido	30/4/07	30/12/07	30/3/08	30/12/07	30/10/09	30/10/09

Proyectos en Construcción			
Financiamiento del Proyecto	Cronograma Actualizado	Aspectos críticos	Situación actual
Bancos:180 millones, Accionistas : 100 millones	31/10/2007 - 30/10/2009	Obras Subterráneas Obras de Superficie	Obras Subterráneas al 93% Obras de Superficie al 55%

COMENTARIOS

(Indicar eventos que puedan afectar el cronograma de implementación, y cuanto pueden afectar)

FICHA DE PROYECTOS No 2**LINEAS DE TRANSMISION DE CORRIENTE ALTERNA □**

EMPRESA : REP (Ver especificación técnicas ISA PE-PLAT-DISE-D012 adjuntas)

LINEA DE TRANSMISION: El Platanal - Chilca

FECHA DE CULMINACION DE CONSTRUCCION : 2009

1. CARACTERISTICAS FISICAS:

- 1.1 Longitud (km): 108
- 1.2 Tipo de Conductor: ACAR – 1200 kCM
- 1.3 Material del conductor: Aluminio con alma de aleación de aluminio
- 1.4 Número de conductores por fase: 1
- 1.5 Material, diámetro y número de cables de guarda:
- 1.6 Numero de temas: 1
- 1.7 Configuración geométrica típica (Adjuntar esquemas): Triangular
- 1.8 Capacidad de corriente (Ampacidad): 941 A
- 1.9 Tipo y material de estructuras de soporte: Torre Metálica
- 1.10 Longitud de vano promedio:
- 1.11 Ruta geográfica (Adjuntar esquemas):
- 1.12 Perfil longitudinal (Adjuntar esquemas):

2. CARACTERISTICAS ELECTRICAS:

- 2.1 Resistencia (Ohmios/km.):
- 2.2 Reactancia (Ohmios/km.):
- 2.3 Capacitancia (Nanofaradios/km.):
- 2.4 Conductancia (Siemens/km.):
- 2.5 Resistencia del cable de guarda (Ohmios/km.):

3. SISTEMA DE PROTECCION:

- 3.1 Descripción del sistema de protección principal:
- 3.2 Descripción del sistema de protección de respaldo:

4. REQUISITOS:

Requisitos	Año 2007 ó antes	Programación				
		Año 2008	Año 2009	Año 2010	Año 2020
Concesión Definitiva	X					
Financiamiento comprometido	X					
Servidumbre	X					
Contrato de adquisición del equipamiento de transmisión	X					
Contrato de construcción de obras civiles y montaje	X					
Acuerdo de conexión eléctrica		X				
Nivel de construcción desde 25%		X				
Nivel de construcción 100%			X			
Etapas de pruebas			X			

Nota: Con referencia a los requisitos indicados, marcar la respectiva (x) debajo del año de ejecución en que se ha cumplido o se prevé cumplir el requisito correspondiente.

FICHA DE PROYECTOS No 3

SUBESTACIONES

EMPRESA : CELEPSA

SUBESTACIÓN: EL PLATANAL

FECHA DE CULMINACIÓN DE CONSTRUCCIÓN : 2009

1. SUBESTACIONES:

- 1.1 Sistema de barras (simple barra, doble barra, en anillo, interruptor y medio, etc) : DOBLE BARRA
 1.2 Disposición de los equipos en vista de planta (adjuntar planos): Ver Plano VS12-E2-0301 Rev2
 Diagramas unifilares (adjuntar planos): Ver Plano VS12-E7-0001 Rev4
 1.3 Vistas de cortes verticales (adjuntar planos): Ver plano VS12-E2-0302 Rev1

2. TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

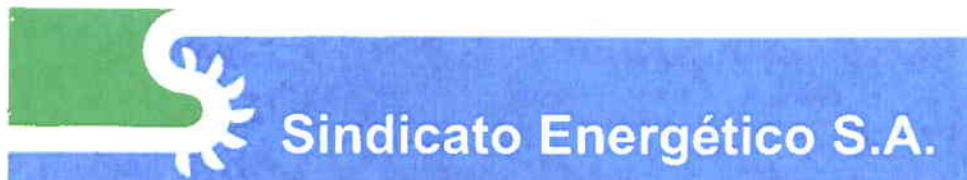
CARACTERISTICAS					
Denominación					
Número de Unidades		2			
Tipo: Trifásico o monofásicos (banco)		Trifásico			
Conexión P-S-T		YNd1			
Tensión lado primario (P)	KV	13.8			
Tensión lado secundario (S)	KV	220			
Tensión lado terciario (T)	KV				
Potencia Nominal lado primario	MVA	120			
Potencia Nominal lado secundario	MVA	120			
Potencia Nominal lado terciario	MVA				
PRUEBA DE CORTOCIRCUITO:					
Tensión de cortocircuito R-S ⁽¹⁾	%	12,57			
Tensión de cortocircuito R-T ⁽¹⁾	%	12,57			
Tensión de cortocircuito S-T ⁽¹⁾	%	12,57			
Pérdidas en el cobre R-S ⁽¹⁾					
Pérdidas en el cobre R-T ⁽¹⁾	kW	405.281			
Pérdidas en el cobre S-T ⁽¹⁾					
Pérdidas en el hierro	kW	60.089			
Potencia de Referencia R-S ⁽¹⁾	MVA	120			
Potencia de Referencia R-T ⁽¹⁾	MVA	120			
Potencia de Referencia S-T ⁽¹⁾	MVA	120			
N° de taps y % de variación		+/- 2x2.5%			
Lado de ubicación Taps	kV	220			
Nivel de aislamiento (R)	KV	1050			
Nivel de aislamiento (S)	KV	1050			
Nivel de aislamiento (T)	KV	1050			
Año de fabricación		2008			

3. EQUIPOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA.

CARACTERISTICAS					
Denominación					
Número de Unidades					
Tipo (reactor, capacitor, SVC)					
Tensión Nominal	KV				
Potencia Nominal Superior (Capacitor)	MVAr				
Potencia Nominal Inferior (Reactor)	MVAr				
Otros					

⁽¹⁾ Las tensiones de cortocircuito (R-S, R-T Y S-T) y las pérdidas en el cobre (R-S, R-T Y S-T) se deben expresar en base a la respectiva potencia de referencia (R-S, R-T Y S-T)

00127



SINERSA
Calle Los Ruisiñores Oeste 277, Of. 102
Urb. Corpac, San Isidro
Lima 27, Perú
Tells.: (51-1) 421-7359 / 222-4888
Fax: (51-1) 421-4997
E-mail: sinersa@sinersaperu.com

C.1059/2008-SINERSA

Lima, 25 de Noviembre de 2008

Señores
ENERSUR S.A.
Av. República de Panamá N° 3490
San Isidro

G. COMERCIAL - N° 942		
DISTRIBUCION	ACC.	INF.
26 NOV. 2008		
FGC		
EME	IF	
CO		

Central Hidroeléctrica de Curumuy
All. Km. 1021, Carretera Piura - Sullana
San Juan de Curumuy, Piura, Perú
Telefax: (51-73) 346-558 / 344-247
Anexo: 1000 ó 1001
E-mail: chcurumuy@sinersa.com.pe

Central Hidroeléctrica de Poechos 1
Represa de Poechos, Distrito de Lancones
Sullana, Piura, Perú
Telefax: (51-73) 346-558 / 344-247
Anexo: 4000 ó 4001
E-mail: chpoechos@sinersa.com.pe
RUC: 20256391202

Atención: Rafael Flores – Gerente Comercial
Asunto: Información para el Estudio Tarifario de mayo 2009.
Ref.: Su carta N° ENR/64748 del 17.11.2008

De nuestra consideración:

En atención al documento mencionado en la referencia de la presente, y de conformidad con los artículos N° 47° y 51° del decreto Ley N° 25844 de la Ley de Concesiones Eléctricas, adjuntamos a la presente, los formatos con la información solicitada.

Sin otro particular, quedamos de ustedes.

Atentamente,


BRANISLAV ZDRAVKOVIC
Gerente General



**FICHA DE PROYECTOS No 1-A
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS
FICHA TÉCNICA**

Fecha

24/11/2008

DATOS GENERALES

Nombre de la central	Central Hidroeléctrica Poechos 2
Departamento	Plura
Cuenca	Chira
Río	Chira
Propietario	SINDICATO ENERGÉTICO S.A.
Socio Operador	SINDICATO ENERGÉTICO S.A.
Socio Inversorista	SINDICATO ENERGÉTICO S.A.
Fecha de Concesión Def.	19/04/2001-16/10/2002-01/12/2006

INFORMACIÓN BÁSICA

Nombre de Estac. Hidromet.	Serie hidrológica Histórica	Serie hidrológica Naturalizada	Demandas de Agua ⁽²⁾
	Período (1965 - 2007) años	Período (1965 - 2007) años ⁽¹⁾	
Estaciones hidromet. #	si	si	si

⁽¹⁾ Adjuntar la Serie Hidrológica naturalizada mensual disponible (de preferencia que empiece el año 1965)

⁽²⁾ Adjuntar Demanda de Riego Histórico mensual y Diagrama Topológico.

Estudio Geológico		Estudio Topográfico	
Perforac. diamantinas (mt)	si	Levantam. Topográf. (ha)	si
Calicatas #			

DATOS DEL PROYECTO

Caída bruta (mt)	Caída neta (mt)	Caudal de diseño (m3/s)	Potencia instalada (MW)
20.5	18.5	2 x 30 m3/s	2x5.0

Conducción	Túnel ó Canal	Conducto forzado		Casa de Máquinas		
Longitud (mt)	Área (m2)	Longitud (mt)	Díámetro (mt)	Tipo (S ó E)	Tipo (S ó E)	Altitud (msnm)
	Presión ()	40	3	Subterráneo ()	Subterráneo ()	80
	Pelo Libre ()			Externo (x)	Externo (x)	

Regulación estacional			Regulación horaria			Energía (GWh-año)	
Vol. Bruto (m3)	Vol. Útil (m3)	H presa (mt)	Vol. Útil (m3)	H presa (mt)	Ubicación	punta	fuera de punta
800 M	500 M		45 800 M	500 M	POECHOS	8	32

EQUIPAMIENTO

Generadores				
Pot. Nom. (MW)	Pot. Efect. (MW)	Tipo	Ten. Gen. (kV)	Número
2 x 5.00	2 x 5.00	Turb. Kaplan - Generador Sinc.	10	2

Línea de Transmisión			
Tensión (kV)	Longitud (km)	# de torres	Punto de conexión al Sistema
60	34	1	SE Sullana

CRONOGRAMA DE IMPLEMENTACIÓN (Plazos de conclusión)

Proyectos en Estudio							
Est. Factib.	Invest. Campo	Financiam.	Aprob. perm	Diseños	Contratos	Construcc.	Pruebas
						mar-08	abr-09

Proyectos en Construcción			
Financiamiento del Proyecto	Cronograma Actualizado	Aspectos críticos	Situación actual
Ver comentarios			

COMENTARIOS

--

(Indicar eventos que puedan afectar el cronograma de implementación, y cuanto pueden afectar)

00129

**FICHA DE PROYECTOS No 1-B
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS
FICHA ECONÓMICO FINANCIERA
(US\$)**

Fecha 24/11/2008

INVERSIONES PREVIAS (1)

Estudio de factibilidad 200.000	Investigaciones de campo 0	Gestiones financieras 500.000	200 Diseños y permisos 300.000
------------------------------------	-------------------------------	----------------------------------	--

INVERSIONES EN OBRAS (2)

Obras Civiles 1.500.000	Equipamiento 5.000.000	Línea de transmisión 0	Obras de regulación 0
----------------------------	---------------------------	---------------------------	--------------------------

GASTOS PROPIOS (3)

Administración 500.000	Aduanas Por determinar	Supervisión 500.000	Gastos de gestión 500.000
---------------------------	---------------------------	------------------------	------------------------------

OTROS GASTOS (4)

Imprevistos Por determinar	IGV Por determinar	Uso de agua Por determinar	Otros Por determinar
-------------------------------	-----------------------	-------------------------------	-------------------------

INVERSION TOTAL (1+2+3+4)

INVERSION TOTAL SIN IGV 9.000.000	INVERSION TOTAL CON IGV 10.710.000
--------------------------------------	---------------------------------------

FINANCIAMIENTO

Tipo 200 Crédito Banco DEG	Financiamiento de 9000000	Estado del financiamiento Contrato Firmado	Porcentaje financiado 84%
--	------------------------------	---	------------------------------

CONTRATOS FIRMADOS (fecha)

Concesión Definitiva 01/12/2006	200 Venta de Energía 26/03/2001-12/12/2001	Ejecución de obra Año 2008	Contratos financieros
------------------------------------	--	-------------------------------	-----------------------

OBSERVACIONES

Se prevee el inicio de la operación comercial para segundo trimestre de 2009
--

Nota En una ficha similar indicar los avances a la fecha en cada rubro.

FICHA DE PROYECTOS No 1-C
REQUISITOS PARA LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Fecha 24/11/2008

Con capacidad instalada hasta 20 MW

Requisito	Año 2008 ó antes	Programación				
		Año 2009	Año 2010	Año 2011	Año 2020
Concesión Definitiva / Autorización de Generación	X					
Concesión Definitiva de Transmisión	X					
Financiamiento comprometido	X					
Posesión legítima del terreno	X					
Contrato de adquisición del equipamiento de generación	X					
Contrato de adquisición del equipamiento de transmisión	X					
Contrato de construcción de obras civiles y montaje	X					
Acuerdo de conexión eléctrica	X					
Nivel de construcción desde 50%	X					
Nivel de construcción 100%	X					
Etapas de pruebas		X				

Con capacidad mayor de 20 MW

Requisito	Año 2008 ó antes	Programación				
		Año 2009	Año 2010	Año 2011	Año 2020
Concesión Definitiva						
Concesión Definitiva de Transmisión						
Financiamiento comprometido						
Posesión legítima del terreno						
Contrato de adquisición del equipamiento de generación						
Contrato de adquisición del equipamiento de transmisión						
Contrato de construcción de obras civiles y montaje						
Acuerdo de conexión eléctrica						
Nivel de construcción desde 25%						
Nivel de construcción desde 50%						
Nivel de construcción 100%						
Etapas de pruebas						

Nota: Con referencia a los requisitos indicados, marcar la respectiva (x) debajo del año de ejecución en que se ha cumplido o se prevé cumplir el requisito correspondiente.



San Isidro, 11 de Noviembre del 2008

G. COMERCIAL N° 03		
DISTRIBUCION	ACC.	IMP.
11 NOV. 2008		
FGC		
EME	IF	
CO		

N° GG - 085 - 2008

Señor
Rafael Flores
General Comercial
EnerSur S.A.
Ciudad.-

Asunto: Información para el Estudio Tarifario de Mayo 2009

Referencia: Su carta N° ENR/648-2008 de fecha 10 de Octubre del 2008.

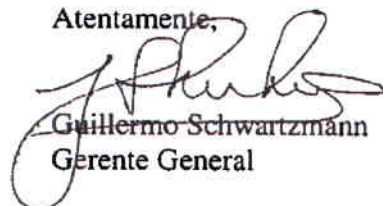
De nuestra consideración:

Tenemos el agrado de dirigirnos a Usted, a fin de remitir con la presente la información actualizada sobre la Central Hidroeléctrica Quitaracsa, que será incluida en el Estudio Tarifario correspondiente a mayo del 2009.

De acuerdo a lo solicitado en vuestra carta de la referencia, remitimos las fichas 1-A, 1-B y 1-C.

Sin otro particular, quedamos a su disposición para cualquier aclaración al respecto.

Atentamente,


Guillermo Schwartzmann
Gerente General



**FICHA DE PROYECTOS No 1-A
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS
FICHA TÉCNICA**

Fecha

11/11/2008

DATOS GENERALES

Nombre de la central	Central Hidroeléctrica Quitaracsa I
Región	Ancash
Cuenca	Río Santa
Río	Quitaracsa
Propietario	Quitaracsa S.A. Empresa de Generación Eléctrica
Socio Operador	
Socio Inversionista	Compañía Minera Atacocha S.A.A.
Fecha de Concesión Def.	16 de Junio del 2002

INFORMACIÓN BÁSICA

Nombre de Estac. Hidromet.	Serie hidrológica Histórica		Serie hidrológica Naturalizada		Demandas de Agua ⁽²⁾	
	Periodo (1965 - 2007) años		Periodo (1965 - 2007) años ⁽¹⁾			
	SI	NO	SI	NO	SI	NO
Estaciones hidromét. #	(1) Adjuntar la Serie Hidrológica naturalizada mensual disponible (de preferencia que empiece el año 1965) (2) Adjuntar Demanda de Riego Histórico mensual y Diagrama Topológico.					

Estudio Geológico		Estudio Topográfico	
SI	NO	SI	NO
Perforac. diamantinas (mt)		Levantam. Topográf. (ha)	
100		35	
Calicatas #			
200			

DATOS DEL PROYECTO

Caída bruta (mt)	Caída neta (mt)	Caudal de diseño (m3/s)	Potencia instalada (MW)
867.5	864	15	114.6

Conducción Longitud (mt)	Túnel ó Area (m2)	Canal Tipo (P ó PL) Presión (X) Peño Libre ()	Conducto forzado			Casa de Máquinas	
			Longitud (mt)	Diámetro (mt)	Tipo (S ó E) Subterráneo () Externo ()	Tipo (S ó E) Subterráneo (S) Externo ()	Altitud (manm)
5,365.6	10.18						1,470.50

Regulación estacional			Regulación horaria			Energía (GWh-año)	
Vol. Bruto (m3)	Vol. Útil (m3)	H presa (mt)	Vol. Útil (m3)	H presa (mt)	Ubicación	punta	fuera de punta
			300,000	39.5	En toma	130	432

EQUIPAMIENTO

Generadores				
Pot. Nom. (MW)	Pot. Efect. (MW)	Tipo	Ten. Gen. (kV)	Número
114.6	89	Pelton	13.8	2

Línea de Transmisión			
Tensión (kV)	Longitud (km)	# de temas	Sub Estación de conexión al Sistema
220	5.5	1	SE Huallanca Nueva (ATN)

CRONOGRAMA DE IMPLEMENTACIÓN (Plazos de conclusión)

Proyectos en Estudio							
Est. Factib.	Invest. Campo	Financiam.	Aprob. perm	Diseños	Contratos	Construcc.	Pruebas
Finalizado	Finalizado	Finalizado	Finalizado	Finalizado	Buena Pro	Por iniciar	----

Proyectos en Construcción			
Financiamiento del Proyecto	Cronograma Actualizado	Aspectos críticos	Situación actual

COMENTARIOS

(Indicar eventos que puedan afectar el cronograma de implementación, y cuanto pueden afectar)

**FICHA DE PROYECTOS No 1-B
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS
FICHA ECONÓMICO FINANCIERA
(US\$)**

Fecha 11/11/2008

INVERSIONES PREVIAS (1)

Estudio de factibilidad	Investigaciones de campo	Gestiones financieras	Diseños y permisos
2,000,000	500,000	1,000,000	_____

INVERSIONES EN OBRAS (2)

Obras Cíviles	Equipamiento	Línea de transmisión	Obras de regulación

GASTOS PROPIOS (3)

Administración	Aduanas	Supervisión	Gastos de gestión
300,000			200,000

OTROS GASTOS (4)

Imprevistos	IGV	Uso de agua	Otros

INVERSION TOTAL (1+2+3+4)

INVERSION TOTAL SIN IGV	INVERSION TOTAL CON IGV
4,000,000	4,703,000

FINANCIAMIENTO

Tipo	Financiamiento de	Estado del financiamiento	Porcentaje financiado
Préstamo Largo Plazo	BBVA Banco Continental	Revisión de contratos	65%

CONTRATOS FIRMADOS (fecha)

Concesión Definitiva	Venta de Energía	Ejecución de obra	Contratos financieros
13 de Junio del 2002	_____	Buena Pro otorgada	Mandato en ejecución

OBSERVACIONES

- | |
|--|
| <ol style="list-style-type: none"> 1. Licitación Obras Cíviles concluida. Buena Pro al Consorcio "Constructora JME". En revisión del contrato. 2. Licitación Equipamiento concluida. Buena Pro a Vetech Escher Wyss. En revisión del contrato. 3. Supervisión elegida. Consorcio "Integral de Colombia" y "SyZ de Perú". Contrato para firma. 4. Financiamiento con BBVA Banco Continental. En revisión contratos de financiamiento y garantías. |
|--|

FICHA DE PROYECTOS No 1-C
REQUISITOS PARA LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

00134

Con capacidad instalada hasta 20 MW

Requisito	Año 2008 ó antes	Programación		
		Año 2009	Año 2010	Año 2011
Concesión Definitiva / Autorización de Generación				
Concesión Definitiva de Transmisión				
Financiamiento comprometido				
Posesión legítima del terreno				
Contrato de adquisición del equipamiento de generación				
Contrato de adquisición del equipamiento de transmisión				
Contrato de construcción de obras civiles y montaje				
Acuerdo de conexión eléctrica				
Nivel de construcción desde 50%				
Nivel de construcción 100%				
Etapa de pruebas				

Con capacidad mayor de 20 MW

Requisito	Año 2008 ó antes	Programación		
		Año 2009	Año 2010	Año 2011
Concesión Definitiva	X			
Concesión Definitiva de Transmisión				
Financiamiento comprometido	X			
Posesión legítima del terreno		X		
Contrato de adquisición del equipamiento de generación	X			
Contrato de adquisición del equipamiento de transmisión				
Contrato de construcción de obras civiles y montaje	X			
Acuerdo de conexión eléctrica		X		
Nivel de construcción desde 25%		X		
Nivel de construcción desde 50%			X	
Nivel de construcción 100%				X
Etapa de pruebas				X

Nota: Con referencia a los requisitos indicados, marcar la respectiva (x) debajo del año de ejecución en que se ha cumplido o se prevé cumplir el requisito correspondiente

From: Lucho Enrico [mailto:lucho_enrico@bpzenergy.com]

Sent: Lunes, 02 de Febrero de 2009 04:17 p.m.

To: Irwin Frisancho

Cc: Rafael Flores; Xavier Suniga; Rafael Zoeger

Subject: Subcomite de Generadores COES-SINAC; Ref: Carta SCG-001/09 dd. 12-Enero-2009; Solicitud Ficha Técnica y Cronograma

00135

Estimado Ing. Frisancho:

En respuesta a la carta de la referencia, enviada por el Ing. Rafael Flores Chacón a nuestro Gerente General, Ing. Rafael Zoeger, solicitando le alcancemos Ficha Técnica y Cronograma del Proyecto C.T. Nueva Esperanza, nos complace adjuntar la información solicitada con la finalidad de que puedan absolver las observaciones del Osinergmin al estudio técnico-económico presentado por el Subcomité de Generadores para la Fijación de Tarifas en Barra para el periodo 2009-2010.

Sin otro particular, quedamos de Ud.

Atte.,

Luis A. Enrico

Sub-Gerente Proyecto Corvina GtP

BPZ Energy, Inc.

**FICHA DE PROYECTOS No 2-A
CENTRALES TERMOELÉCTRICAS
FICHA TÉCNICA**

Fecha 2-Feb-2009**DATOS GENERALES**

Nombre	Central Termica Nueva Esperanza
Departamento	Tumbes
Propietario	Empresa Electrica Nueva Esperanza S.R.L.
Socio Operador	A determinar
Socio Inversionista	IFC (por negociar)
Fecha de Concesión Def.	N/A

POTENCIAS**COMBUSTIBLE**

Potencia Instalada (MW)	143.8 (Bruta)	Tipo	Gas Natural
Potencia Efectiva (MW) ⁽¹⁾	135.0 (Neta)	P.Calorífico (kcal/kg, BTU/MPC)	954.7 BTU/ft3
Mínimo Técnico (MW)	-		

⁽¹⁾ Potencia Efectiva en bornes de generación.**COSTOS VARIABLES**

Costo de Combustible (US\$/gal, US/Ton, US\$/MMBTU)	2.0 US\$/MMBTU
Costo de tratamiento (US\$/gal)	N/A
Costo de transporte (US\$/gal, US/Ton, US\$/MMBTU)	N/A
Costo Variable No Combustible (US\$/MWh)	5.8 US\$/MWh
Cons. Espec. a condiciones de Pot Efec ⁽²⁾ (kg/kWh, BTU/kWh)	8,355 BTU/KWh

⁽²⁾ Consumo Especifico referido al Poder Calorífico Inferior.**EQUIPAMIENTO**

<i>Unidades</i>		<i>Línea de Transmisión</i>	
Pot.Efec(MW)	45	Tensión (kV)	220
Número	3	Longitud (km)	0.1 ó 136 (ver Sub Estación más abajo)
Tipo	LM6000 SPRINT DLE	N° de ternas	1
T. Gen (kV)	13.8	Sub Estación	Zorritos o Nva Esperanza (en discusión con MINEM)

CALENDARIO DE IMPLEMENTACIÓN (Plazos de conclusión)

<i>Proyectos en Estudio</i>			
Est. Factib.	(Concluido)	Diseños	Octubre 2009
Invest. Campo	Junio 2009	Contratos	Junio 2010
Financiam.	Junio 2009	Construcc.	Marzo 2011
Aprob, perm	Enero 2010	Pruebas	Abril 2011

<i>Proyectos en Construcción</i>	
Financiamiento del Proyecto	Agosto 2009
Cronograma Actualizado	Octubre 2009
Aspectos críticos	Interconexión a SS.EE., Expansión LTs (a ser licitadas por MINEM/Proinversión)
Situación actual	Obtención permisos, Negociación contratos, Desarrollo diseño básico

COMENTARIOS

Ocurrencia Fenómeno de El Niño (3-4 meses); Agudizamiento Crisis Finan./Banc. Global y/o Reducción Precio Petróleo < 30 US\$/bbl (1 año a más); Demora en Expandir Líneas Transmisión+Subestación (6-8 meses); Demora en entrega de unidades (3-6 meses)

(Indicar eventos que puedan afectar el cronograma de implementación, y cuánto pueden afectar)

From: Daniel Morvely [Daniel.Morvely@enersur.com.pe]
Sent: Miércoles, 21 de Enero de 2009 05:11 p.m.
To: Rolfi Alarcon
Cc: Irwin Frisancho; Renzo Durand
Subject: RE: CH Santa Cruz
Rolfi

Hable con el COES con referencia a la C.H. Santa Cruz y ellos están manejando las siguientes fechas.

- G1 Feb-2009
- G2 Jul-2009

Saludos

Daniel Morvely

From: Daniel Morvely
Sent: Miércoles, 21 de Enero de 2009 02:32 p.m.
To: Rolfi Alarcon
Cc: Renzo Durand; Irwin Frisancho
Subject: CH Santa Cruz

Rolfi

Te adjunto información sobre la CH Santa Cruz

Saludos

Daniel Morvely

From: Cerida, Americo C [mailto:acerida@duke-energy.com]
Sent: Lunes, 19 de Enero de 2009 02:45 p.m.
To: Garrido Zagaceta, German Rafael, EDEGEL; Aliaga Tabraj, Edson Joel, EDEGEL; Cumpa Exebio, Jorge Daniel, EEPSA; Aldo Muñoz; Carlos Lozada; Pineda, Marcos
Cc: Adolfo Garcia; fveliz@coes.org.pe; Percy Pajan; Gregorio Luyo; rocana@electroperu.com.pe; Juan Polo; Alvan, Juan H; Guillermo Alva Delgado
Subject: Nueva Inyección por zona de Huallanca

Estimados amigos:

Les alcanzo, como indiqué en la última reunión de Transferencias, el acta de Conformidad sobre el Modelamiento para Transferencias en CH Huallanca y Diagrama Unifilar de nueva Central Hidroeléctrica Santa Cruz 1 (coordinaciones a cargo de Guillermo Alva de Eléctrica Santa Rosa)

Entendemos que es intención de CH Santa Cruz entrar en Operación Comercial en los próximos días, con aprobación de COES, y vendería toda su producción al Spot considerando que es una central en el régimen de Energía Renovable (en este caso central hidráulica de 6 a 7 MW).

Saludos,

<<CH Santa Cruz 1.pdf>>

A. Cerida

Duke Energy Egenor

(.: (511) 615-4609

E-mail: acerida@duke-energy.com

ACTA DE CONFORMIDAD**Fecha:** 08 de enero de 2009**Lugar:** San Isidro (Lima)**Hora:** 9:30 hs.**INTEGRANTES DE LA REUNION:**

DUKE ENERGY EGENOR	:	Américo Cérda
	:	Juan Alván
ELECTRO PERU	:	Rafael Ocaña
CAHUA S.A.	:	Juan G. Polo
HIDROELECTRICA SANTA CRUZ	:	Guillermo Cox
	:	Guillermo Alva

AGENDA TRATADA

Modelo de Transferencias de la Barra Huallanca 138 KV, a partir del ingreso de la Operación Comercial de la Central Hidroeléctrica Santa Cruz 1.

DESARROLLO







1. El representante de HIDROELECTRICA SANTA CRUZ informó que el ingreso en operación comercial de la referida central está programado para el 18 de enero del 2009, y colocara toda su energía al mercado de corto plazo, bajo la legislación de Energías Renovables vigente.
2. HIDROELECTRICA SANTA CRUZ enviará las lecturas de sus 3 medidores ION (N511, N512 y N513) el primer día útil de cada mes al coordinador de la Barra Huallanca 138 KV, que es la empresa ELECTRO PERU, con copia a CAHUA y DUKE ENERGY EGENOR.
3. HIDROELECTRICA SANTA CRUZ verificara la configuración de sus medidores según el formato estándar de 8 canales. De no ser el caso deberá reconfigurar sus medidores.
4. HIDROELECTRICA SANTA CRUZ, se compromete a efectuar la calibración en sitio con carga real de los medidores indicados. Así mismo, dotara de la comunicación para el acceso remoto a los medidores.
5. La energía medida en el punto de medición N511 será reflejada a la Barra de transferencia Huallanca 138kV con los respectivos factores de perdidas medias del OSINERGMIN, la cual será la inyección de la central hidroeléctrica Santa Cruz I.
6. Se analizo el modelo de las inyecciones y retiros en la indicada barra con la incorporación de la central hidroeléctrica Santa Cruz I.

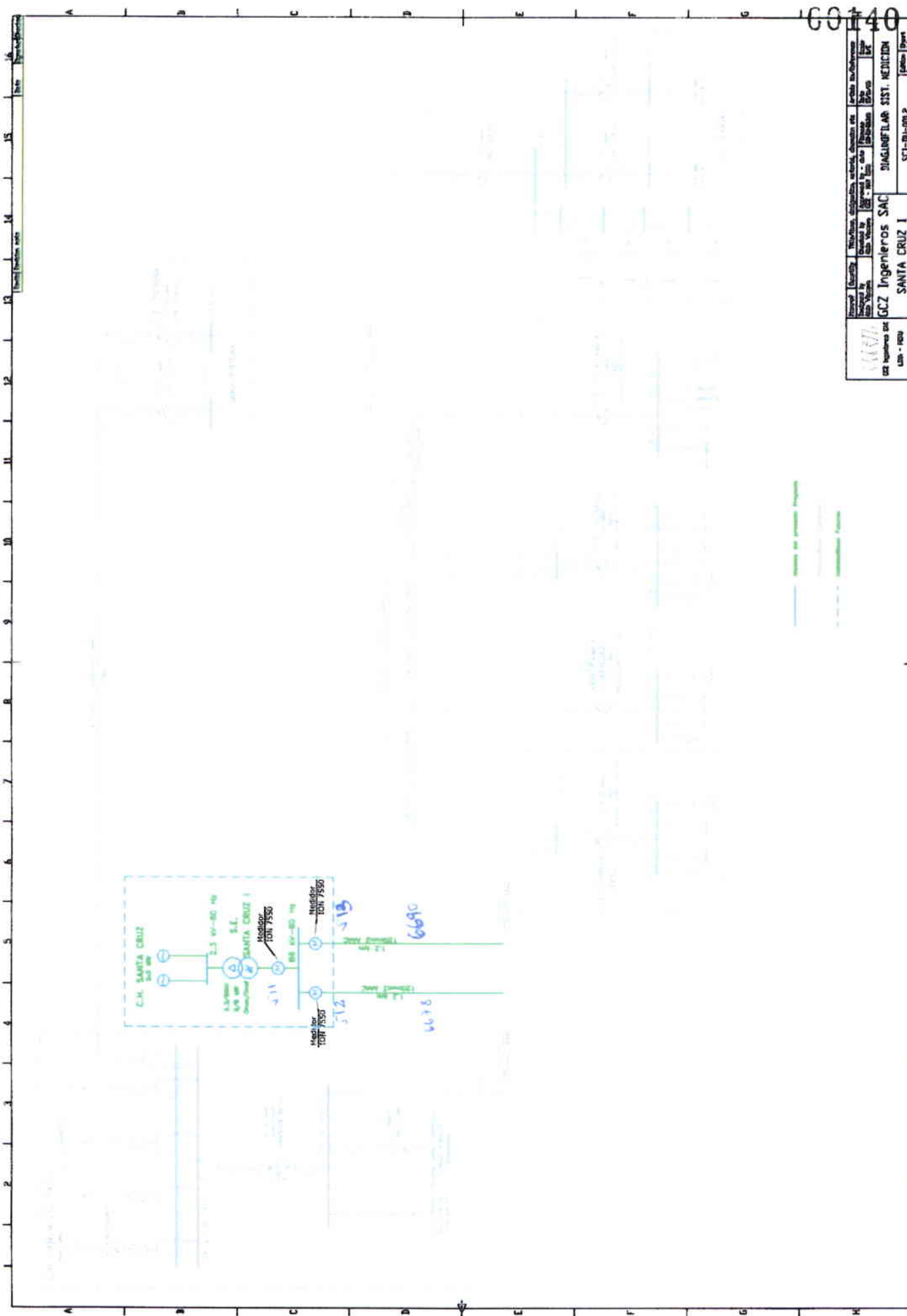
ACUERDOS


Bajo el compromiso de cumplir los puntos arriba indicados, los generadoras de la Barra Huallanca 138 KV están de acuerdo con el modelo de transferencia en la barra Huallanca 138kV incorporando la inyección de la Central Hidroeléctrica Santa Cruz I.

No habiendo más que agregar, se dio por concluida la reunión siendo las 11:30 hs.

Firman en señal de conformidad:

		
Guillermo Cox	Rafael Ocaña	Américo Cerda
		
Guillermo Alva	Juan Polo	Juan Alván



 GCZ Ingenieros SAC UCR - PERU	No. de Proyecto 001-2018-0002	No. de Expediente 001-2018-0002	No. de Expediente 001-2018-0002	No. de Expediente 001-2018-0002	No. de Expediente 001-2018-0002	No. de Expediente 001-2018-0002
	DIAGNOSTICO SIST. MEDICION SANTA CRUZ I SCI-101-0002					

60 40

00141

From: Irwin Frisancho [Irwin.Frisancho@enersur.com.pe]
Sent: Jueves, 15 de Enero de 2009 03:38 p.m.
To: Rolfi Alarcon
Cc: Renzo Durand; Daniel Morvely
Subject: FW: Informacion DUKE ENERGY EGENOR - Observaciones del OSIENRGMIN

Importance: High

Rolfi:

Adjunto información de DUKE Egenor.

Saludos,

Irwin

From: Sanchez, Vladimir [mailto:vsanchez@duke-energy.com]
Sent: Jueves, 15 de Enero de 2009 02:45 p.m.
To: Irwin Frisancho
Cc: Rafael Flores; Fossati, Carlos L
Subject: Informacion DUKE ENERGY EGENOR - Observaciones del OSIENRGMIN
Importance: High

Estimado Irwin:

Mediante la presente te remito la información solicitada por el OSINERGMIN en sus observaciones, tal como nos fue solicitada por el Subcomité de Generadores en la última reunión.

- | | |
|-----------------------------------|---------------------------------|
| a) Consumo específico: | 10 136 BTU/KWh |
| b) Costo Variable No Combustible: | 4 US\$/MWh (valor aproximado) |
| c) Precio de Gas: | 3 US\$/MMBTU (valor aproximado) |
| d) Poder Calorífico Superior: | 10 136 BTU |
| e) Poder Calorífico Inferior: | 9 132 BTU |

Sin otro particular, me despido.

Atte,

Vladimir Sánchez Valdivieso

Analista Comercial en Estudios Comerciales y Proyectos
DUKE ENERGY EGENOR S. en C. por A.

Tel: +511 615 4653

Cel: +511 9891 29261

Cusco, 19 de Enero de 2009

C-006-2009/egemsa

**Sr. Ing.
Rafael Flores Chacón
Representante Subcomité de Generadores
COES SINAC
Lima.-**

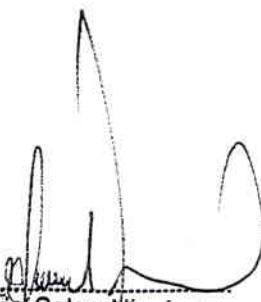

**Asunto : Observación 8.2.1 de OSINERGMIN al Estudio Técnico –
Económico presentado por el Subcomité de Generadores
para la Regulación Tarifaria de Mayo de 2009**

De mi consideración:

Es grato dirigirme a usted para saludarlo y a través de la presente manifestarle que en relación al proyecto de la Segunda Fase de la Rehabilitación de la Central Hidroeléctrica de Machupicchu, a la fecha todavía no se ha concluido con el proceso de licitación ya que aun no se ha otorgado la buena pro a la empresa que se encargará de la obra; en tal sentido, en el mejor de los casos, si se otorga la buena pro en los próximos días se estaría suscribiendo el contrato en el mes de febrero. Teniendo en cuenta los plazos establecidos (27 meses de construcción y 3 meses de operación experimental), se estaría concluyendo la obra en el mes de abril de 2011 y se iniciaría el periodo de operación experimental en mayo de 2011, por lo que la obra debería entrar en operación comercial a fines de julio de 2011.

Esperando la atención de la presente y sin otro particular, quedo de Ud.

Atentamente,


Elvis Salas N.
Gerente Comercial(e)


Cc. Archivo

00143

From: Ronald Gonzales [mailto:rgonzales@electroperu.com.pe]
Sent: Lunes, 02 de Febrero de 2009 11:53 p.m.
To: Irwin Frisancho
Cc: Rafael Flores
Subject: Sobre los consumos propios del Complejo Mantaro

Estimado Irwin:

Tratando de ver la compatibilidad de algunos datos, observo que en los consumos propios (archivo sinac.chh) se debe actualizar - al menos - lo correspondiente al Complejo Mantaro (Sam y Ron).

Aquí te paso un archivo que resume lo de los últimos años; para ser compatible con lo de PA (demanda base), se puede trasladar lo de los años 2006-2007; o bien (como la demanda base que usará la Gart) sobre la base de 2006-2008. En todo caso, los valores de 9,3469 (SAM) y 1,4980 (RON) están desactualizados.

También noté que en las secuencias 1, 5 y 16 los cmg superan los 100 US\$/MWh (Santa Rosa 220 kV).

Un saludo.

Ronald

00144

CONSUMOS PROPIOS COMPLEJO MANTARO (GWh):

ENERGÍA GENERADA (GWh - bornes)

	SAM	RON	Total	SAM	RON	Total	SAM	RON	Total
2001	36.268	10.405	46.673	5 204.571	1 700.322	6 904.893	0.70%	0.61%	0.68%
2002	44.251	14.690	58.941	5 176.019	1 666.627	6 842.646	0.85%	0.88%	0.86%
2003	47.407	15.738	63.145	5 349.461	1 740.436	7 089.897	0.89%	0.90%	0.89%
2004	46.002	15.232	61.233	4 965.837	1 605.782	6 571.618	0.93%	0.95%	0.93%
2005	49.357	16.336	65.692	5 116.272	1 644.635	6 760.907	0.96%	0.99%	0.97%
2006	52.904	15.774	68.679	5 534.291	1 756.410	7 290.700	0.96%	0.90%	0.94%
2007	48.428	15.143	63.571	5 420.986	1 694.356	7 115.342	0.89%	0.89%	0.89%
2008	41.702	13.276	54.978	5 047.953	1 603.276	6 651.229	0.83%	0.83%	0.83%
Prom 2006-2007	50.666	15.458	66.125				0.92%	0.90%	0.92%
Prom 2006-2008	47.678	14.731	62.409				0.89%	0.87%	0.89%

00145



COES
RECIBIDO
23 ENE 2009
REGISTRO N° 255
DIRECCION EJECUTIVA

Lima, 23 de enero de 2009
FX.006.09

Señores
**Comité de Operación Económica del
Sistema Interconectado Nacional – COES**
At.: Ing. Jaime Guerra Montes de Oca
Presente.-

Referencia: Carta SCG-008/09.

Estimado Ing. Guerra:

Según su requerimiento cursado a través de la carta de la referencia, sírvase encontrar **ajunto la Ficha Técnica (Memoria Descriptiva) y el Cronograma del proyecto termoeléctrico Fénix.**

Atentamente,

Ernesto Blanco
Gerente General

00146

MEMORIA DESCRIPTIVA

FENIX POWER PERÚ S.A.

I. UBICACION

Departamento: Lima

Provincia: Cañete

Distrito: Chilca

Paraje: No aplicable.

II. AREA DE INFLUENCIA

Ver Plano de Área de Influencia No. LB-04-01-A3.

III. CARACTERISTICAS TECNICAS, DESCRIPCION Y DATOS GENERALES

Fenix Power Peru S.A. ("FENIX") tiene como proyecto construir, ser titular, operar y mantener una planta generadora de electricidad a gas natural con una capacidad instalada de 520MW ("La Planta") la cual se encuentra amparada por la autorización del Ministerio de Energía y Minas que aprobó la construcción de dicho proyecto mediante Resolución Ministerial 476-2008 MEM.

La Planta se ubicará cerca de Chilca, Lima, Perú, en un terreno adyacente al Océano Pacífico de 22,5339 hectáreas de extensión, cuya adquisición ha sido formalizada en el Registro de Propiedad Inmueble de Cañete.

La Planta utilizará dos generadores de turbina de combustión de gas marca General Electric modelo 7FA y un generador de turbina a vapor marca General Electric modelo D11. El enfriamiento de La Planta se logrará a través del uso directo de agua de mar proveniente de y retornada al Océano Pacífico adyacente a la ubicación de La Planta. Las necesidades de agua


FREDY MAURICIO NAPA ORE
INGENIERO CIVIL
REG. CIP. N° 53365




VICTOR MANUEL GABINO ELERA
INGENIERO MECANICO-ELECTRISTA
Reg. Colegial (Ingenieros del Perú) N° 13743

de La Planta serán autogeneradas a través de un sistema de desalinización.

Con la construcción de La Planta se concretan y hacen palpables los beneficios del Proyecto Camisea al haber logrado captar inversión privada para una importante planta de generación, que combinando el uso de un combustible limpio y económico, tendrán por efecto ampliar la oferta eléctrica. Como resultado de lo anterior, en el corto y mediano plazo, la operación de La Planta disminuiría la dependencia del sistema eléctrico en plantas hidroeléctricas o de generación a ciclo abierto, las cuales poseen un rendimiento térmico inferior al producido por La Planta y como consecuencia, se espera lograr una reducción tarifaria en beneficio de los consumidores finales, en su gran mayoría residenciales.

La ingeniería inicial de la Planta se encuentra a Cargo de SCN Lavalin y la inspección y mejoramiento del equipo existente a cargo de General Electric. FENIX se encuentra en negociación con varios contratistas interesados la construcción e ingeniería de La Planta para la firma de un contrato de ingeniería, proqua, y construcción "EPC", mientras que la operación y mantenimiento de La Planta estaría a cargo de FENIX, utilizando a AEI o North American Energy Services (NAES) como subcontratista principal. Se estima que las obras tendrán una duración de 24-37 meses y durante la etapa de construcción el promedio de personas que trabajaran en el proyecto será de 250 llegando en su momento de mayor intensidad a 500 trabajadores. Durante la fase de operación La Planta no es intensiva en personal directo pero genera desarrollo y empleo indirecto que beneficia en forma importante a la población de la zona. En este contexto FENIX contempla establecer actividades socioeconómicas que permitan en el futuro mejorar en alguna medida el nivel de vida de la población de Chilca.

El gas natural requerido para alimentar a La Planta provendrá del Proyecto Camisea y será transportado por Transportadora de Gas del Perú S.A. ("TGP") cuya conexión estará a cargo de Gas Natural de Lima y Callao S.A., en caso se demuestre su viabilidad técnica y económica.

La potencia y energía de La Planta será vendida a Luz Del Sur S.A.A y al mercado "spot".

Durante la fase de ciclo abierto, La Planta se conectará a la línea de 220 kV a ser construida por Red de Energía del Perú S.A.A. ("REP") en Chilca,



VICTOR MANUEL GABIRÓN
INGENIERO MECÁNICO-ELECTRICISTA
Reg. Colegio de Ingenieros del Perú N° 33363

JANEY MARUJICIO NAPA ORE
INGENIERO CIVIL
REG. CIP. N° 53365

cuyo inicio de operación se estima para el primer trimestre del 2010. Para la fase de ciclo combinado, la turbina de vapor que completa el ciclo combinado de la Planta, se conectará directamente a la nueva subestación de 500 kV a ser construida por REP en Chilca, cuyo inicio de operación se estima para el primer trimestre del 2011, o mediante un enlace 220 kV / 500 kV en esta nueva subestación. Estas opciones de diseño se encuentran ambas bajo consideración.

La Planta e interconexiones de FENIX cumplirán con las Directivas del Banco Mundial con respecto al control de las emisiones y efluentes de plantas de generación termoeléctrica, empleando equipos y técnicas de control modernos.

Está programado que La Planta inicie sus Operaciones Comerciales en el 2010 en ciclo abierto, y en de ciclo combinado en el 2011. Para ambos ciclos, y de acuerdo con las especificaciones técnicas referidas posteriormente, se requiere 80 millones de pies cubicos de gas al día.

CTG 1-Condiciones ISO (15 C, 60 %RH)

TURBINA		GENERADOR	
Tipo	Turbina a Gas	Tipo	Turbo Generator (Brushless)
Marca	General Electric 7FA	Marca	General Electric
Unidades	1	Unidades	1
Potencia Mecánica	236,407 HP	Potencia del Generador	234 MVA
Velocidad (RPM)	3,600	Factor de Potencia	0.85
Tipo de Combustible	Gas Natural de Camisea	Potencia Instalada	198.9MW
-	-	Velocidad (RPM)	3.600
-	-	Tensión de Generación	18kV

~~FREDY MAURICIO NAPA ORE~~
INGENIERO CIVIL
REG. CIP. N° 53365



Victor Manuel Gasino Elera
VICTOR MANUEL GASINO ELERA
INGENIERO MECANICO-ELECTRICISTA
Reg. Colegio de Ingenieros del Perú N° 33363

CTG2 Condiciones ISO (15 C, 60 %RH)

TURBINA		GENERADOR	
Tipo	Turbina a Gas	Tipo	Turbo Generator (Brushless)
Marca	General Electric 7FA	Marca	General Electric
Unidades	1	Unidades	1
Potencia Mecánica Efectiva (Estimada)	236,407 HP	Potencia del Generador	234 MVA
Velocidad (RPM)	3,600	Factor de Potencia	0.85
Tipo de Combustible	Gas Natural de Camisea	Potencia Instalada	198.9 MW
-	-	Velocidad (RPM)	3,600
-	-	Tensión de Generación	18kV

ST 1- Condiciones ISO (15 C, 60 %RH)

TURBINA		GENERADOR	
Tipo	Turbina a Vapor	Tipo	Turbo Generator (Brushless)
Marca	General Electric D11	Marca	General Electric
Unidades	1	Unidades	1
Potencia Mecánica Efectiva (Estimada)	268,204 HP	Potencia del Generador	234 MVA
Velocidad (RPM)	3,600	Factor de Potencia	0.85
Tipo de Combustible	-	Potencia Instalada	198.9 MW
-	-	Velocidad (RPM)	3,600
-	-	Tensión de Generación	18 KV

Potencia Total de Planta Instalada

Unidades de Turbina de Gas en Operación	2
Unidades de Turbina de Vapor en Operación	1
Potencia Instalada, Total	520 MW
Tipo de Combustible	Gas Natural de Camisea

FREY MARRIGLIA NAPA ORE
INGENIERO CIVIL
REG. CIP. N° 53365



VICTOR MANUEL GABINO ELERA
INGENIERO ELECTRICISTA
Reg. Colegio de Ingenieros del Peru N° 33363

PLANOS DE LAS INSTALACIONES

Adjuntamos los siguientes Planos de las Instalaciones:

1. Plano No. LB-04-01-A3 correspondiente al área de influencia de La Planta.
2. Plano No. 0575 SK007 correspondiente al plano de ubicación de La Planta en coordenadas UTM.
3. Plano No. 0575 E 1001 correspondiente al diagrama unifilar de La Planta

IV. ESCAPE DE GASES

La concentración de NOx, CO, SO2 y partículas de los gases de escape de La Planta cumplen con las normas vigentes del Banco Mundial y de la República del Perú. Por lo tanto, no se necesita tratamiento alguno de reducción de concentraciones o de contaminación antes de ser emitidos al medio ambiente.

Flujo de Aire de Turbina	(Flow 133)	3 437 226 lb/hr (por turbina)
Flujo de Gas Natural	(Flow 139)	147 546 lb/hr (ambas turbinas)
CGT's Total Gas de Exhausto	(Flow 135 + 235)	7022 000 lb/hr
HRSB (1A+ 1B) Total Gas de Exhausto	(Flow 179 + 279)	7022 000 lb/hr (ambas calderas)

Fénix Power Peru S.A.

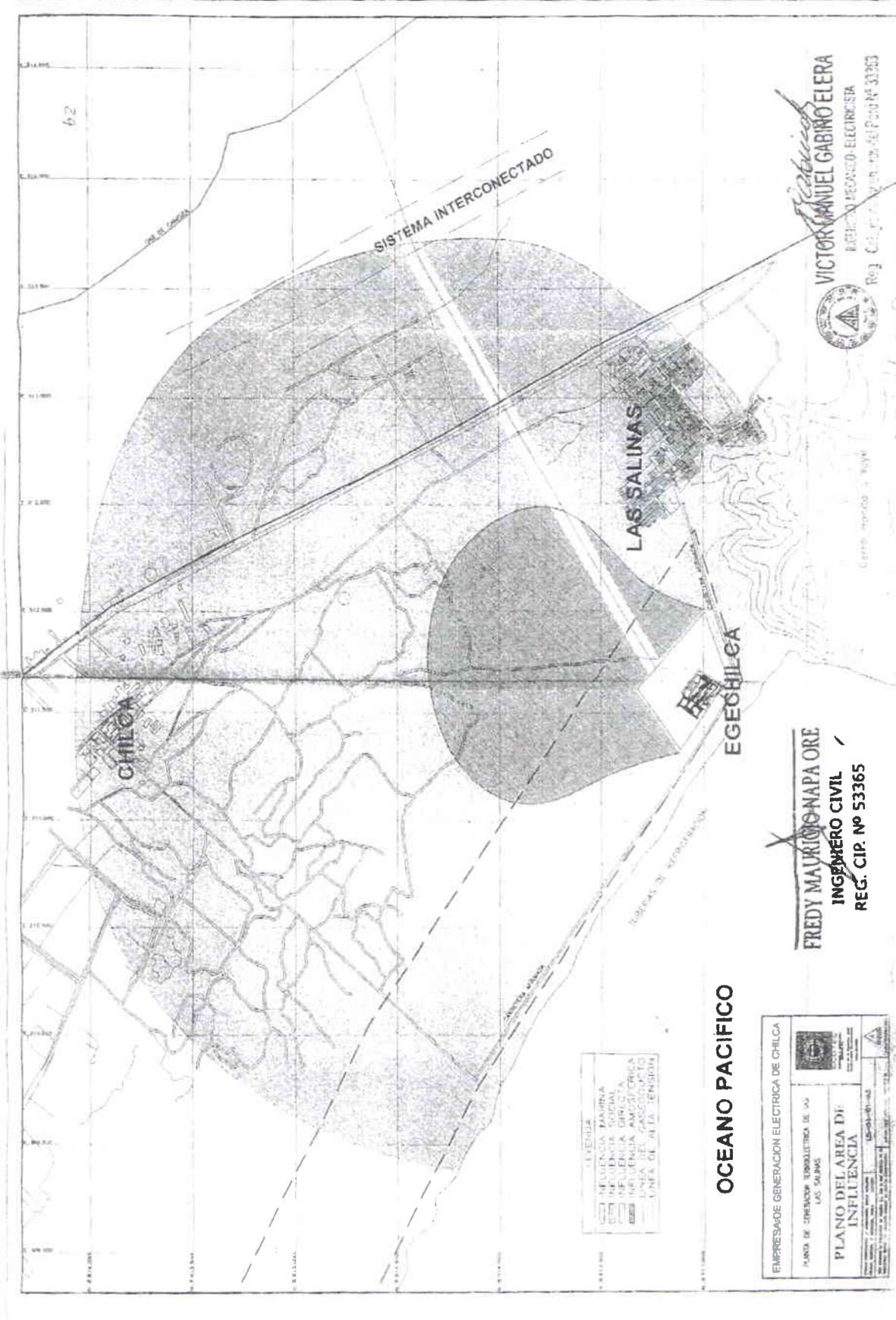
Ernesto Blanco

Representante Legal

FREDDY MAURICIO NAPA ORE
INGENIERO CIVIL
REG. CIP. Nº 53365



VICTOR MANUEL GABINO ELERA
INGENIERO MECÁNICO-ELECTRÓNICO
Reg. Colegio de Ingenieros del Perú Nº 33363



OCEANO PACIFICO

EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA DE CHILCA

FUNDO DE GENERACION TERMOELECTRICA DE LAS SALINAS

PLANO DEL AREA DE INFLUENCIA

Escala: 1:5000

Fecha: 10/05/2007

Proyecto: 00151

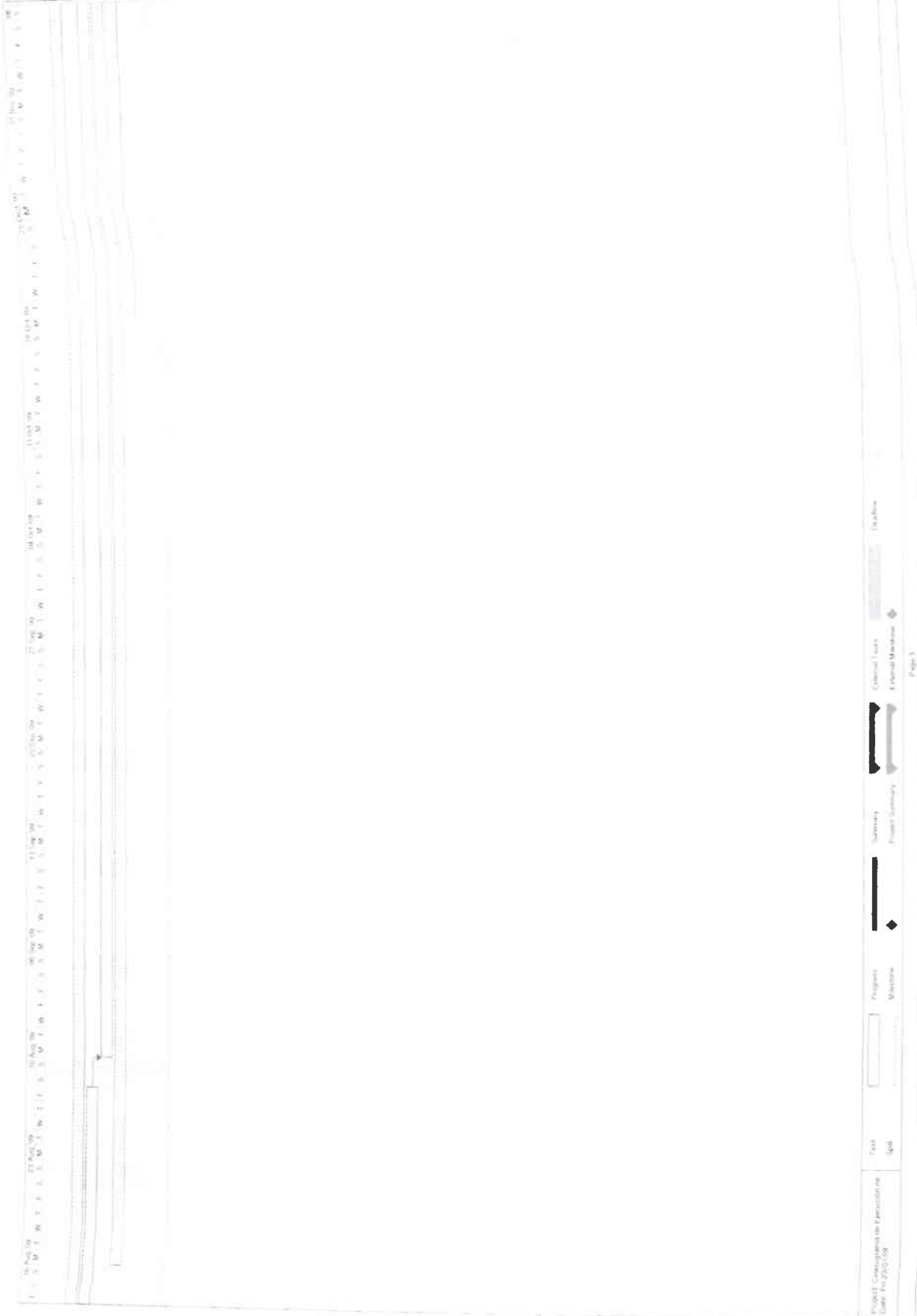
FREDDY MAURICIO NAPA ORE
INGENIERO CIVIL
 REG. CIP. Nº 53365



VICTOR MANUEL GABINO ELERA
 INGENIERO MECANICO - ELECTRICISTA
 Reg. CIP. Nº 33363

Cerro Moreno - Nuy

Task	Start	End	Progress	Milestone	Summary	External Links	External Milestones	Checklist
Project Configuration de Ejecución de								
Date: Fri 2010-05-07								



2015	12	11	10	09	08	07	06	05	04	03	02	01	2014	12	11	10	09	08	07	06	05	04	03	02	01
				</																					

**FICHA DE PROYECTOS No 1-A
CENTRALES TERMOELÉCTRICA KALLPA II
FICHA TÉCNICA**

00157

Fecha 20/01/2009

DATOS GENERALES

Nombre	Kallpa II
Departamento	Lima
Propietario	Kallpa Generación S.A.
Socio Operador	
Socio Inversionista	
Fecha de Concesión Def.	

POTENCIAS

COMBUSTIBLE

Potencia Instalada (MW)	192.4	Tipo	Gas natural
Potencia Efectiva (MW) ⁽¹⁾	192.4	P.Calorífico (kcal/kg, BTU/MPC)	40.5 MJ/m ³
Mínimo Técnico (MW)	130.0		

⁽¹⁾ Potencia Efectiva en bornes de generación.

COSTOS VARIABLES

Costo de Combustible (US\$/gal, US/Ton, US\$/MMBTU)	[1]
Costo de tratamiento (US\$/gal)	
Costo de transporte (US\$/gal, US/Ton, US\$/MMBTU)	[1]
Costo Variable No Combustible (US\$/MWh)	4.00 US\$/MWh
Cons. Espec. a condiciones de Pot Efec ⁽²⁾ (kg/kWh, BTU/kWh)	9,222.26 BTU/kWh

⁽²⁾ Consumo Específico referido al Poder Calorífico Inferior.

[1] De acuerdo a la regulación, precio actual de suministro y 90% de transporte.

EQUIPAMIENTO

<i>Unidades</i>		<i>Línea de Transmisión</i>	
Pot.Efec(MW)	192.4	Tensión (kV)	220
Número	1	Longitud (km)	0.4
Tipo	Ciclo Simple	N° de ternas	1
T. Gen (kV)	16.5	Sub Estación de conexión al SEIN	Chilca

CALENDARIO DE IMPLEMENTACIÓN (Plazos de conclusión)

<i>Proyectos en Estudio</i>			
Est. Factib.	Hecho	Diseños	
Invest. Campo	Hecho	Contratos	Diciembre 2007
Financiam.	Noviembre 2007	Construcc.	Junio 2009
Aprob. perm	17/01/2008	Pruebas	Junio 2009

<i>Proyectos en Construcción</i>	
Financiamiento del Proyecto	Aprobado
Cronograma Actualizado	
Aspectos críticos	
Situación actual	En construcción

COMENTARIOS

(Indicar eventos que puedan afectar el cronograma de implementación, y cuanto pueden afectar)

00158

Shougesa Email

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

From: Juan Carlos Alfaro [mailto:jcalfaro@shougesa.com.pe]

Sent: Lunes, 02 de Febrero de 2009 08:57 a.m.

To: Rafael Flores

Cc: Raúl Vera; Marco Marca; Romulo Cuesta

Subject: información para estudio de tarifas

Estimado Ing Flores

Con las disculpas del caso te remito la información solicitada. Estos cuadros se perdieron entre mis correos y aunque tarde te los hago llegar. Son los referidos a la nueva central que piensa poner en operación Shougesa.

Todavía estamos a nivel de estudios pero la decisión de hacerla es en firme por parte de la Corporación Shougang. De igual manera te manifiesto que los planes de crecimiento de la demanda de la minera y la expansión de su producción no han sido cambiados por la actual recesión. Me imagino que Shougang Hierro Perú en su Comité de Cliente Libre ha hecho llegar su plan de demanda de energía y potencia de los próximos años que confirmará lo que te manifiesto.

saludos

Juan Alfaro

Sub Gerente de Operaciones

Shougang Generación Eléctrica SAA

_____ Información de ESET NOD32 Antivirus, versión de la base de firmas de virus 3818 (20090202) _____

ESET NOD32 Antivirus ha comprobado este mensaje.

<http://www.eset.com>

**FICHA DE PROYECTOS No 2-A
CENTRALES TERMOELÉCTRICAS
FICHA TÉCNICA**

00159

Fecha

16/01/2009

DATOS GENERALES

Nombre	CENTRAL TERMICA SAN NICOLAS II
Departamento	ICA
Propietario	SHOUGANG GENERACION ELECTRICA S.A.A.
Socio Operador	-----
Socio Inversionista	-----
Fecha de Concesión Def.	-----

POTENCIAS

COMBUSTIBLE

Potencia Instalada (MW)	260	Tipo	GAS NATURAL
Potencia Efectiva (MW) ⁽¹⁾	-----	P. Calorífico (kcal/kg, BTU/MPC)	1083,6 BTU/PC (PCS)
Mínimo Técnico (MW)	-----		977,6 BTU/PC (PCI)

⁽¹⁾ Potencia Efectiva en bornes de generación.

COSTOS VARIABLES

Costo de Combustible (US\$/gal, US/Ton, US\$/MMBTU)	3.8895 US\$/MMBTU (año 2010)
Costo de tratamiento (US\$/gal)	-----
Costo de transporte (US\$/gal, US/Ton, US\$/MMBTU)	-----
Costo Variable No Combustible (US\$/MWh)	3.60 US\$/MWh
Cons. Espec. a condiciones de Pot Efec ⁽²⁾ (kg/kWh, BTU/kWh)	6,084 BTU/KWh

⁽²⁾ Consumo Específico referido al Poder Calorífico Inferior.

EQUIPAMIENTO

<i>Unidades</i>		<i>Línea de Transmisión</i>	
Pot. Efec (MW)	259.77	Tensión (kV)	220
Número	1	Longitud (km)	8.6
Tipo	-----	N° de torres	1
T. Gen (kV)	13.8	Sub Estacion de conexión al SEIN	MARCONA

CALENDARIO DE IMPLEMENTACIÓN (Plazos de conclusión)

<i>Proyectos en Estudio</i>			
Est. Factib.	2009	Diseños	2009
Invest. Campo	2009	Contratos	2009
Financiam.	2009	Construcc.	2011 Ciclo Simple y 2012 Ciclo Comb.
Aprob. perm	2010	Pruebas	2011 Ciclo Simple y 2012 Ciclo Comb.

<i>Proyectos en Construcción</i>	
Financiamiento del Proyecto	-----
Cronograma Actualizado	-----
Aspectos críticos	Disponibilidad del Gas para la firma del Contrato
Situación actual	Estudio de Factibilidad

COMENTARIOS

La construcción cuenta con aprobación para su construcción y su fecha de puesta en servicio es abril 2011 para el ciclo simple y agosto 2012 para el ciclo combinado. Los datos de Costo Variables son del Estudio de Prefactibilidad

(Indicar eventos que puedan afectar el cronograma de implementación, y cuanto pueden afectar)



00160
TRANSMANTARO

Lima, 03 de febrero de 2009

GNC - 025 - 2009

Ingeniero
Rafael Flores Chacón
Representante
Subcomité de Generadores del COES
Av. Republica de Panamá 3490
San Isidro.-

**Asunto : Proyecto "Reforzamiento de la línea de transmisión 220 kV Mantaro
- Cotaruse - Socabaya"**

Referencia : Carta SCG-016/09

Estimado ingeniero Flores:

Reciba nuestros cordiales saludos. Nos dirigimos a usted en atención a la carta de la referencia mediante la cual nos solicita la ficha técnica y el cronograma del Proyecto "Reforzamiento de la línea de transmisión 220 kV Mantaro - Cotaruse - Socabaya". Al respecto, le comunicamos que este proyecto no se encuentra con estudios definitivos, faltando además suscribir el acuerdo para su ejecución con el Ministerio de Energía y Minas (MEM).

En este sentido, adjunto a la presente le hacemos entrega de la Ficha del proyecto y de su cronograma de ejecución de forma preliminar, el cual deberá de considerar como inicio, la fecha de suscripción del acuerdo con el MEM.

Sin otro particular, me despido de usted.

Cordialmente,



Ing. Luis Lazo Velarde
Representante Legal

Adj. Fichas técnicas y cronograma de ejecución
c.c: GT, GO.

Ficha de Proyecto

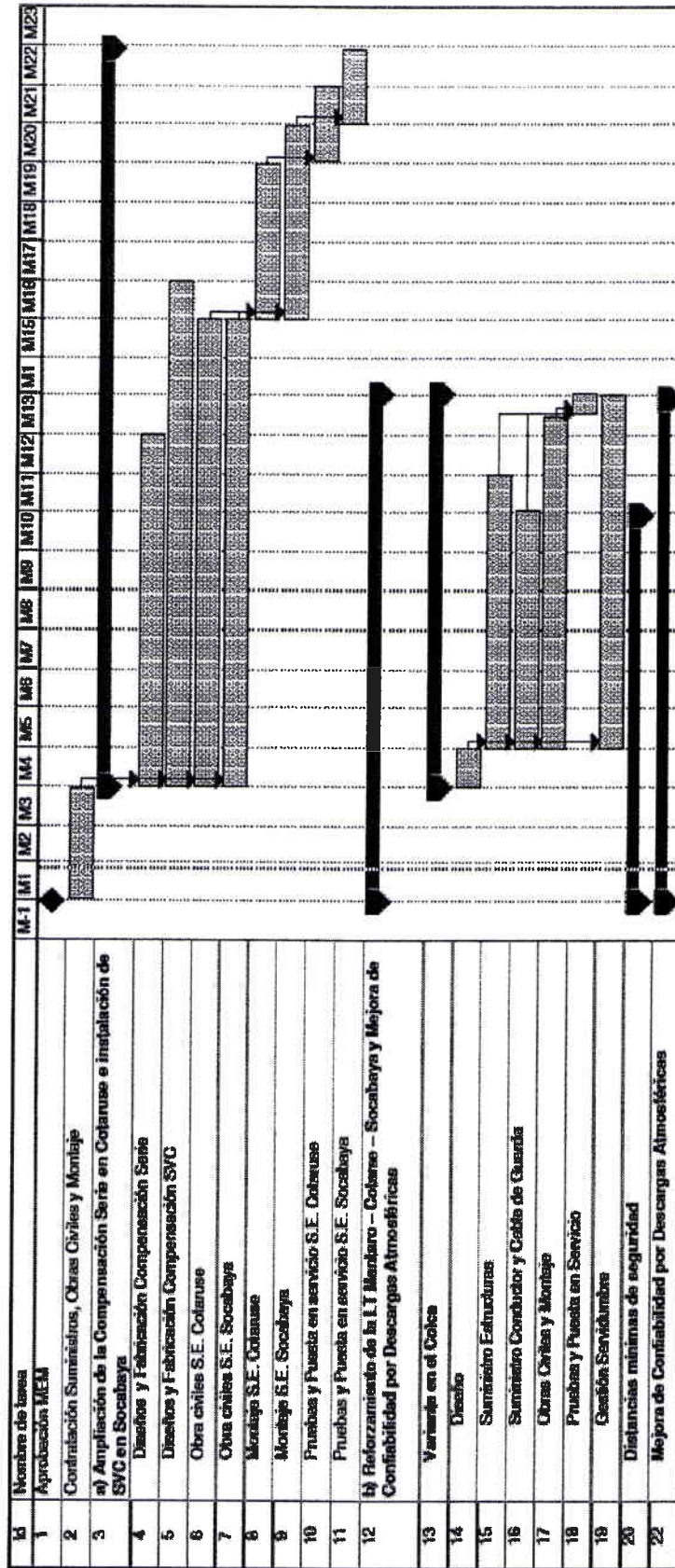
1. **Proyecto:** "Reforzamiento de la Línea de Transmisión 220 kV Mantaro – Cotaruse – Socabaya".
2. **Objetivo:** Implementar las modificaciones y refuerzos requeridos en la Línea de Transmisión 220kV Mantaro – Cotaruse - Socabaya, a efectos de que se incremente la capacidad de transmisión a 505 MVA medido en la barra de inyección.
3. **Estado Actual:** El proyecto se encuentra en fase de Estudio, el cual deberá estar culminado a finales de febrero del 2009.
4. **Resultados de los Estudios:** Los resultados preliminares de los estudios se indican a continuación:

4.1 Alcance:

- Ampliación de la Compensación Serie en la subestación Cotaruse e instalación de un SVC en la subestación Socabaya:
 - Instalación de un (01) Static Var Compensator (SVC) de -300/100 MVAR, 100% variable. Este equipo se conectará a la barra en 220kV de Socabaya.
 - Instalación de cuatro (04) bancos de compensación serie, en reemplazo de los bancos actuales XC1, XC2, XC3 y XC4. Estos nuevos bancos compensarán el 65% de la reactancia de las líneas L-2051, L-2052, L-2053 y L-2054.
- Reforzamiento de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya y mejora de la confiabilidad por descargas atmosféricas:
 - Construcción de una variante de Línea entre las estructuras T991 hasta la estructura T1002, de 16 km de longitud, con conductor Starling 2 por fase, con estructuras similares a las existentes. Esta variante se requiere en vista que en los vanos actuales T994 a T995 y T1000 - T1001 - T1002 se tiene instalado un conductor de fabricación especial denominado "Colca" en el cual se supera el límite térmico al transportar la potencia de 505 MVA.
 - Mejora de distancias mínimas de seguridad: Remoción de terreno (desquinche) en 36 vanos críticos que presentan distancias al terreno menores a las distancias de seguridad
 - Mejora de Confiabilidad por Descargas Atmosféricas: La que comprende: (i) trabajos de mejoramiento de la puesta a tierra en 291 torres, de los cuales, (ii) instalación de dos (2) aisladores adicionales en 281 cadenas de aisladores y (iii) Instalación de 743 pararrayos para el control de las desconexiones por falla por rayo directo al conductor.

4.2 Plazo: Se estima 22 meses para la implementación total del proyecto, contados a partir de la aprobación del MEM. Se adjunta cronograma.

Cronograma de ejecución





00163

electroperu
la energía de los peruanos

San Juan de Miraflores, 02 de Febrero de 2009

AT - 0196 - 2009

Señor
JOSÉ LUIS SALAZAR M.
Registro Público del Mercado de Valores
CONASEV
Presente

Asunto : Suscripción de contrato con EDEGEL S.A.A.
Ref. : RESOLUCIÓN CONASEV N°107-2002-EF/94.10 - Reglamento de Hechos de Importancia, Información Reservada y Otras Comunicaciones

De nuestra consideración:

Tenemos el agrado de dirigirnos a usted, de conformidad con lo establecido en el Reglamento de la referencia, con la finalidad de informarles que ELECTROPERÚ S.A. y EDEGEL S.A.A. han suscrito un contrato de provisión de capacidad adicional de 94 MW para el SEIN, según detalle que se adjunta.

Sin otro particular, quedamos de usted.

Atentamente,


DIRECTOR SANTOS JIMÉNEZ
Jefe de Tesorería
ELECTROPERU S.A.

Adj. : Reporte de Hechos de Importancia y Otras Comunicaciones (1 página)

REPORTE DE HECHOS DE IMPORTANCIA Y OTRAS COMUNICACIONES

Área : Gerencia Comercial
Nombre : Ing. Carlos Torres
Cargo : Gerente

I. Descripción del Hecho de Importancia

De conformidad con lo dispuesto en el Decreto de Urgencia N° 037-2008 del 21 de agosto de 2008, las Resoluciones Ministeriales N° 412-2008-MEM/DM y N° 553-2008-MEM/DM, del 7 de setiembre y 28 de noviembre de 2008, respectivamente, y el Decreto de Urgencia N° 049-2008 del 18 de diciembre de 2008, ELECTROPERÚ S.A. y EDEGEL S.A.A. han suscrito un contrato cuyo objeto es la contratación por ELECTROPERÚ S.A. a EDEGEL S.A.A. de la provisión de capacidad adicional de 94 MW para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), mediante la conversión al sistema de generación dual de sus unidades de generación UTI 5 y UTI 6, instaladas en la Central Térmica Santa Rosa, por un monto contractual total máximo de US\$ 14 278 929 (catorce millones doscientos setenta y ocho mil novecientos veintinueve Dólares de los Estados Unidos de América) a todo costo, incluidos todos los impuestos aplicables, y por un plazo de prestación de 565 días naturales contados a partir del 15 de junio de 2009.

La contratación de EDEGEL S.A.A. será financiada con recursos propios de ELECTROPERÚ S.A.; financiación que a su vez será compensada a nuestra empresa conforme a lo establecido en el artículo 5° del Decreto de Urgencia N° 037-2008 y a lo dispuesto en el Decreto de Urgencia N° 049-2008.

Fecha : 2 de febrero de 2009.



CARLOS TORRESTUESTA
Gerente Comercial
ELECTROPERÚ S.A.

**ANEXO E: Datos para Estimación de
Precios de Gas Natural**

00138

EMPRESA	UNIDAD	COMBUSTIBLE	Ene-08	Feb-08	Mar-08	Abr-08	May-08	Jun-08	Jul-08	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08
EDEGEL	UTIs	Gas Natural (m3)	3,436,601	1,673,296	2,853,866	2,626,418	2,669,500	15,237,202	15,277,848	13,401,805	5,753,719	8,076,920	7,847,617	10,321,963
EDEGEL	Westinghouse	Gas Natural (m3)	0	120,173	980,746	245,854	5,437,418	3,643,957	16,092,770	2,751,067	2,005,907	5,324,905	10,231,527	4,888,143
EDEGEL	Ventamilla	Gas Natural (m3)	26,880,348	49,946,975	53,175,075	50,865,573	56,621,286	62,049,916	59,884,757	54,962,207	57,577,304	52,775,772	60,015,865	52,212,070

**ACTUALIZACION DEL PRECIO DEL GAS NATURAL- DE ACUERDO AL PROCEDIMIENTO 31-C
AL 01.01.2009**

CENTRAL	TIPO DE COMBUSTIBLE	ULTIMA FECHA DE ENTREGA DE INFORMACION AL COES	ANTERIOR ACTUALIZACION	NUEVA FECHA DE ACTUALIZACION (Proc 31-C)	COSTO DE SUMINISTRO INFORMADO	a	b	c	C1 _X ⁽⁴⁾	C1 _O ⁽⁵⁾	C2 _X ⁽⁶⁾	C2 _O ⁽⁷⁾	C3 _X ⁽⁸⁾	C3 _O ⁽⁹⁾	FACTOR DE ACTUALIZACION	COSTO DE SUMINISTRO ACTUALIZADO	COSTO DE TRANSPORTE	COSTO DE DISTRIBUCION	PRECIO UNICO GAS NATURAL	
																				US\$/MMBtu
GAS NATURAL																				
Aguaytia	Gas Natural	13/06/2008	01/12/2008	01/01/2009	0.0000	1.0	-	-	81.33	69.53					1.170	0.0000	1.8800	No Corresp	1.8800	
Malacas (1)	Gas Natural	13/06/2008	01/12/2008	01/01/2009	8.0732	1.0	0	0	81.33	69.53	548.18	451.24	77.05	66.70	1.170	9.4439	No Corresp	No Corresp	9.4439	
Malacas 2 (2)	Gas Natural	13/06/2008	01/12/2008	01/01/2009	1.7875	1.0	0	0	81.33	69.53	548.18	451.24	77.05	66.70	1.170	2.0910	3.1750	No Corresp	5.2650	
Ventaniilla	Gas Natural	13/06/2008	01/12/2008	01/01/2009	0.0000	-	-	-							0.000	0.0000	0.8000	0.0000	0.8000	
Santa Rosa	Gas Natural	13/06/2008	01/12/2008	01/01/2009	0.0000	-	-	-							0.000	0.0000	0.8000	0.0000	0.8000	
Chilca 1	Gas Natural	13/06/2008	01/12/2008	01/01/2009	0.0000	-	-	-							0.000	0.0000	0.0000	No Corresp	0.0000	
Kallpa	Gas Natural	13/06/2008	01/12/2008	01/01/2009	0.0000	-	-	-							0.000	0.0000	0.0000	No Corresp	0.0000	

(1) C.T. Malacas esta formado por las unidades TG1 y TG2, Potencia Efectiva 30.062 MW.

(2) C.T. Malacas 2 esta formado por la unidad TG4, Potencia Efectiva 100.649 MW.

(3) $FAG = a * C1x / C1o + b * C2x / C2o + c * C3x / C3o$

(4) Es el Precio del barril " RG-1% S. 6 API", en la Costa del Golfo de los Estados Unidos de Norteamérica, de la tabla "Product Price Assessments", tomado de la revista Platt's-Oilgram Price Report.

correspondientes al promedio diario de los 12 últimos meses al mes de actualización.

(5) Es el Precio del barril " RG-1% S. 6 API", en la Costa del Golfo de los Estados Unidos de Norteamérica, de la tabla "Product Price Assessments", tomado de la revista Platt's-Oilgram Price Report.

correspondiente al promedio diario de los 12 últimos meses a la fecha mas próxima a la presentación de la información por las empresas (Junio 2007 - mayo 2008).

(6) Es el Precio de la tonelada métrica del "RG-1% S" de Rotterdam, de la tabla "Product Price Assessments", de la revista Platt's-Oilgram Price Report.

correspondientes al promedio diario de los 12 últimos meses al mes de actualización.

(7) Es el Precio de la tonelada métrica del "RG-1% S" de Rotterdam, de la tabla "Product Price Assessments", de la revista Platt's-Oilgram Price Report.

correspondiente al promedio diario de los 12 últimos meses a la fecha mas próxima a la presentación de la información por las empresas (Junio 2007 - mayo 2008).

(8) Es el Precio del barril " RG-3% S", en Nueva York de los Estados Unidos de Norteamérica, de la tabla "Product Price Assessments", tomado de la revista Platt's-Oilgram Price Report.

correspondientes al promedio diario de los 12 últimos meses al mes de actualización.

(9) Es el Precio del barril " RG-3% S", en Nueva York de los Estados Unidos de Norteamérica, de la tabla "Product Price Assessments", tomado de la revista Platt's-Oilgram Price Report.

correspondiente al promedio diario de los 12 últimos meses a la fecha mas próxima a la presentación de la información por las empresas (Junio 2007 - mayo 2008).

00166

Consumos de Gas CI Kallpa IG1.

Mes	Ene-08	Feb-08	Mar-08	Abr-08	May-08	Jun-08	Jul-08	Ago-08	Sep-08	Oct-08	Nov-08	Dic-08
Consumo de gas (Mm3)	11,095.86	5,853.54	9,574.80	9,050.36	24,845.10	26,971.48	31,581.91	34,795.02	34,071.00	31,701.42	26,963.69	29,487.25
Consumo de gas (MMBTU)	425,659.97	224,362.21	367,327.99	346,853.11	951,785.09	1,034,463.65	1,212,312.60	1,335,938.97	1,314,702.46	1,220,118.54	1,035,095.29	1,132,314.54

00169

Información de Consumos GN enviada por ENERSUR

Ano	2008
Tipo_Central	
Tipo_Comb	GN
	M3

Tipo	Sis. Intero	Mes												Total SEIN				
		SEIN	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11		12			
Empresa		AGRUPO																
ENER		C. T. CHILCA 1	TG11	19 616 193	28 380 422	30 188 936	27 774 435	30 979 367	31 430 398	24 299 075	33 253 094	31 579 222	30 230 486	21 661 414	31 041 074	340 434 117		
			TG12	19 708 752	26 123 669	29 172 080	29 096 972	29 496 184	25 260 797	24 919 885	32 595 274	32 439 726	32 377 838	31 300 622	29 986 884	342 478 682		
Total general				39 324 945	54 504 091	59 361 016	56 871 407	60 475 551	56 691 195	49 218 960	65 848 368	64 018 948	62 608 324	52 962 036	61 027 958	682 912 799		

00170

ANEXO F: Programa de Mantenimiento

00171

F1: HORAS DE OPERACIÓN

00172

CUADRO DE HORAS EQUIVALENTES DE OPERACIÓN A NOVIEMBRE 2008

EMPRESA	CENTRAL	POTENCIA MW	HEO AL 30/11/2008	LIMITE DE HEO PARA MANTENIMIENTO
EDEGEL	STA ROSA UTI 5A - GAS	25.0	25,212.5	-----
EDEGEL	STA ROSA UTI 5B - GAS	25.0	4,586.7	-----
EDEGEL	STA ROSA UTI 6A - GAS (*)	25.0	0.0	-----
EDEGEL	STA ROSA UTI 6B - GAS	25.0	24,861.8	-----
EDEGEL	STA ROSA WEST TG7 - GAS	109.4	24,249.6	25,132.0
EDEGEL	VENTANILLA TG 3 - GAS	159.2	45,429.9	50,608.8
EDEGEL	VENTANILLA TG 4 - GAS	156.1	42,256.7	42,489.6
EDEGEL	VENTANILLA TV - GAS	190.0	19,638.1	25,000.0
EEPSA	MALACAS TG 1 - GAS	15.0	-----	20,000.0
EEPSA	MALACAS TG 2 - GAS	15.0	-----	20,000.0
EEPSA	MALACAS2 TG 4 - GAS	88.7	-----	-----
EGASA	CHILINA TV2 - R500	6.2	15,987.3	24,000.0
EGASA	CHILINA TV3 - R500	9.9	23,278.1	24,000.0
EGASA	CICLO COMBINADO - D2	16.7	69,467.0	72,000.0
EGASA	MOLLENDO TG 1 - D2	36.7	2,842.7	8,000.0
EGASA	MOLLENDO TG 2 - D2	36.5	2,546.3	8,000.0
EGENOR	CHIMBOTE TG1	21.0	30,508.3	32,000.0
EGENOR	CHIMBOTE TG3	21.0	27,082.4	-----
EGENOR	TRUJILLO TG4	20.4	25,951.9	32,000.0
EGENOR	PIURA TG	21.0	29,992.5	-----
ENERSUR	CHILCA1 TG 1 - GAS	174.3	18,550.0	25,000.0
ENERSUR	CHILCA1 TG 2 - GAS	174.3	12,822.0	25,000.0
ENERSUR	ILO1 TG1 - D2	34.6	7,393.0	-----
ENERSUR	ILO1 TG2 - D2	34.9	6,799.0	-----
ENERSUR	ILO1 TV2 - R500	23.2	30,538.0	-----
ENERSUR	ILO1 TV3 - R500	71.7	35,189.0	-----
ENERSUR	ILO1 TV4 - R500	55.3	12,702.0	-----
ENERSUR	ILO2 TV1 - CARB	141.8	29,958.0	-----
SHOUGESA	SAN NICOLAS TV 1 - R500	19.7	-----	-----
SHOUGESA	SAN NICOLAS TV 2 - R500	19.4	-----	-----
SHOUGESA	SAN NICOLAS TV 3 - R500	25.4	-----	-----
TERMOSELVA	AGUAYTIA TG 1 - GAS	87.0	107,250.5	110,000.0
TERMOSELVA	AGUAYTIA TG 2 - GAS	85.9	105,602.1	108,200.0
KALLPA GENERACION	KALLPA TG 1 - GAS	171.7	7,366.5	8,333.0

(*) Turbina alquilada

F2: MANTENIMIENTO EJECUTADO 2008

(en medio magnético)

**F3: MANTENIMIENTO PROGRAMADO
2009**

(en medio magnético)

**F4: INFORMACION DE MANTENIMIENTO
ENVIADA POR LAS EMPRESAS
(En medio magnético digital)**

**ANEXO G: Datos de Restricciones de Riego
e Hidrología.**

**G1: RELACIÓN DE USUARIOS CON
ACUERDO PARA CAPTAR AGUA DE LOS
EXCEDENTES PROVENIENTES DE
INSTALACIONES O INFRAESTRUCTURA DE
EDEGEL**



CM-094-2008

00177
CARGO

Generando
Futuro

INSTITUCIÓN: MUNICIPALIDAD METROPOLITANA DE LIMA
OFICINA: GOBIERNO REGIONAL DE LIMA METROPOLITANA
GERENCIA: GERENCIA REGIONAL AGRARIA
TRAMITE: DOCUMENTARIO
FECHA: 609 27 MAR 2008
<i>[Firma]</i>
RECIBIDO
Hora: Reg.

San Isidro, 25 de marzo de 2008.

Señor Ingeniero
Leonel Patiño Pimentel
Administrador Técnico
ADMINISTRACION TECNICA DEL DISTRITO DE RIEGO CHILLON-RIMAC-LURIN
Presente

**ASUNTO RELACION DE USUARIOS CON ACUERDOS PARA CAPTAR AGUA DE
LOS EXCEDENTES PROVENIENTES DE INSTALACIONES O
INFRAESTRUCTURA DE EDEGEL**

Referencia Oficio N° 234-2008-AG-SGRA/ATDR.CHRL

De nuestra consideración:

Mediante la presente nos es grato saludarlo y hacerle llegar adjunto a la presente la información solicitada en la referencia.

Sin otro particular, les reiteramos nuestro saludo.

Cordialmente,

Carlos Rosas
Sub Gerente de Comercialización

EDEGEL S.A.A.

Av. Víctor Andrés Belaúnde # 147

Real 4 - Lima 27

Telf: (511) 215-6300

Fax: (511) 215-6370

DOTACION DE AGUA PARA REGANTES EN CCHH LIMA⁽¹⁾

SECTOR	DENOMINACIÓN	UBICACIÓN	COMUNIDADES QUE SE BENEFICIAN CON LA DOTACION DE AGUA DE LAS DIFERENTES TOMAS Y CANALES	DOTACION (lt/seg)	OBSERVACIONES	
Sheque - Ventana 6	Ventana 1	Pillihua				
	Ventana 2	San Juan				
	Ventana 3	Pomacocha				
	Ventana 4	Cunya	Comunidad Huachupampa	8.40		
	Ventana 5	Huachupampa	Comunidad Huachupampa	48.70		
	Ventana 6	Auquibamba	Comunidad Casta	25.20		
	Sub Total de pérdidas:			82.30		
Huino Callahuana		Pueblo Huinco	Pueblo Huinco	3.00		
		Canal Huinco	Comunidad de Huinco	24.90		
		San Antonio	Comunidad de Casta	20.50		
	Ventana 1	Cumpe	Comunidad de Casta	20.60		
	Ventana 2	Tamboray	Comunidad de Casta	20.70		
	Ventana 3	Coroman	Comunidad de Casta	20.40		
Ventana 4	Slo Domingo	Comunidad de Callahuana (Chauca)	25.70	Oficio N° 156-97-AG-AD.LC/ATDR.CHRL		
Ventana 5	Callahuana	Comunidad de Callahuana (Sta Rosa)	41.80	Oficio N° 156-97-AG-AD.LC/ATDR.CHRL		
Taza	Lado Demasia	Comunidad de Callahuana	73.00	Oficio N° 156-97-AG-AD.LC/ATDR.CHRL		
	Sub Total de pérdidas:			250.60		
Tamboraque - Matucana	Ventana 1	Ocatara	Patihua	20.30		
	Ventana 2	Onturos (Ichocha)	Comunidad de Matucana	9.50		
	Ventana 3	Payhua	Pueblo Payhua	28.50		
	Ventana 4	Patihuayco	Comunidad de Patihuayco	35.50		
	Ventana 5	Ayas	Comunidad de Ayas	100.00	Oficio N° 156-97-AG-AD.LC/ATDR.CHRL	
	Ventana 6	Linday	Comunidad de Linday	50.00	Oficio N° 156-97-AG-AD.LC/ATDR.CHRL	
	Sub Total de pérdidas:			243.80		
Surco - Callahuana	Ventana 3	Pte Verrugas	Comunidad Santiago de Surco	16.30		
	Ventana 5	Repartición	Comunidad San Mateo de Otao	82.00	Oficio N° 156-97-AG-AD.LC/ATDR.CHRL	
	Ventana 6	Lurancayo	Pueblo Lurancayo. Comunidad San Mateo de Otao	29.50	Oficio N° 156-97-AG-AD.LC/ATDR.CHRL	
	Ventana 7	Piedra Rajada	Pueblo Tucre. Comunidad Callahuana	27.80		
		Sub Total de pérdidas:			155.60	
	Barbablanca - Moyopampa	Ventana 1	Lucumasca	Pueblo Lucumasca. Distrito de Santa Eulalia	10.30	
Ventana 2		Santa Rosa	Distrito de Santa Eulalia	10.20		
Ventana 4		Peñalosa	Comunidad Jicamarca	10.10	Oficio N° 156-97-AG-AD.LC/ATDR.CHRL	
Ventana 5		Taza B. Aires	Regadio de Arboles. Carretera de acceso a la Taza	8.00	Oficio N° 156-97-AG-AD.LC/ATDR.CHRL	
		Taza Libertad	Comunidad Pueblo Joven Libertad	10.70	Oficio N° 156-97-AG-AD.LC/ATDR.CHRL	
		Taza Pedregal	Comunidad Pueblo Joven San Antonio y Nicolas de Pierola	50.10	Oficio N° 156-97-AG-AD.LC/ATDR.CHRL	
	Sub Total de pérdidas:			99.40		

00178

DOTACION DE AGUA PARA REGANTES EN CCHH LIMA⁽¹⁾

SECTOR	DENOMINACIÓN	UBICACIÓN	COMUNIDADES QUE SE BENEFICIAN CON LA DOTACION DE AGUA DE LAS DIFERENTES TOMAS Y CANALES	DOTACIÓN (lt/seg)	OBSERVACIONES
Galería - Canal Huampani	Canal Hm 1.45	La Rivera	Pasaje Los Platanos. Riego de Areas Verdes		
	Canal Hm 1.53	La Rivera	Pasaje Navidad. Riego de Areas Verdes		
	Canal Hm 1.72	La Rivera			
	Canal Hm 1.78	La Rivera			
	Canal Hm 1.82				
	Canal Hm 1.92				
	Canal Hm 2.02				
	Canal Hm 2.28				
	Canal Hm 2.4	N. de Pierola	Pasaje Solea. Riego de Areas Verdes	3.30	
	Canal Hm 2.45	N de Pierola		3.20	
	Canal Hm 2.58				
	Canal Hm 2.78	Hare Krisma	Colegio y Viviendas de Hare Krisma y pasaje	6.80	
	Canal Hm 2.82	Santa Isabel	Riego de Areas Verdes	4.20	
	Canal Hm 2.85	Santa Isabel		19.60	
	Canal Hm 2.88	ESMON	Riego de Areas Verdes	51.20	
	Canal Hm 2.93	ESMON	Riego de Areas Verdes	6.10	
	Canal Hm 3.22	Santa María	Reservorio de Agua de la FAP		
	Canal Hm 3.25	Santa María	Riego de Areas Verdes en Vivienda. Pj. Las Lilias N°143	6.00	
	Canal Hm 3.32	Santa María	Riego de Areas Verdes en Vivienda. Los Jazmines N°285	6.00	
	Canal Hm 3.34	Santa María			
	Canal Hm 3.58	Santa María	Riego de chacras y reservorio de agua		
	Canal Hm 3.65	Santa María			
	Canal Hm 3.72	Santa María	Lienan Tanques para Mz. A.B.C.D.F.G. de Pueblo Joven Bernandino Salguedo		
	Canal Hm 3.73	Santa María			
	Canal Hm 3.78				
	Canal Hm 3.82	Santa María	Riego de Areas Verdes en Vivienda. Los Geranios N°188		
	Canal Hm 3.83	Santa María			
	Canal Hm 3.88	Santa María	Riego de chacras en Pj. de Santa María		
	Canal Hm 4.0	Santa María	Riego de Areas Verdes en Vivienda Los Alelis N°242	21.20	
	Canal Hm 4.21	Yanacoto	Riego de Areas Verdes en Ministerio de Agricultura		
	Canal Hm 4.82	Canal Hm 4.82	Pj. Yanacoto Alto	5.00	
	Ventana 1	Ventana 1	Riego de Areas Verdes en Aderitel, El Bosque y Colegio Beata Imelda	323.40	
	Ventana 2	Ventana 2	Pueblo Joven Chacrasana	9.20	
Taza	Taza	Asentamiento Humano Huampani Alto	3.50		
Sub Total de pérdidas:			468.70		
TOTAL DE PERDIDAS DE AGUA			1300.40		

Nota -

(1) La mayoría de las dotaciones son acuerdos entre Electrollima (hoy EDEGEL) y la comunidad, asimismo, producto de las obras realizadas durante la etapa de construcción de los túneles.

00179

G2: ESTUDIOS HIDROLÓGICOS

G2.1: ESTUDIO HIDROLÓGICO – SAN GABAN

(En medio magnético digital)

G2.2: ESTUDIO HIDROLÓGICO – EGEMSA

(En medio magnético digital)

G2.3: ESTUDIO HIDROLÓGICO – EGESUR

(En medio magnético digital)

G3: ESTUDIO INFOCLIMA

Infoclima@

Alcanfores 1245, Miraflores
Teléfonos: 444 5656 / 444 5660
infoclima.inform@ccion.com.pe
<http://www.informacion.com/infoclima>

00185

**RESPUESTAS DE INFOCLIMA A LAS OBSERVACIONES
REALIZADAS POR OSINERGMIN AL ESTUDIO
TECNICO-ECONOMICO PRESENTADO POR EL
SUBCOMITE DE GENERADORES DEL COES-SINAC.**

ENERO 22, 2009

- 1) **En el Capítulo correspondiente a observaciones generales se afirma que la interpretación de la serie de la figura 3.21 "...refleja una forma de encontrar el nivel de justificación para sesgar los resultados hacia el recorte de las series históricas, cuando lo que la serie muestra es una sequía..."**

Respuesta:

En nuestra opinión la figura 3.21 sí muestra un episodio seco alrededor de 1991, pero también muestra la presencia de dos sub-periodos con diferentes MEDIAS: Un primer sub-periodo 1965-1991 con una media de aproximadamente 1,200 mts³/segundo y otro, 1992-2007 con una media de alrededor de 930 mts³/segundo. La Hidrología Estadística ha desarrollado un conjunto de pruebas que determinan si los cambios en las medias (o saltos) son estadísticamente significativos con una cierta probabilidad.

En los últimos años se están presentando a nivel mundial este tipo de saltos asociados a cambios climáticos. Es cierto que ellos se pueden analizar y diagnosticar en base a modelos atmosféricos globales y su correspondiente regionalización o downscaling, como afirma OSINERGMIN, sin embargo también son científicamente válidos los análisis basados en métodos estadísticos de series de tiempo, tales como los presentados en el informe F5.

Por conveniencia reproducimos a continuación la figura.3.21 a que hace referencia la citada observación.

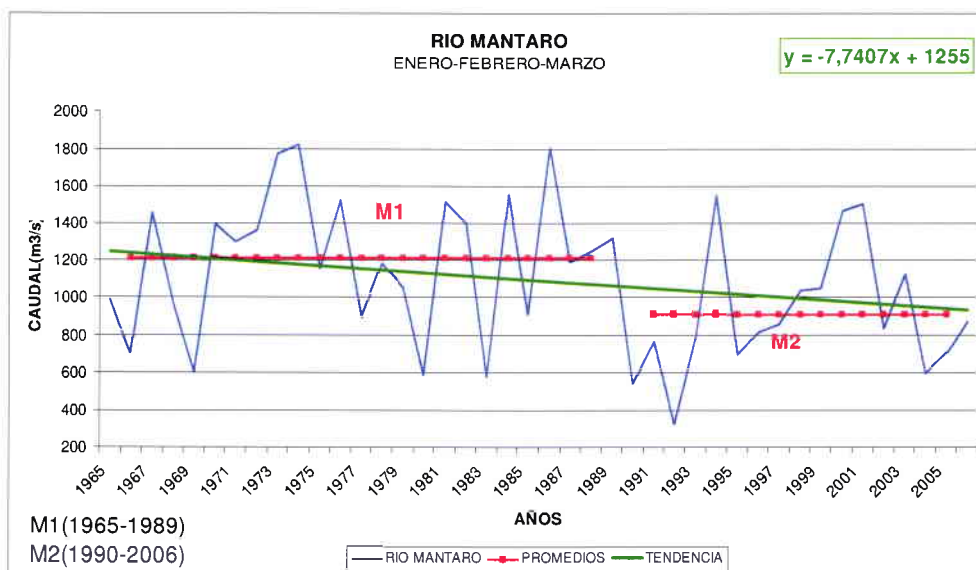


Fig. 3.21 Río Mantaro Caudales Enero-Febrero-Marzo

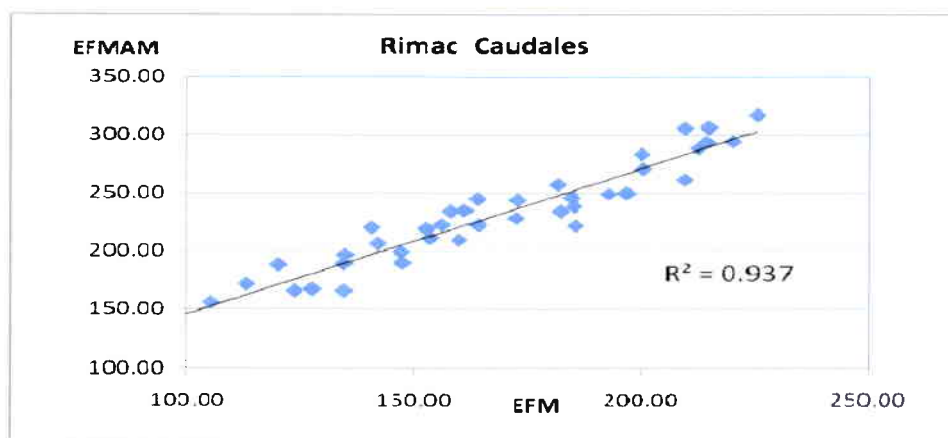
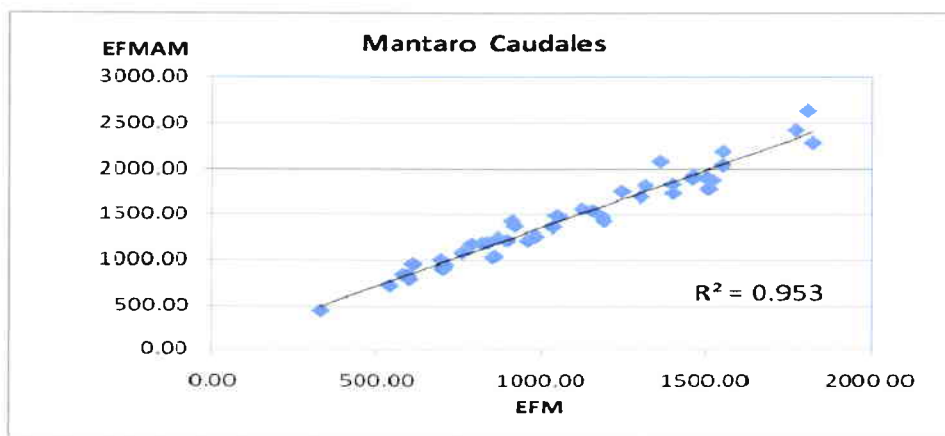
- 2) **"En el informe F5, los periodos secos y húmedos se toman respectivamente los meses de JJA y EFM. Si bien es cierto estos meses son los mas secos y húmedos, no se dan los argumentos suficientes para no tomar, por ejemplo, periodos de 4 o 5 meses sobre todo si se tiene en cuenta que en ciertos años los periodos secos y húmedos**

varían. Al respecto, es reconocido que, en algunos años, el periodo de lluvias (o periodo seco) se retrasa (o adelanta). En ese sentido ¿Por que no se tomó, por ejemplo, un criterio basado en cantidades con respecto a la contribución anual de cada periodo?

Respuesta:

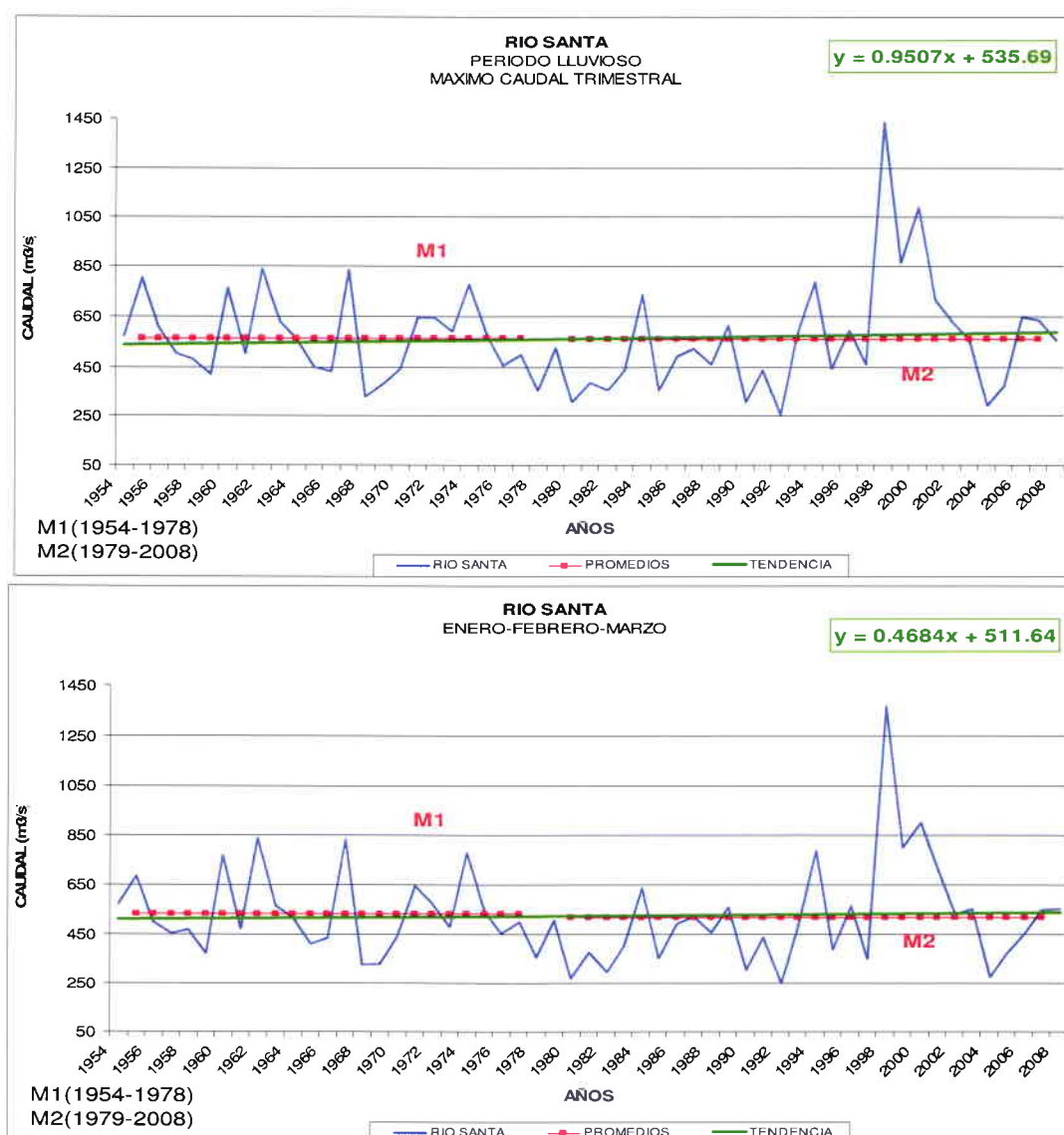
a) Lo que se requiere para analizar los cambios en precipitación o descargas en una cuenca determinada y en un cierto periodo, es un indicador de dichos parámetros que represente el recurso hídrico en cada año.

Las siguientes gráficas muestran la relación entre la suma de descargas de EFM (en el eje de las abscisas) y la correspondiente a los meses EFMAM (en el eje de las ordenadas) para las cuencas del Mantaro y Rímac (**para otras cuencas ver anexo 2a**). El hecho de que el coeficiente de correlación sea elevado (mayor que 0.95) verifica que estadísticamente el caudal de EFM es un excelente indicador de las características hídricas de las cuencas durante el periodo lluvioso y por consiguiente puede utilizarse para analizar el comportamiento de la serie de tiempo de caudales. Si la correlación fuera bastante pequeña; eso sería un indicador que EFM no representa adecuadamente la cantidad del recurso hídrico en la época lluviosa.



b) Visto de un modo gráfico, si seleccionamos una cuenca cualquiera – en este caso el Santa; luego escogemos el mayor valor de cada uno de las ventanas trimestrales (Por ejemplo: EFM, FMA, MAM, etc.) y graficamos el máximo valor resultante en cada año a lo largo de toda la serie muestral, el gráfico resultante será muy similar al que se obtiene si graficamos solamente el caudal obtenido durante EFM a lo largo de toda la serie muestral como

resulta muy claro en las siguientes gráficas (para otras cuencas ver **anexo 2b**).



En resumen, mediante dos métodos se han encontrado evidencias de que es posible utilizar la descarga total durante los meses EFM(JJA) como representativa de la cantidad del recurso hídrico de cada época lluviosa (y de estiaje); (ver anexo 2a) en las cuencas del país. En primer lugar se ha determinado que la descarga total en EFM (JJA) está altamente correlacionada con la descarga total de EFMAM (JJASO), y como esta última variable representa aproximadamente la cantidad total del periodo lluvioso (seco), entonces es válido utilizar EFM (JJA) como equivalente, no igual, a los caudales de la época lluviosa (seca).

Por otro lado, se han construido series de tiempo de caudales de la época lluviosa con los valores máximos y mínimos trimestrales de cada año. Se han encontrado que las series de tiempo son muy similares a las de EFM y JJA respectivamente. Además, las pruebas de significancia de cambio de medias producen los mismos resultados.

3) *".... no se pretende ignorar los posibles cambios de estado de los datos históricos de caudales en algunos ríos del país, como consecuencia de efectos climáticos de gran escala particularmente en los Océanos Pacífico y Atlántico, así como las proyecciones del incremento de temperatura (calentamiento global). Sin embargo la pregunta relevante es que va a pasar en el futuro. Para responder a esta interrogante en algunos casos lo que se ha hecho (y que es común) es usar modelos climáticos globales que, bajo varias suposiciones, producen escenarios de variables climáticas como la temperatura, presión, precipitación, etc. Y luego usar modelos climáticos dinámicos regionales o procedimientos estadísticos para hacer el "downscaling" a fin de tener resultados a escalas espaciales mas pequeñas, además de efectuar un estudio mas exhaustivo de la dinámica de caudales en los diversos ríos del sistema hidroeléctrico del país"*

Respuesta:

La respuesta a la pregunta relevante se encuentra en F5 en las figuras 3.27 y 3.28.

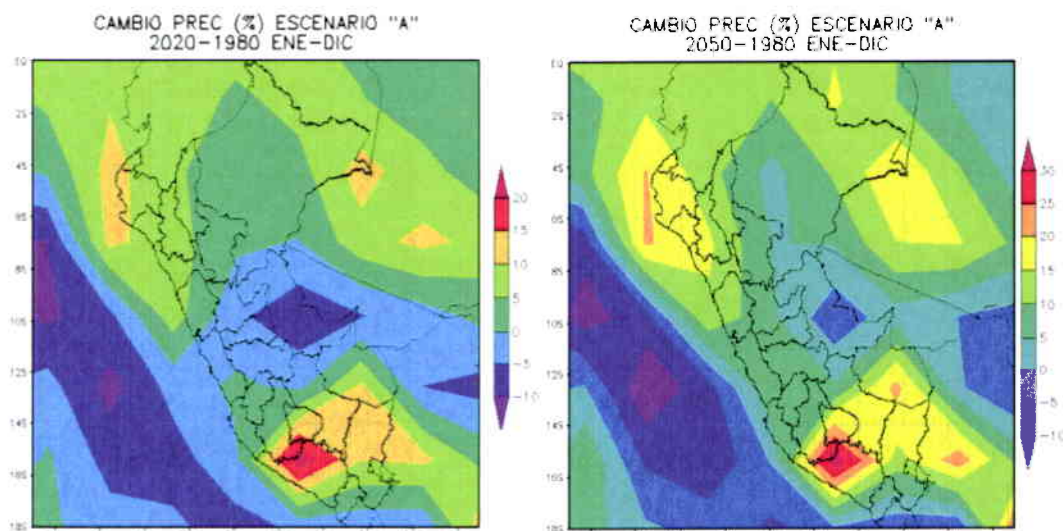


Fig. 3.27 Cambios Espaciales de Precipitación Modelo ECHAM4 entre 1980, 2020 y 2050 en un Escenario Pesimista de Calentamiento Global

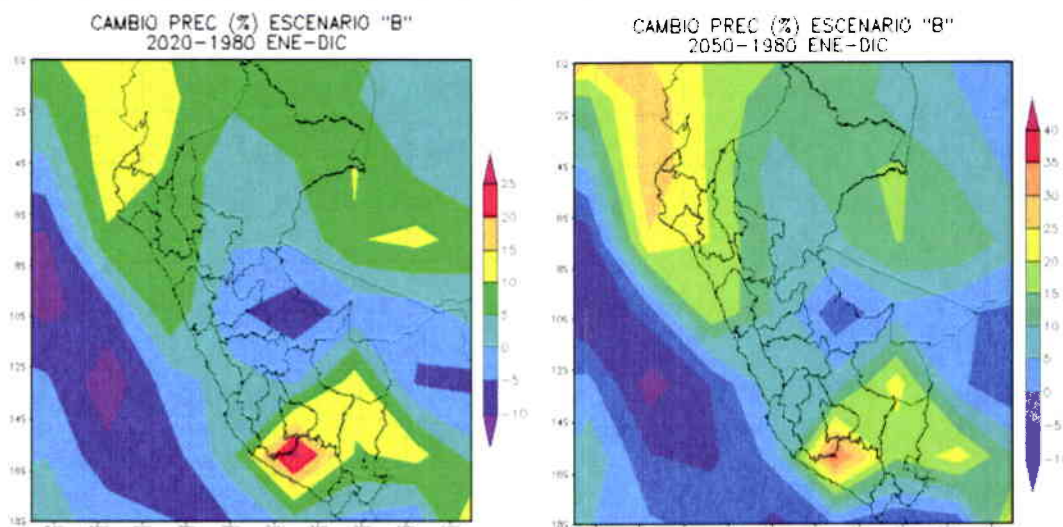


Fig. 3.28 Cambios Espaciales de Precipitación Modelo ECHAM4 entre 1980, 2020 y 2050 en un Escenario Optimista de Calentamiento Global.

Las figuras muestran los cambios en precipitación determinados por el Modelo Global ECHAM4 entre el año 1980 y los correspondientes a los años 2020 y 2050. Debemos resaltar el hecho de que los diferentes años considerados han sido elegidos en el Instituto Max Plank de Alemania y son los únicos años que están disponibles en la página web de IPCC.

Tomando la precipitación de 1980 como referencia, se puede apreciar que en la región central Andina, los cambios en las lluvias anuales del 2020 y 2050 son del orden de los -5% a -10%. Si tomamos en cuenta que 1980 fue en general un año seco en nuestro país, las disminuciones de precipitación respecto al periodo 1981-2007 son mas negativas que las mencionadas. El presente análisis corresponde a la primera parte del procedimiento mencionado por OSINERGMIN (*... usar modelos climáticos globales*).

Por razones de tiempo para el documento F5 no se ha realizado la segunda parte correspondiente al "downscaling", sin embargo a este respecto, existe una publicación realizada por CONAM titulada "**Evaluación Local Integrada del Cambio Climático para la cuenca del Río Mantaro. Serie Cambio Climático. Volumen III**", en la cual se presenta un estudio de los posibles impactos del cambio climático en la cuenca del río Mantaro. La metodología empleada incluye los procedimientos indicados por OSINERGMIN, es decir uso de un Modelo Global y downscaling.

En el Capítulo VII sobre vulnerabilidad futura en la cuenca del río Mantaro, se concluye que **"... Los escenarios climáticos futuros indican para el año 2050 un aumento de 1.3°C y 1 gr/kg en temperatura y humedad específica, respectivamente; y una disminución de 6% en humedad relativa durante los meses de diciembre a febrero. Asimismo las precipitaciones disminuirían en 10%, 19% y 14% en las zonas norte, centro y sur de la cuenca, respectivamente."**

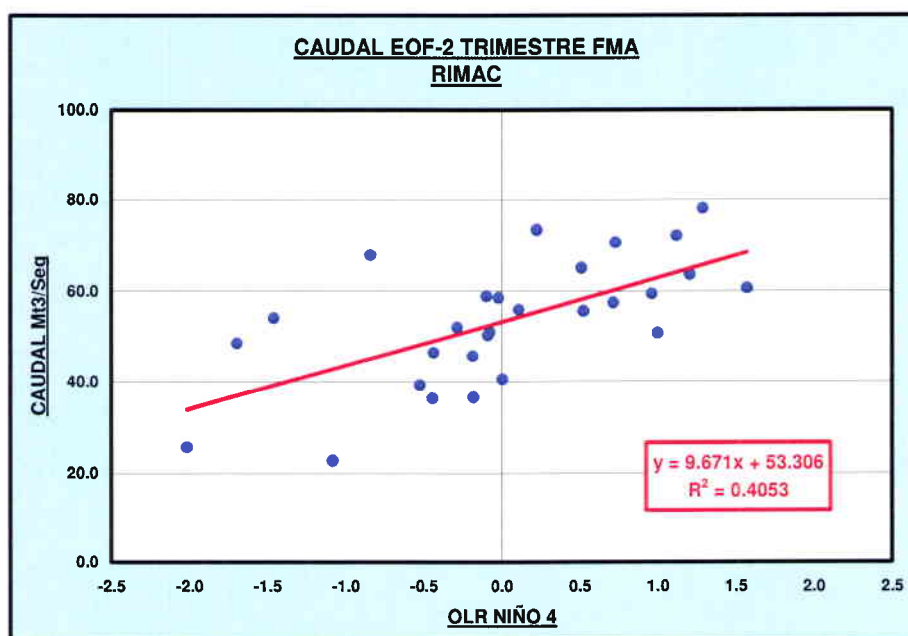
En conclusión, en F5 se han presentado resultados de la metodología científica de la Hidrología Estadística de series de Tiempo de caudales que demuestran que a partir de 1992 un salto climático estadísticamente significativo se ha presentado en las principales cuencas de generación de energía del Perú. Así mismo, los resultados obtenidos utilizando técnicas científicas de modelamiento atmosférico publicadas por CONAM, sugieren que la tendencia continuará hacia el futuro con disminuciones de precipitación entre 10 y 19%.

Es cierto que nuestro estudio ha encontrado que *"...El mismo informe F5 establece y resalta que el salto climático que ocurre alrededor de 1992 no es significativo en todas las cuencas del país"*, sin embargo opinamos que existiendo saltos significativos en las principales cuencas de generación hidroeléctrica y teniendo en cuenta las perspectivas de reducción del recurso en los próximos años, sus impactos ya deberían ser consideradas en los aspectos económicos de la operación de, por lo menos; esas cuencas de generación hidroeléctrica.

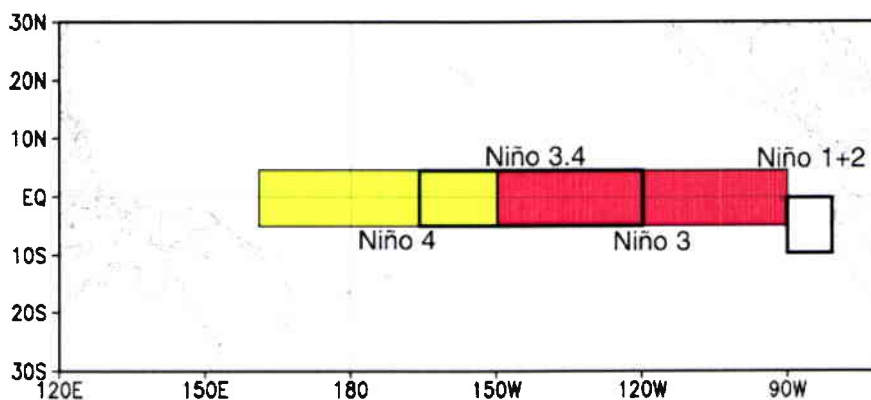
Downscaling Estadístico en la Cuenca del Rímac.

Sobre el mismo tema de "downscaling" en Perú, a continuación presentamos evidencias de que las descargas en la cuenca del Rímac están relacionadas con las variaciones en la Temperatura Superficial del Mar TSM del Pacífico en la región Niño 4. La Figura que a continuación se presenta es evidencia de esta relación, donde la variable del eje de abscisas es denominada Outgoing Longwave Radiation (Radiación de Onda Larga Emergente) en Niño 4, la cual depende fundamentalmente de la TSM en dicha zona. La correlación mostrada es suficientemente alta como para que Niño 4 explique una parte importante de la varianza del caudal en el Rímac.

La relación indicada en el párrafo anterior permite pronosticar el caudal del Rímac, en base al conocimiento futuro de OLR en la región Niño 4 la cual se obtiene en base a la TSM en la misma región. Tal metodología se está aplicando operativamente con buenos resultados para diferentes cuencas del país desde el 2004.



Las regiones Niño del Océano Pacífico Tropical incluyendo a Niño 4 se presentan en la figura siguiente.



En el gráfico 9.31 A se muestra la posible futura evolución de la TSM en Niño 4 de acuerdo con el Instituto Max Planck de Alemania, así como la media móvil de

6 años obtenida del IPCC de la Organización de Naciones Unidas en un escenario de desarrollo humano determinado de características "A". De acuerdo al procedimiento indicado en el párrafo anterior, se calcula la correspondiente descarga hídrica en el río Rímac para los meses de verano (enero, febrero y marzo), la cual se muestra en el gráfico 9.31 B en base a las posibles futuras TSM en Niño 4. Es claro que el futuro podría ser de constante disminución en las próximas pocas décadas por lo menos.

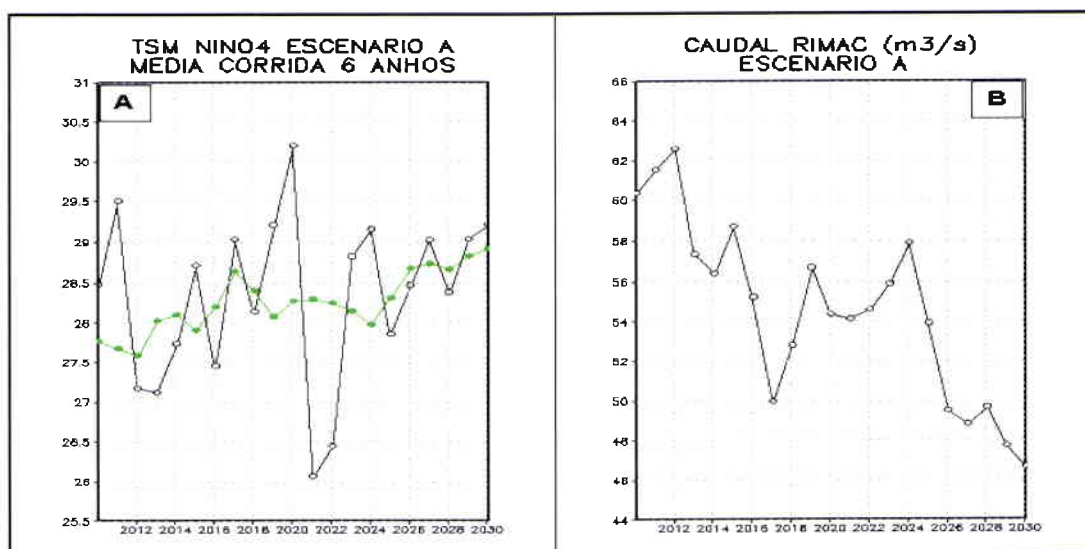


Gráfico 9.31: Escenario A futura TSM en Niño 4 y descarga Rímac

Un procedimiento similar se realiza con otro escenario de desarrollo humano denominado "B" del modelo del mismo IPCC. La diferencia entre ambos se entiende por niveles conservadores y agresivos de desarrollo humano y lo que ello implica en el forzamiento climático. Los resultados se muestran en los gráficos 9.32A y 9.32B.

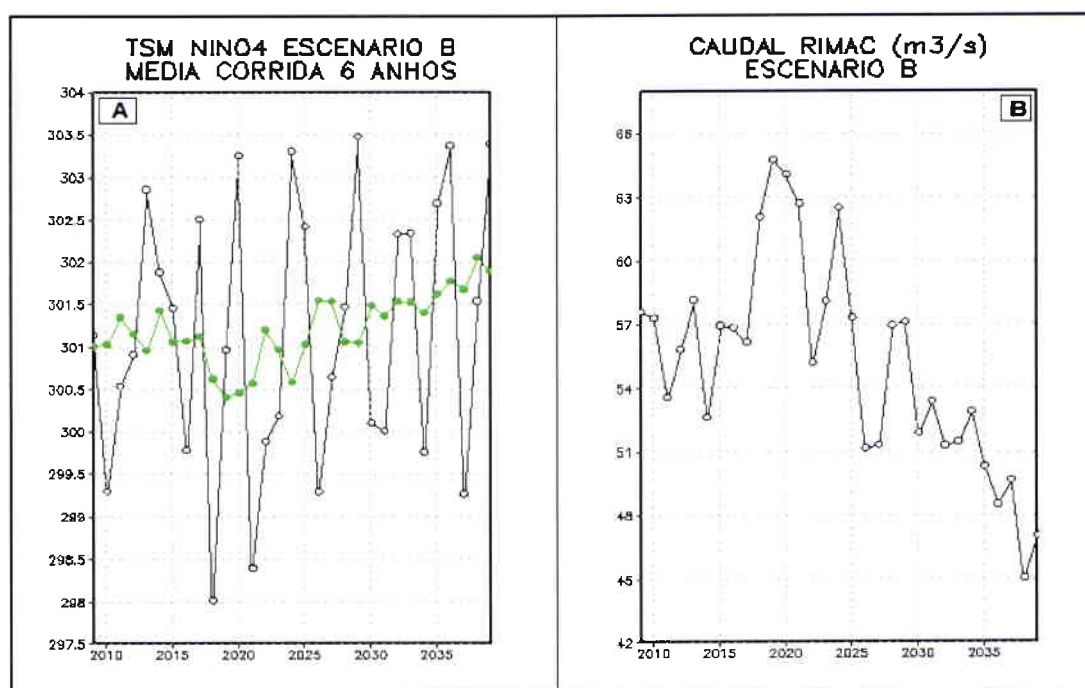


Gráfico 9.32: Escenario B futura TSM en Niño 4 y descarga Rímac

Puede apreciarse que en el escenario B la futura descarga del río Rímac podría experimentar un pico hacia el 2020 para después disminuir rápidamente.

Básicamente los gráficos 9.32 muestran aumentos de TSM en la región Niño 4 y coherentemente disminuciones importantes de caudales en el Rímac.

En resumen se presentan evidencias con diferentes metodologías, incluyendo las sugeridas por OSINERGMIN, que indican que, por lo menos; algunas cuencas del país sufrirán cambios negativos de precipitación y/o descargas en los próximos años.

4) Sobre (a) Las variaciones d la PDO que aproximadamente el año 1976 cambio del estado frío al estado caliente.

(1) "Sobre el punto (a) evidentemente existe cierta asociación entre la PDO y los caudales de estiaje en el río Santa. Esta información es valiosa en el caso del Río Santa y tal vez en otros ríos donde el fenómeno y efecto sea cierto, tanto física como estadísticamente. Sin embargo, otros ríos de la Costa (por ejemplo Rímac y Jequetepeque) aun cuando tienen un efecto importante de procesos como ENSO, no presentan cambios ni reducciones mas allá de los periodos normales secos (sequías) y húmedos que ocurren en muchos ríos del mundo.

Respuesta:

Estamos en completo acuerdo.

5) "Para tomar otro caso, las variaciones del Río Mantaro parecen ser algo mas complejas. La literatura indica ciertos efectos en la precipitación sobre la cuenca del Mantaro, tanto TSM en el Pacífico (ejemplo Niño 4), así como del Atlántico. Se sabe mucho mas sobre las variaciones del fenómeno ENSO que sobre la ocurrencia de las TSM de largo plazo (ejemplo PDO en el Pacífico y NAO67 en el Atlántico) La cuantificación de la contribución de cada fenómeno en las fluctuaciones de los caudales del Río Mantaro no es clara y no se ha estudiado. Por lo expuesto, por el hecho que en algunos ríos aparezcan saltos negativos (por ejemplo Santa en el estiaje alrededor del año 1976), no es aceptable generalizar o extrapolar que a partir de tal año o a partir de 1992 se de otro estado de los caudales en todos los ríos del país."

Respuesta

No hemos generalizado que en todos los ríos del país a partir de 1992 se de otro estado, a partir de lo que ocurre en algunas cuencas. Cada cuenca es probada independientemente y obviamente teniendo en cuenta los recursos glaciares y de precipitación, las cuencas tendrán impactos diferentes. Es más, repetiremos a continuación una de nuestras conclusiones en el documento F5, a este respecto.

"Si bien es cierto no todas las cuencas muestran cambios significativos en sus caudales. En las principales, sus estadísticos se encuentran muy próximos a estarlo. Es evidente la creciente y continua distorsión en los caudales que exhiben las principales cuencas en los últimos años. Y si a esto agregamos que, las causas del cambio climático no están siendo remediadas y no se prevé cambios de actitud en el corto plazo, el

escenario más probable es que las tendencias actuales continúen y se acentúen”.

El dilema que se enfrenta es que algunas cuencas ya están sufriendo los impactos del cambio climático mientras que otras todavía no. ¿Qué estrategia seguir para que los impactos del cambio climático sean económicamente tomados en cuenta? Definitivamente alguna que no considere que los 43 años desde 1965 hasta la actualidad son representativos de lo que en términos medios debemos esperar en la Hidrología del sistema.

Respecto a la contribución de la PDO en las fluctuaciones del río Rímac (no del Mantaro), se han hecho investigaciones en Infoclima cuyos resultados se incluyeron como Anexo en F5. El artículo se titula **“ON CLIMATE CHANGE IN PERU”** de Ángel Cornejo Garrido y se está presentando para publicación. Por su extensión no es posible comentar todo el artículo en este documento, sin embargo posteriormente en la respuesta a otro cuestionamiento de OSINERGMIN se discute en este informe.

Básicamente la investigación consiste en identificar el mecanismo físico que permite a la PDO afectar el régimen de precipitación en las cuencas Andinas de tal manera que sí es cierto que se están realizando continuas investigaciones científicas para develar los diferentes aspectos de la climatología en esta región.

- 6) **“Sobre el punto (b), la Fig. 3.2 del Informe F5 muestra que en la Sierra Central del Perú, existen diferencias dentro del rango -5% y +5%. Estos datos también muestran algunos valores negativos en la región del Santa y en el sur del Perú. Como los resultados de la Fig. 3.3 sugieren que no hay cambios significativos de la precipitación en dichos periodos, entonces en el Folio 674 se menciona que “...sin embargo las series de tiempo en cada cuenca presentadas en la Fig. 3.5 a 3.12 confirman los cambios en la última década o más ...”**

Respuesta:

Por conveniencia presentamos a continuación las Figuras mencionadas en el Cuestionamiento.

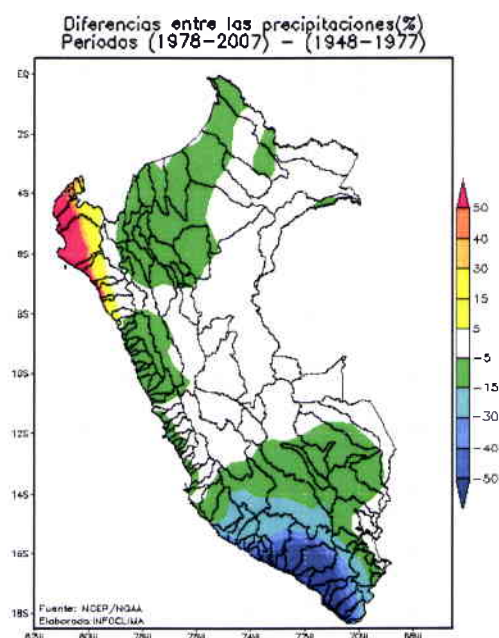


FIG. 3.3 Diferencia de Precipitación (1978-2007)-(1948-1977) Proyecto 50YR

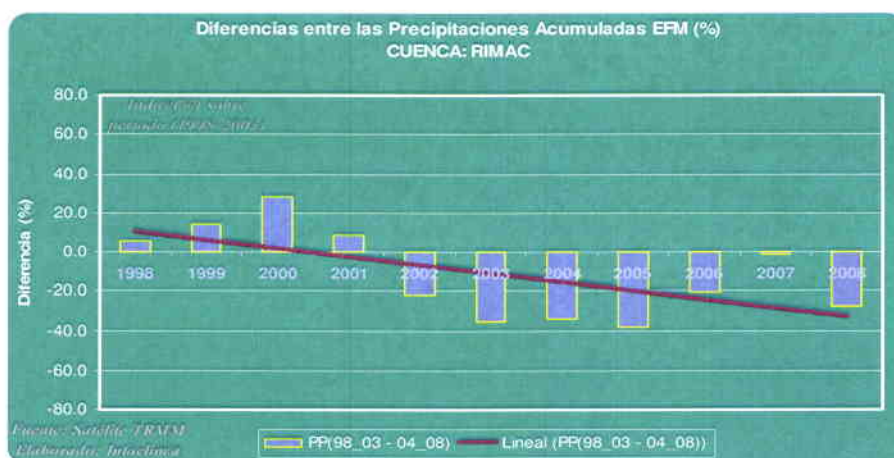


Fig. 3.5 Cambios Temporales de Precipitación. Cuenca Rímac. TRMM

El cuestionamiento de OSINERGMIN básicamente se refiere a lo expresado en el informe F5 en el siguiente párrafo:

“En la sierra central de Perú las diferencias de precipitación corresponden al rango -5% a +5% (color blanco) sugiriendo que no habría ningún cambio mayor (Fig. 3.3). Sin embargo las series de tiempo en cada cuenca presentadas en las figuras 3.5 a 3.12 confirman los cambios en la última década ó más. Ellos inclusive son substanciales más al sur en Vilcanota y Chili.”

En nuestra opinión no existe contradicción en lo expresado en el párrafo. Es cierto en lo que se refiere a que las conclusiones provienen de estimaciones con dos metodologías distintas (50YR y TRMM) y con dos periodos diferentes, sin embargo el objetivo del párrafo es el de establecer las limitaciones de la Base de Datos “50YR”. La Fig. 3.3 compara las precipitaciones en Perú durante dos periodos: 1978-2007 y 1948-1977 y no encuentra cambios importantes en algunas regiones del país. Sin embargo con otra tecnología TRMM se puede identificar que durante la parte final del segundo periodo (2002-2008) existieron disminuciones substanciales en la precipitación, las cuales no pueden ser detectadas por “50YR”. Obviamente lo que indican las Figuras 3.4 así como las Figs. 3.5 a 3.11 es lo mismo en cuanto a disminución de precipitación en un mismo periodo de tiempo. En resumen cada comparación tiene su razón de ser, primero establecer las limitaciones de la Base de Datos “50YR”, las que pueden ser subsanadas posteriormente con otra Base de Datos más exacta pero más corta.

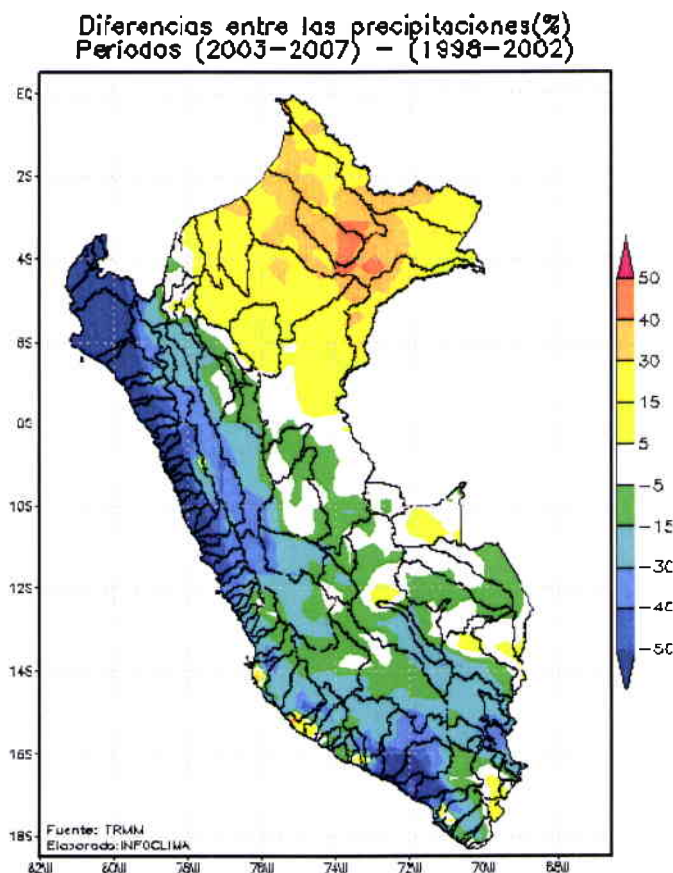


FIG. 3.4 Diferencia de Precipitación (1998-2002)-(2003-2007) Satélite TRMM

7) Respecto a "Las variaciones temporales y espaciales de las precipitaciones tomadas del proyecto 50-yr entre los periodos 1948-1977 y 1978-2007 (ambos de 30 años)

" .. La Fig. 3.5 (Rímac, TRMM) no se compara bien (o no es consistente) con la Fig.3.12 (Rímac 50-yr). En efecto la Fig. 3.12 muestra 2 años consecutivos (aproximadamente a las finales de la década del 60 del siglo anterior) donde las diferencias son del orden de -40% que son las mas grandes ocurridas en el periodo histórico (prácticamente el doble en deficiencia) que aquellas mostradas para los años 2002-2004. Al respecto, el SUBCOMITE deberá revisar los resultados propuestos considerando el análisis de la serie de tiempo basado en el 50-yr sin hacer diferencias entre un periodo y otro donde se muestre las series originales que permita evaluar las magnitudes estimadas.

(5) De forma similar que las observaciones anteriores, la Fig.3.13 (Mantaro EFM 50-Yr) muestra diferencias de precipitación aproximadamente entre el 20-40% en la década del 60, también a mediados de la década del 80 (la mayor) y otras dos ocurridas a comienzos de la década del 90. Desde entonces, solo aparecen diferencias negativas de menos de 20% ocurridas aproximadamente en los años 2002-2004 y después las variaciones son menores. Por tanto, no se puede concluir y generalizar que las precipitaciones hayan disminuido.

(6) La Fig. 3.14 (Tulu mayo, EFM 50-Yr) tampoco concuerda con la Fig. 3.9 (TRMM) para el periodo 1998-2008.

Respuesta:

A continuación mostramos las Figuras a las que se refiere el cuestionamiento. En primer lugar nosotros no esperamos que haya completa concordancia entre las estimaciones del Proyecto 50YR con las del TRMM. Ello se debe a que las estimaciones tienen diferente grado de precisión.

Permítanos usar un ejemplo para tratar de explicar la problemática. Por ejemplo las mediciones de tiempo en carreras de 100 metros en los Juegos Olímpicos. En México en 1968 se utilizaron cronómetros fotográficos con una décima de segundo de resolución. En Munich en 1972 se utilizó las centésimas y recientemente en Beijing 2008 las milésimas. Un registro de 9.9 en México se puede convertir en 9.94 ó 9.85 en Munich y el 9.85 de Munich puede ser 9.846 en Beijing.

A pesar de ser mediciones del mismo objeto y de la misma variable (longitud), ellas no pueden ser comparadas, debido a que no tienen la misma precisión. Ellas no pueden ser comparadas porque el primer medidor tiene una menor capacidad para una mejor estimación, la cual si la tiene el segundo y en mayor medida el tercer medidor. En otras palabras, algunas variaciones de tiempo no pueden ser detectadas por el primer medidor, las cuales si podrían serlo por el segundo o eventualmente el tercero.

El que las series de tiempo no puedan ser comparadas entre si, no significa que la de menor precisión (50YR) no tenga utilidad, ya que con ella se pueden probar hipótesis referente a tendencias y cambios en los valores de la serie de tiempo. Obviamente la serie de tiempo TRMM permite determinar cambios con mejor resolución en el periodo (1998-2007) donde existen estos datos.

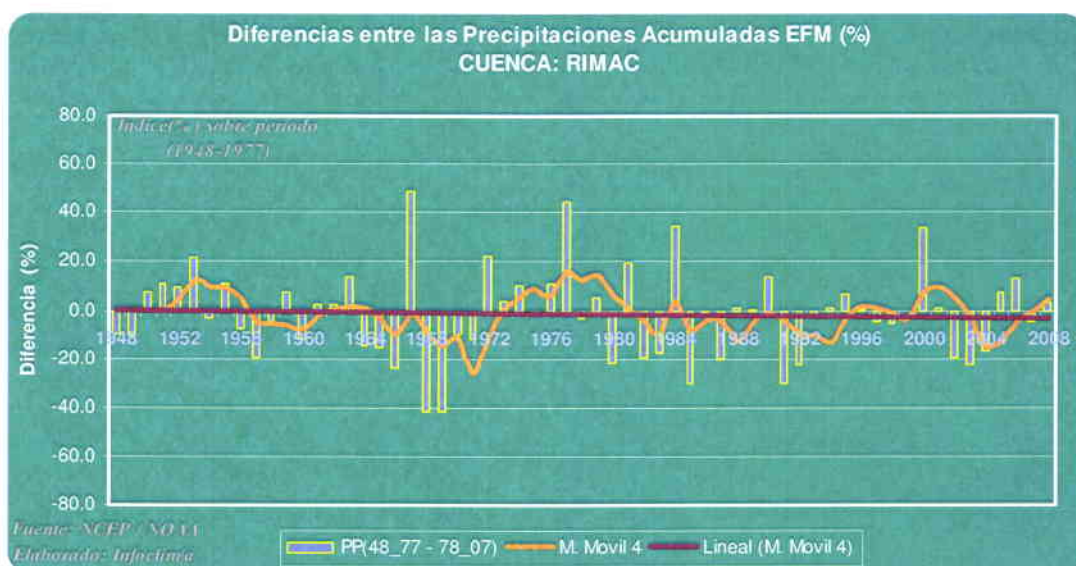


Fig. 3.12 Cambios Temporales de Precipitación. Cuenca Rímac. "50YR"

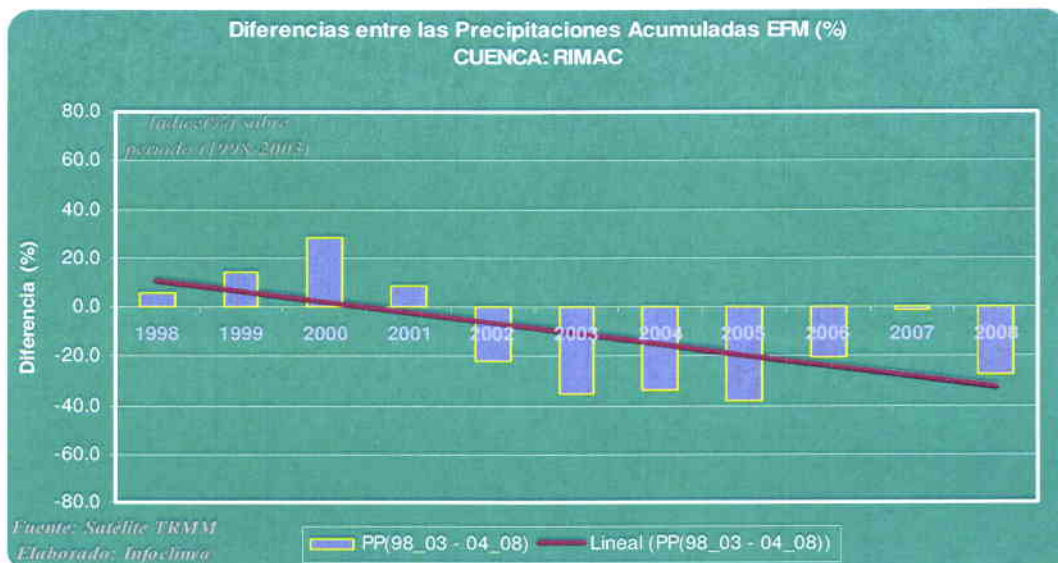


Fig. 3.5 Cambios Temporales de Precipitación. Cuenca Rímac. TRMM

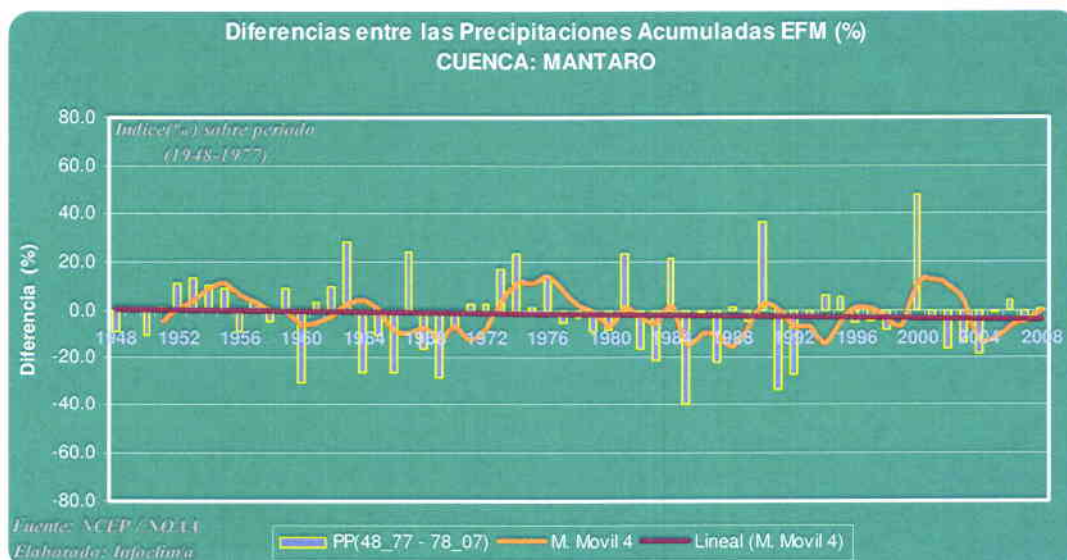


Fig. 3.13 Cambios Temporales de Precipitación. Cuenca Mantaro. "50YR"

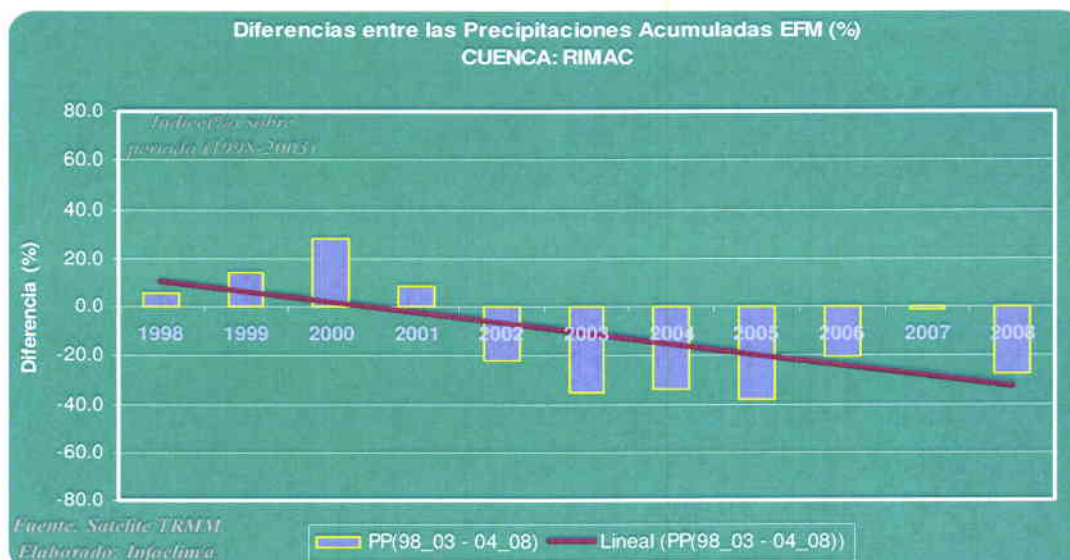


Fig. 3.5 Cambios Temporales de Precipitación. Cuenca Rímac. TRMM

Otro aspecto del Cuestionamiento consiste en que OSINERGMIN establece que no hay evidencias de disminución de precipitación mediante una comparación de la intensidad de algunos eventos lluviosos con otros secos. Para el caso del Mantaro (Fig. 3.13) y de las otras cuencas, la mejor manera de analizar esa posibilidad es a través de índices cuantitativos.

Bajo la hipótesis de que 1976 fue un año de cambio de régimen de lluvias, vamos a definir un índice, que denominaremos DEF-ANT76 como el número de años antes de 1976 con déficit de precipitación menores de -8%. Escogemos este valor (<-8%), debido a que cuando ello ocurre ya se tienen algunos impactos negativos en las operaciones de las hidroeléctricas.

Por otro lado definiremos otro índice que denominaremos DEF-DES76, como el correspondiente número de años deficitarios a partir de 1976. Similares índices denominados EXE-ANT76 y EXE-DES76 correspondientes a años con excesos de precipitación (>8%) antes o después de 1976, son también definidos.

Adicionalmente otro índice cuantitativo de cambios de precipitación en las cuencas de las Figuras 3.13 a 3.16, es el correspondiente a la pendiente de las líneas de tendencia, la cual es indicada en color granate en las Figuras. La pendiente de esa línea se indica en la Tabla 1, en la última columna.

TABLA 1: INDICES DE DEFICITS Y EXCESOS DE PRECIPITACION

	DEF-ANT76 (29 años)	DEF-DES76 (31 años)	EXE-ANT76 (29 años)	EXE-DES76 (31 años)	TENDENCIA %/100 años
MANTARO	7	9	11	4	-6.2
TULUMAYO	8	10	10	5	-5.6
VILCANOTA	11	18	9	5	-31.3
CHILI	13	30	9	1	-151

TABLA 1A: INDICES CORREGIDOS DE DEFICITS Y EXCESOS DE PRECIPITACION

	DEF-ANT76 Corregido a 31 años	DEF-DES76 (31 años)	EXE-ANT76 Corregido a 31 años	EXE-DES76 (31 años)	TENDENCIA %/100 años
MANTARO	7	9	12	4	-6.2
TULUMAYO	9	10	11	5	-5.6
VILCANOTA	12	18	10	5	-31.3
CHILI	14	30	10	1	-151

Todas las tendencias de las cuencas analizadas son negativas por lo que indican cuantitativamente que las precipitaciones están disminuyendo con diferentes tasas. Relativamente menores para Mantaro y Tulumayo y mucho más importantes para Vilcanota y Chili. El argumento de OSINERGMIN consiste en la apreciación de que en la década del 60 se presentaron deficiencias del orden de -40% y que ellas fueron más negativas que durante otros episodios menos deficitarios más recientes y por consiguiente concluyen que la precipitación no ha estado disminuyendo. Nuestro análisis consiste en tomar en cuenta **todos** los episodios tanto deficitarios

como con excesos de precipitación considerando eventos relativamente intensos (que superen el límite de $\pm 8\%$) y no solamente algunos.

Los índices definidos en párrafos anteriores, deficitarios o con excesos, pueden apreciarse en las otras columnas de la Tabla 1. En Tabla 1A se muestran los índices corregidos para una misma duración de periodo (31 años para antes y después de 1976).

Para Mantaro y Tulumayo, el número de episodios deficitarios anteriores y posteriores a 1976 fueron prácticamente iguales. Sin embargo, el número de eventos con excesos fue substancialmente mayor en el periodo anterior a 1976. Ello es coherente con las tendencias negativas de la precipitación y entonces se puede concluir que la lluvia sí esta disminuyendo asociada a los cambios ocurridos en 1976.

La situación es mucho mas clara para las cuencas del Vilcanota y Chili donde los episodios deficitarios aumentan después de 1976 y a la vez los eventos con excesos disminuyeron después de ese año. Nuevamente, lo antes indicado es coherente con las tendencias negativas de la serie completa.

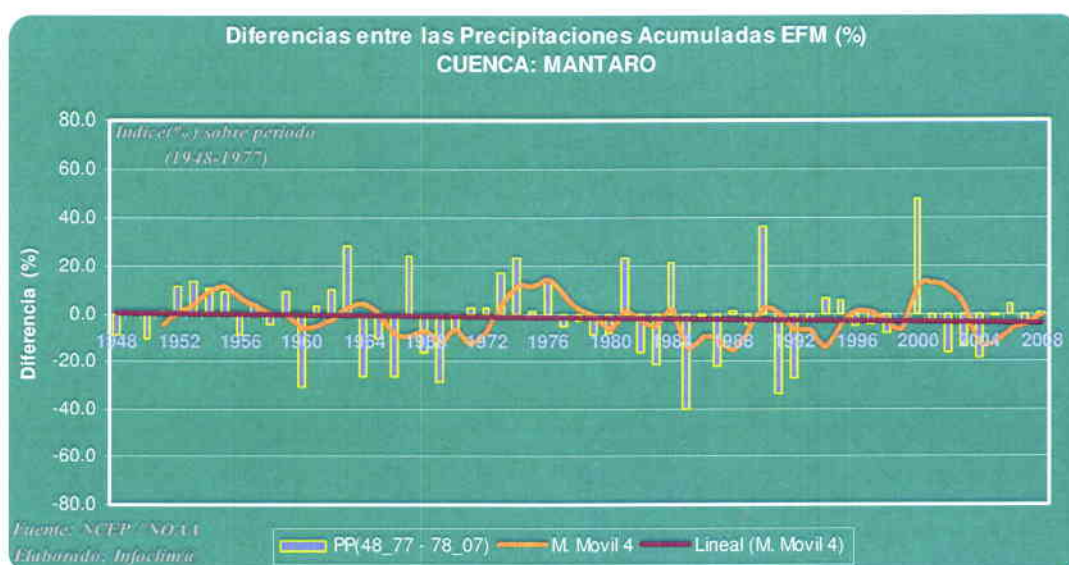


Fig. 3.13 Cambios Temporales de Precipitación. Cuenca Mantaro. "50YR"

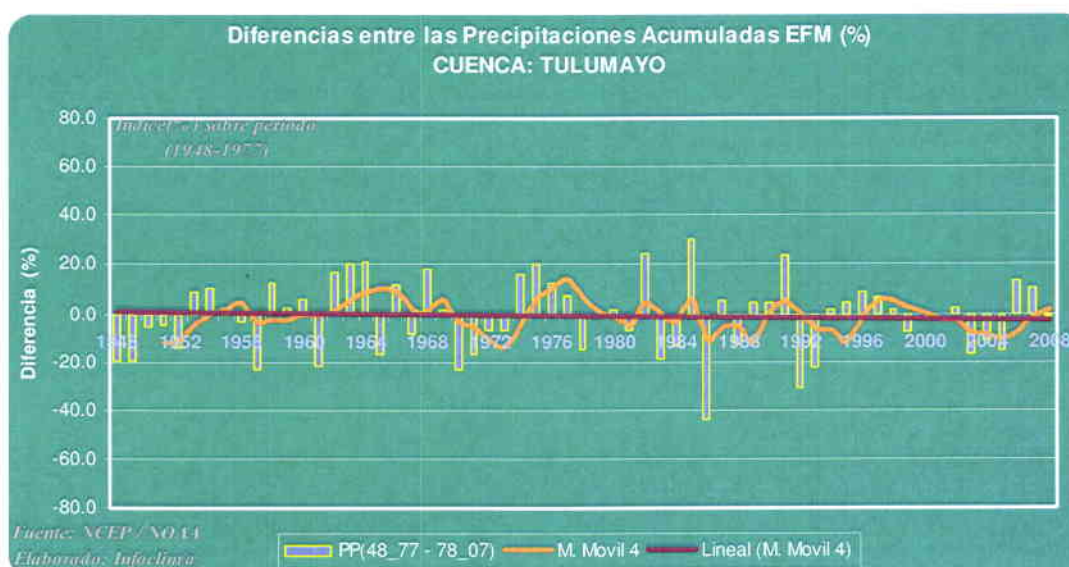


Fig. 3.14 Cambios Temporales de Precipitación. Cuenca Tulumayo. "50YR"

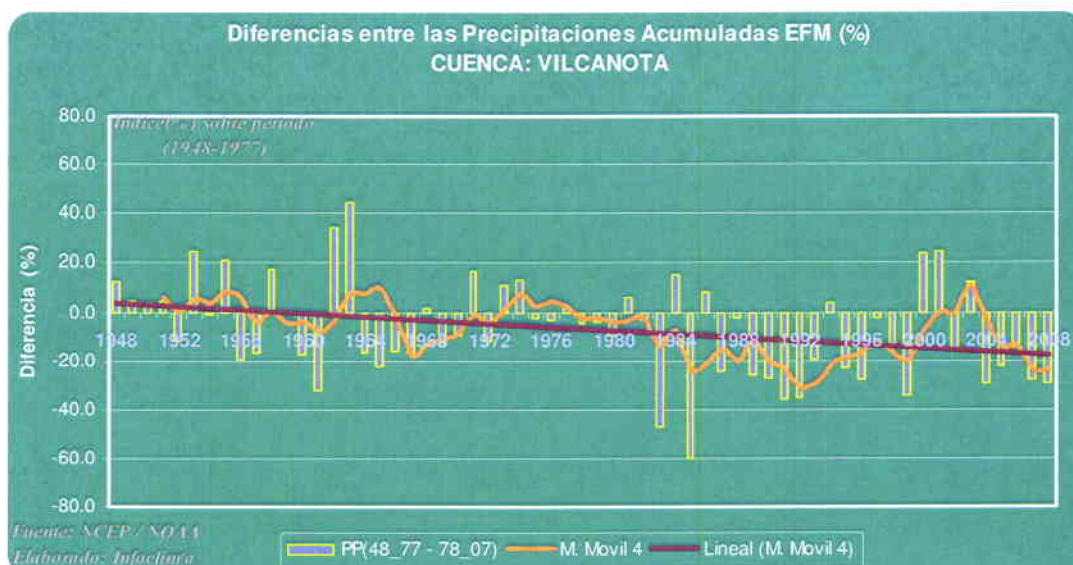


Fig. 3.15 Cambios Temporales de Precipitación. Cuenca Vilcanota. "50YR"

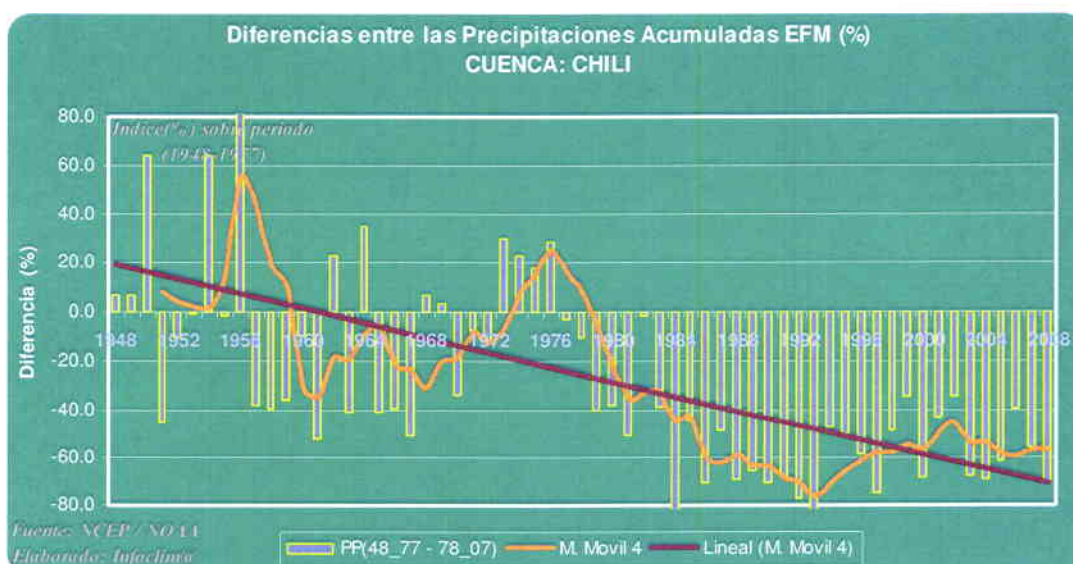


Fig. 3.16 Cambios Temporales de Precipitación. Cuenca Chili. "50YR"

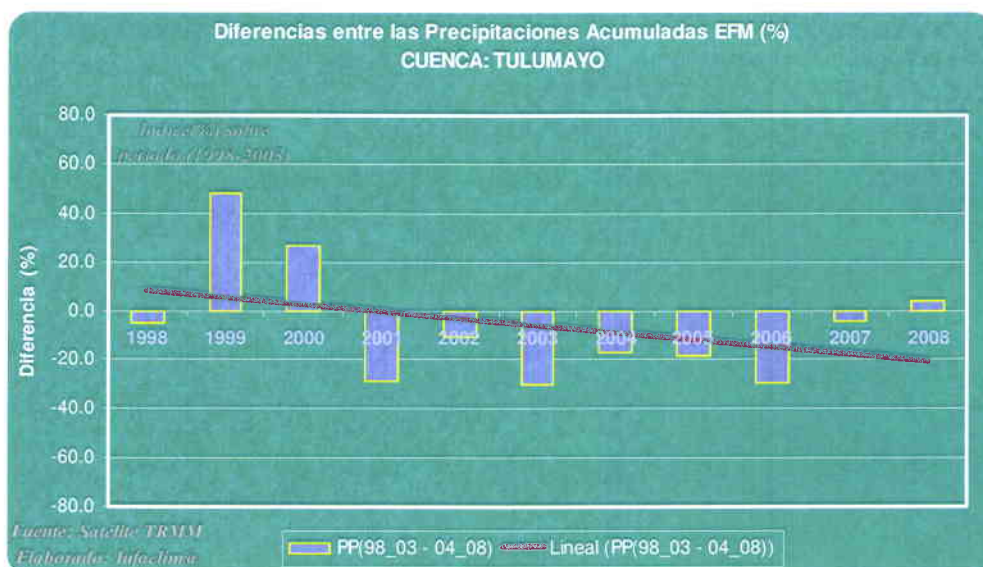


Fig. 3.9 Cambios Temporales de Precipitación. Cuenca Tulumayo. TRMM

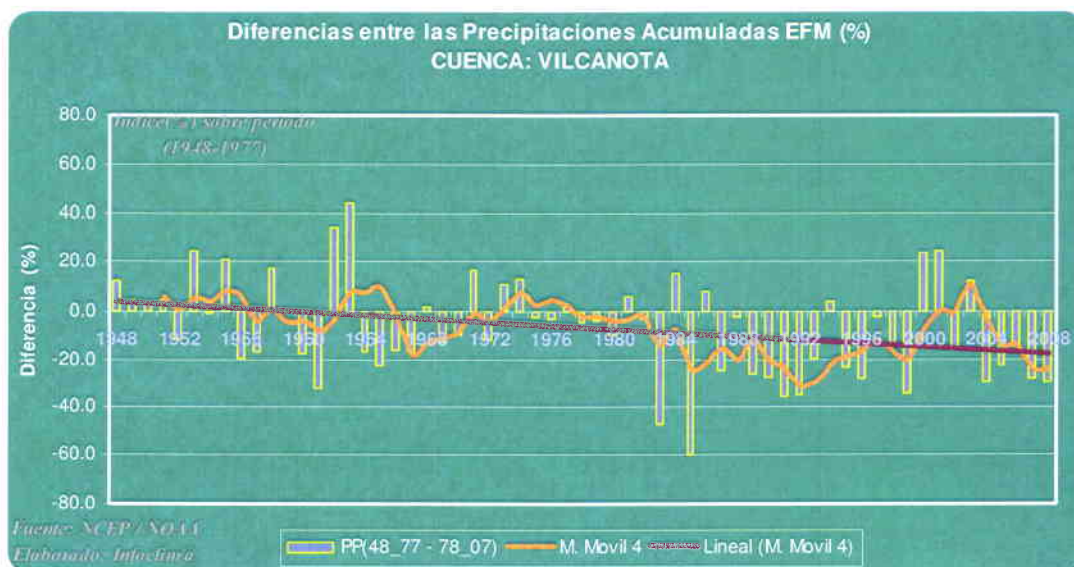


Fig. 3.15 Cambios Temporales de Precipitación. Cuenca Vilcanota. "50YR"

- 8) "(8) El informe F5 muestra las series de tiempo de las precipitaciones en algunas de las 11 cuencas. Por ejemplo, la Fig.3.17 (Santa) para el periodo EFM muestra que en los últimos años se han presentado precipitaciones entre las más grandes de todo el periodo histórico. Aquellas precipitaciones menores (que la media) en los años 2002-2003 no son tan severas como las ocurridas en otros años (tanto antes y después del año 1976). En cambio, la Fig.3.17 para el periodo JJA si muestra que en los últimos 30 años aproximadamente hay un periodo con menos precipitación. Pero la misma Figura muestra que antes de 1976 también ocurrieron precipitaciones bajas comparables. Por tanto, no es concluyente generalizar una tendencia de menores precipitaciones al final de la serie."

Respuesta

La figura 3.17 se muestra a continuación para mayor facilidad en la discusión.

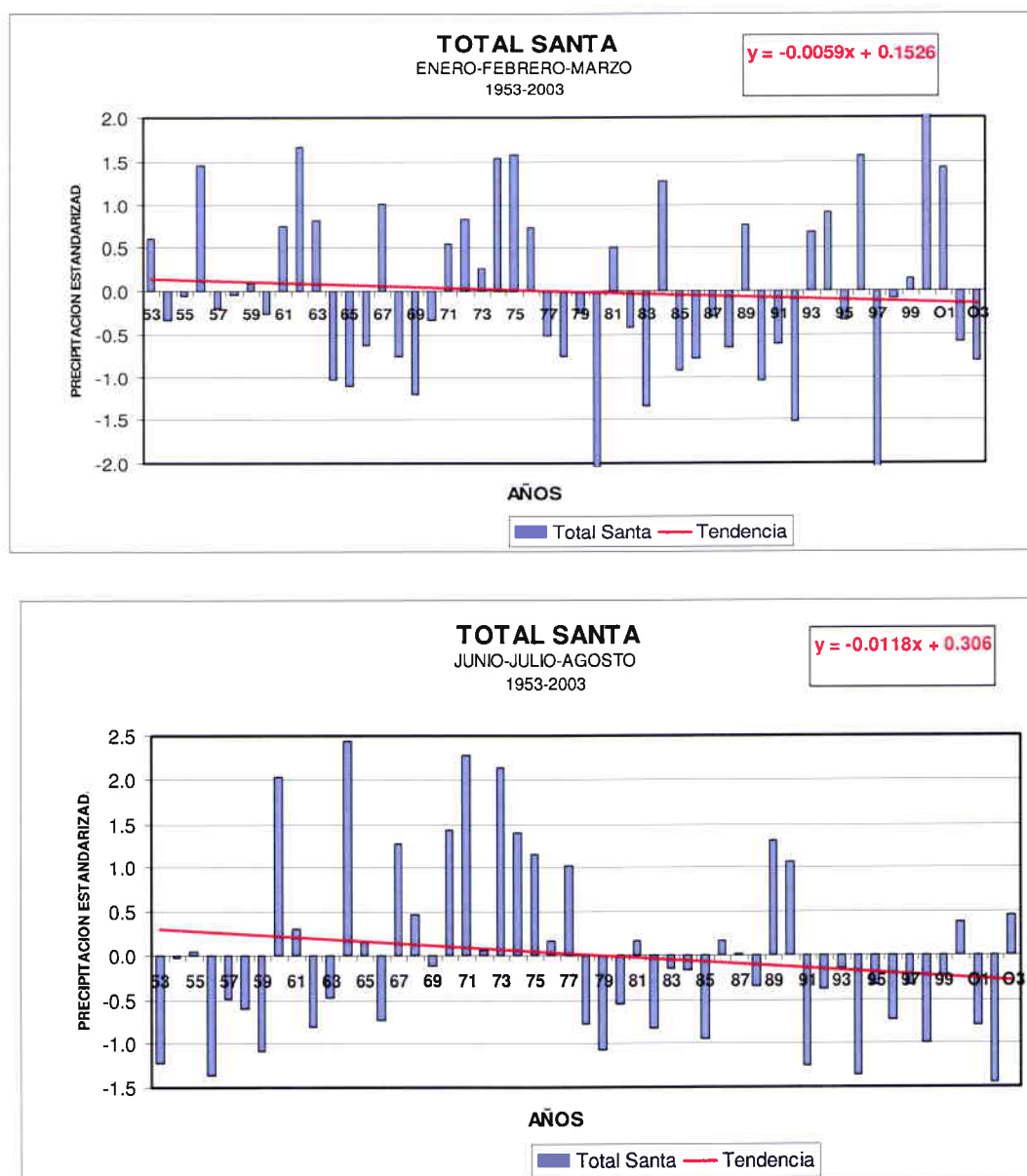


Fig. 3.17 Cambios Temporales de Precipitación. Cuenca Santa.

El cuestionamiento esencialmente consiste en que durante los años 2000 y 2001 en EFM, existieron precipitaciones importantes comparativamente a las más débilmente deficitarias del 2002-2003 y se concluye que esas son razones suficientes para afirmar que la lluvia no ha disminuido. Asimismo se afirma que durante JJA existieron menores precipitaciones antes de 1976, por lo que tampoco se puede afirmar que las lluvias han disminuido.

En nuestra opinión, el cambio climático en Perú se está manifestando con la **frecuencia** con la que se están presentando años deficitarios y/o con excesos en lluvias. Si los cuestionamientos de OSINERGMIN consisten en comparar algunos periodos con excesos y déficits de precipitación, creemos que para ser más objetivos debemos analizar la presencia de **todos** los episodios con anomalías en

los dos sentidos, es decir las positivas y las negativas. Para ello nuevamente usaremos los índices de déficit y excesos de precipitación que se utilizaron en Tabla 1 para otras cuencas.

Adicionalmente ya existe un índice cuantitativo de cambios de precipitación que muestra si ella está aumentando o disminuyendo en el tiempo. Ese índice es la pendiente de las líneas de tendencia, la cual es presentada en color rojo en la figura 3.17 del presente documento de respuesta. Puede apreciarse que en ambos casos, EFM y JJA, las tendencias son negativas, es decir que la precipitación está disminuyendo con el tiempo.

Para presentar evidencias de que el cambio ocurrido en 1976 podría estar asociado a las tendencias negativas, Tabla 2 presenta los índices de déficit y excesos de precipitación para el Santa en los periodos EFM y JJA.

TABLA 2: INDICES DE DEFICITS Y EXESOS DE PRECIPITACION

PERIODO TOTAL 1953-2003	DEF-ANT76 1953-1976	DEF-DES76 1977-2003	EXE-ANT76 1953-1976	EXE-DES76 1977-2003	TENDENCIA Prec. estándar/100 años
SANTA-OBS-EFM	7	15	11	8	-0.59
SANTA-OBS-JJA	8	15	9	5	-1.18

Tal como las líneas de tendencia lo indican en las Figuras 3.17, los valores numéricos en la última columna de la Tabla 2 son negativos indicando cuantitativamente que las precipitaciones están disminuyendo paulatinamente. Es cierto que existen subidas y bajadas en las lluvias antes y después de 1976, pero el efecto neto es la disminución de las lluvias conforme avanzan los años.

En la tabla 2, el número de años antes y después de 1976 es de 24 y 27, respectivamente, por lo que para que los índices, indiquen mejor la frecuencia de casos con defecto o exceso, hay que hacer una corrección para producir índices para un número igual de 27 años; resultados que se presentan en la Tabla 3.

TABLA 3: INDICES CORREGIDOS POR DIFERENCIA DE NÚMERO DE AÑOS DE DEFICITS Y EXESOS DE PRECIPITACION

PERIODO TOTAL 1953-2003	DEF-ANT76 Corregido a 27 años	DEF-DES76 1977-2003 (27 años)	EXE-ANT76 Corregido a 27 años	EXE-DES76 1977-2003 (27 años)	TENDENCIA Prec. estándar/100 años
SANTA-OBS-EFM	8	15	12	8	-0.59
SANTA-OBS-JJA	9	15	10	5	-1.18

En la Tabla 3, se aprecia que tanto en EFM como en JJA, las tendencias negativas están asociadas con un mayor número de casos deficitarios después de 1976 y al mismo tiempo menor número de casos con excedencia después de ese año.

En otras palabras los índices indican que la tendencia negativa en ambos periodos está asociada a un cambio de régimen de precipitación en el Santa a partir de 1976 con un mayor número de casos con déficits y un menor número de eventos con excesos, después de esa fecha. Eso demostraría la importancia del cambio de régimen de lluvias a partir de ese año.

9) Con relación a la Fig. 3.12 (Pág. 14, EFM 50 Yr) se sostiene que "... la característica más notable corresponde a la disminución de la precipitación a partir del año 1976..." Al respecto, se debe observar que si bien es probable que exista alguna relación con la TSM del Pacífico, no obstante la conexión no es clara en la figura referida como para que el SUBCOMITE concluya que: "la precipitación en el Rímac ha disminuido". Es decir, no se puede concluir que de 1977 (en adelante) la precipitación haya disminuido sobre la base que la PDO cambió de estado en 1976. Además, la Fig. 3.12 muestra algunos eventos que si son remarcables y que ocurrieron antes del 76 (en el estado frío de la PDO), tales como aquellas diferencias mayores en todo el periodo histórico ocurridas en la década del 60. DE otro lado, el SUBCOMITE afirma que "... En otras palabras, el régimen de lluvias en la Sierra del Perú tiene variaciones cíclicas en escalas de tiempo de décadas", al respecto, supuestamente el argumento es que la precipitación cambió de régimen a partir del año 1977, por lo que de ser así, entonces esto confirmaría que lo mas lógico es que se utilicen datos por lo menos desde el año 1977 y no como se plantea desde el año 1992.

Respuesta:

Para fines de mejor análisis mostramos la figura aludida.

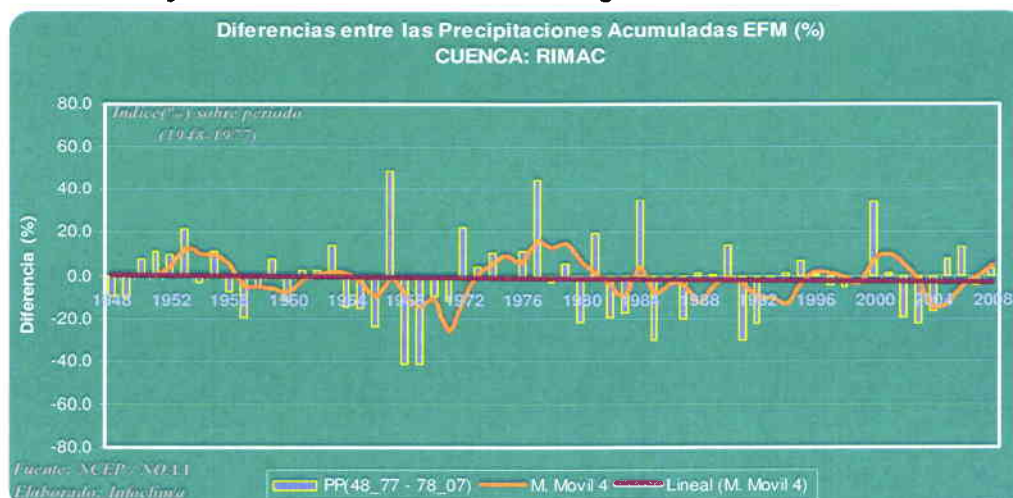


Fig. 3.12 Cambios Temporales de Precipitación. Cuenca Rímac. "50YR"

Contrariamente a lo que opina OSINERGMIN, consideramos que tenemos evidencias de que la precipitación en el Rímac ha disminuido sobre la base de que la PDO cambió de estado en 1976, tal como vamos a demostrarlo a continuación. No solo es cuestión de coincidencia de los cambios, sino de que existen mecanismos físicos de carácter científico que soportan la hipótesis de una relación de tipo causa-efecto entre la PDO y el régimen hídrico en la sierra.

Partimos de que existe una relación estadística suficientemente sólida entre la TSM del Pacífico y el régimen hídrico del Rímac, tal como se indica en el artículo científico "ON CLIMATE CHANGE IN PERU" y que se incluyó en el reporte F5 como anexo.

La relación se basa en que el caudal en la cuenca está asociado con la nubosidad de tormentas denominada Radiación Emergente en Onda Larga en la región Niño 4 (OLR por sus siglas en Inglés). Sobre este punto ya se trató al tocar el tema del Downscaling Estadístico de la Cuenca del Rímac. Para mayor abundancia esa relación se demuestra en la figura 4.6 con OLR en el eje de abscisas y el Caudal en el eje de ordenadas.

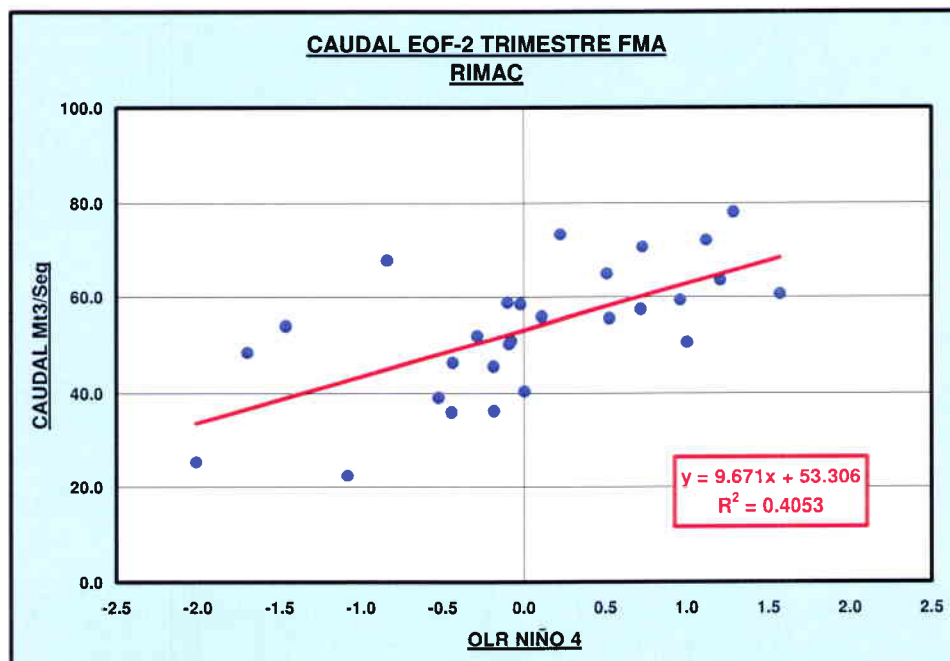


Fig. 4.6 Relación entre OLR Niño 4 versus Descarga en RIMAC durante FMA

La variable del eje de abscisas "OLR Niño 4" de la figura 4.6 depende de la TSM de la misma región y puede apreciarse que tiene una correlación substancial con la variable del eje de ordenadas que es el "CAUDAL del RÍMAC". La importante correlación permite discriminar episodios relativamente húmedos de aquellos secos en base a la variable OLR Niño 4. Por ejemplo, valores relativamente altos de OLR Niño 4 corresponden a periodos húmedos, mientras que valores bajos se relacionan a eventos secos configurándose una relación directa entre OLR Niño 4 y el caudal. En base a la relación inversa existente entre OLR y TSM, resulta que la relación entre el Caudal en el Rímac y la TSM en Niño 4 es inversa, **es decir TSM en Niño 4 relativamente cálidas corresponden a caudales relativamente bajos y viceversa.**

En base a la relación de la figura 4.6, ya se llevan 5 años emitiendo pronósticos operativos del régimen hídrico del Rímac y de otras cuencas con resultados satisfactorios, lo cual demuestra que una parte importante de la varianza de los caudales puede ser explicada por la variabilidad de la TSM del Océano Pacífico y específicamente de la región Niño 4.

En base a la vinculación entre el Caudal y TSM en Niño 4, es posible inferir la evolución del Caudal en el Rímac a partir de la evolución de TSM. Para ello se disponen de registros históricos de la TSM de Niño 4, los cuales se muestran en la figura 4.7. El número de episodios relativamente cálidos en Niño 4 ($TSM > 28.8^{\circ}\text{C}$) es mayor después de 1976. Ello puede apreciarse en la figura, observando que a la derecha del signo "1976" sobre la línea de referencia, pueden notarse que existen

8 eventos con TSM por encima de la Temperatura de referencia. A la izquierda, solo hubo 4 episodios cálidos.

Antes de ese año, eventos cálidos ocurrieron en 1958, 1966, 1969 y 1973. Después de 1976 ellos tuvieron lugar en 1983, 1987, 1991, 1992, 1995, 1998, 2003 y 2005. Claramente **después de 1976**, los eventos cálidos en Niño 4 fueron más frecuentes y en base a su relación inversa con el caudal en el Rímac, podemos inferir que episodios más deficitarios hídricamente fueron más frecuentes después de ese año debido a la mayor frecuencia de calentamientos en Niño 4.

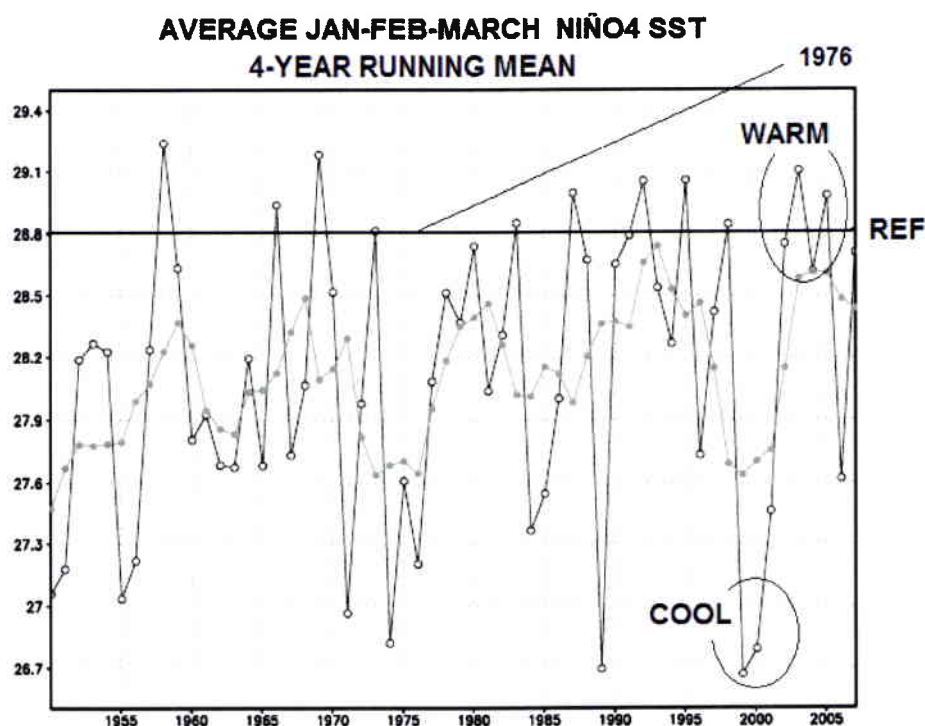


FIG. 4.7 TSM durante EFM en Niño 4
Media corrida 4-años. (28.8° C TSM referencia)

En la figura. 4.7 consideramos 28.8°C como una típica temperatura que indique un valor mínimo para ser considerado como evento cálido. Es decir valores menores de 28.8°C se consideran como relativamente fríos y valores mayores a ese valor se consideren cálidos debido a que claramente se puede apreciar en la figura que ese valor separa los episodios cálidos del resto.

El cambio de signo de la PDO en 1976 se manifiesta directamente en los valores de TSM en Niño 4.

En la figura 4.7A mostramos el histograma de la TSM de Niño 4 durante EFM para dos sub-periodos: 1950-1976 (azul) y 1977-2007 (rojo). Ella nos indica que después de 1976, las TSM en la región Niño 4 más frecuentes fueron las del rango 28.5°C-29.0°C, mientras que antes de ese año, ellas fueron las del rango 27.5°C-28.0°C. Nuevamente, después de 1976, mayor frecuencia de TSM más cálidas se asoció con mayor número de años relativamente secos en el Rímac.

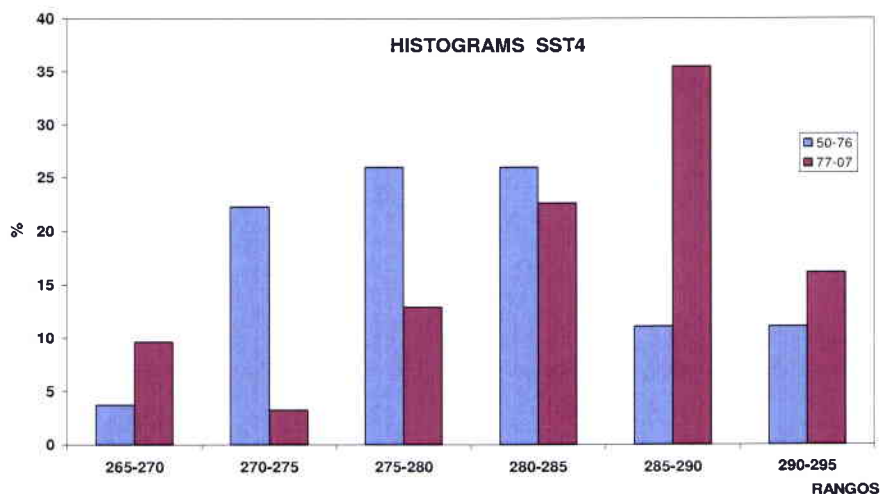


Fig. 4.7A Histograma de TSM en Niño 4
Periodo 1950-1976(azul) 1977-2007(rojo). (TSM en decenas)

Al final del cuestionamiento, OSINERGMIN manifiesta que si el cambio de régimen ocurrió en 1976, entonces lo lógico sería considerar la hidrología desde 1977 y no a partir de 1992.

Para analizar tal afirmación presentamos a continuación la serie de tiempo de los caudales de una cuenca como Mantaro en EFM. Se plantea que en 1976 ocurre una disminución de lluvias, la cual está asociada con una menor nubosidad en la sierra y por ende mayores temperaturas del aire en esa zona. Consecuentemente existiría mayor radiación solar sobre los nevados Andinos y por consiguiente mayor deshielo en esas regiones con el resultado de mayores descargas. Todo ello ocurre en cuencas con importante aporte glacial. Un aumento neto en descargas ocurre en la figura 7k a partir de 1977, sin embargo las fluctuaciones, crecimientos y decrecimientos estarían asociadas a dos factores: años cálidos, sin lluvia pero aumento de deshielos alternados con años fríos, con nubosidad y lluvias. Sin embargo el efecto neto es el crecimiento de las descargas a partir de 1977 hasta aproximadamente 1987 debido probablemente, como se ha manifestado, al aumento de las temperaturas asociadas a menores lluvias y menores nubosidades.

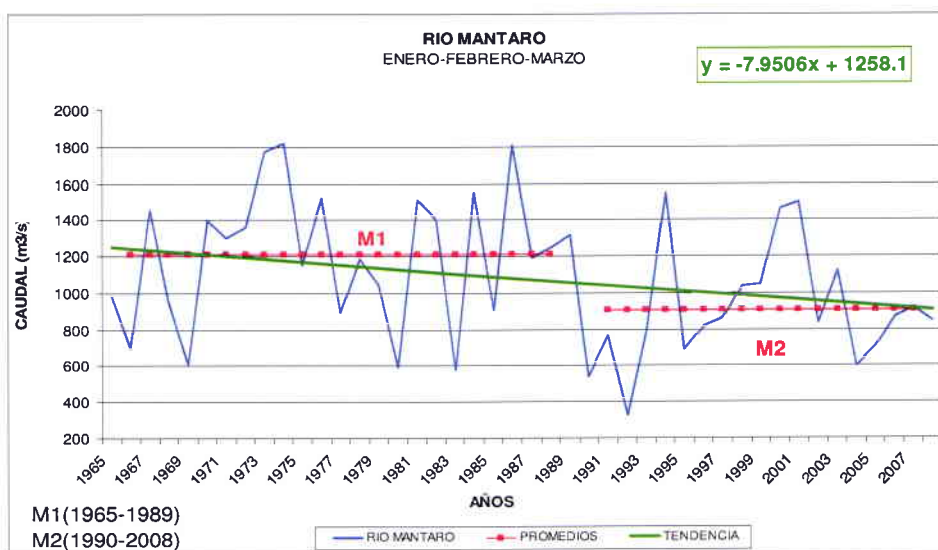


Figura 7k. Río Mantaro – Época Lluvias

Sin embargo el deshielo no es eterno, poco a poco el hielo va desapareciendo hasta que llega aproximadamente 1991 cuando se llega a la mínima contribución glacial. En otras palabras el cambio en precipitación ocurre en 1976 pero el cambio en descargas debido a la contribución de nevados recién empieza en 1992.

10) Observaciones al análisis estadístico para sostener la reducción de las series históricas

En la sección IV del Informe F5, el SUBCOMITÉ describe el análisis estadístico realizado, entre otros, las pruebas de normalidad, de tendencia y de salto brusco en la media y varianza. No obstante, se debe precisar que las conclusiones del informe F5 se basan en los resultados de la prueba T.

Sobre el particular se hacen las siguientes observaciones:

(i) En el folio 751 del Estudio se presenta la Tabla A.1 donde sólo aparece el análisis para el periodo lluvioso de los ríos Santa, Rímac, Tulumayo y Aricota, y para el periodo seco de los ríos Jequetepeque, Santa, Pativilca, Rímac, Tarma, Tulumayo, Paucartambo, Vilcanota, y Aricota. Al respecto, el SUBCOMITÉ no ha sustentado el porqué no se ha incluido el resultado del análisis de las otras cuencas. Por lo tanto, se solicita que se presente la información completa del análisis y resultados obtenidos.

Respuesta:

La tabla B-1 presenta los resultados completos del análisis estadístico. En la Tabla A1 de F5 sólo se mostraba el resumen de las cuencas con estadísticos significativos a 5%.

Tabla B-1 Cuencas y Puntos de Desfase

CUENCAS	EPOCA		AUTOCORRELACION		N	N°		Ttab (5%)		Tcal - Student	
	LLUVIAS	ESTIAJE	LLUVIAS	ESTIAJE		LLUVIAS	ESTIAJE	LLUVIAS	ESTIAJE	LLUVIAS	ESTIAJE
CHANCAY	N.S.(1)	N.S.(1)	0.030	0.250	52	48.97	31.20	2.01	2.04	2.46	0.07
JEQUETEPEQUE	N.S.(1)	S(1)	0.058	0.338	73	65.00	36.12	2.00	2.03	0.70	1.08
SANTA	N.S.(1)	S(1)	0.144	0.503	55	41.15	18.19	2.19	2.10	0.31	5.74
PATIVILCA	N.S.(1)	S(1)	0.000	0.451	44	44.00	16.65	2.02	2.12	2.60	0.53
RIMAC	N.S.(1)	S(1)	0.000	0.365	44	44.00	20.47	2.02	2.09	0.47	1.75
MANTARO	N.S.(1)	N.S.(1)	0.125	0.244	44	34.22	26.74	2.03	2.05	2.83	2.36
TARMA	N.S.(1)	S(1)	0.135	0.587	44	33.53	11.45	2.03	2.20	2.22	3.85
TULUMAYO	S(1)	S(1)	0.349	0.577	44	21.23	11.80	2.08	2.20	0.79	5.42
PAUCARTAMBO	N.S.(1)	S(1)	0.009	0.350	44	43.20	21.19	2.02	2.08	1.11	2.35
VILCANOTA	N.S.(1)	S(1)	0.088	0.508	51	42.75	16.64	2.02	2.12	1.11	0.73
ARICOTA	S(1)	S(1)	0.499	0.655	44	14.71	9.17	2.15	2.62	1.09	5.56

* N.S. : No Significante

S(ro): Significante (Desfase)

N : Numero de Observaciones

N° : Grados de Libertad

11) (ii) Asimismo, en la Tabla A.1, las 4 primeras filas muestran coeficientes de autocorrelación "r1", negativos para el Santa y el Rímac; a continuación, se presentan los valores de los grados de libertad considerando estos valores negativos. Al respecto, se debe observar que existe incongruencia en los resultados, dado que los gráficos en el Anexo 5 no muestran estos valores: el del Santa es positivo y el del Rímac es ligeramente negativo. Con el objeto de analizar y validar los argumentos del SUBCOMITÉ, es necesario que en este caso particular, se corrija esta incongruencia teniendo en cuenta los siguientes puntos:

Respuesta:

Totalmente de acuerdo con la observación y se procedió a realizar las correcciones en los cálculos, los mismos que se muestran en las tablas del item d.

- a. Para los caudales no es físicamente aceptable usar coeficientes de correlación negativos. Lo que podría ocurrir para cuencas pequeñas es que dicho coeficiente son positivos debido al almacenamiento en los acuíferos superficiales y profundos. Por lo tanto, si hay coeficientes negativos en los cálculos estos son por variabilidad debido al tamaño de la muestra.**
- b. Asimismo, en el anexo A.1 se dice que se hicieron las pruebas estadísticas del coeficiente de autocorrelación para ver su significancia. Por ejemplo, para el caso del Mantaro aproximadamente el valor de tal coeficiente para el periodo lluvioso es 0.1 y para el seco es 0.2; sin embargo, estos valores se desprecian (o sea se toman como cero) por estar por debajo del límite de significancia. Dado que físicamente el coeficiente r_1 debe de ser positivo, lo que normalmente se hace en la práctica es tomar el valor r_1 obtenido, aún cuando este por debajo del límite de significancia, efectuándose las correcciones por "subestimación" tal como se indica en la siguiente observación.**
- c. Al aplicar las pruebas estadísticas "T" y "F" no se considera el posible efecto de la autocorrelación. La autocorrelación tiene como consecuencia el disminuir el tamaño de la muestra y esto redundando en el número de grados de libertad. Es decir, el SUBCOMITÉ debe encontrar lo que se llama la longitud equivalente de datos independientes (sin correlación) y utilizar estas longitudes en vez de aquellas que se usaron en el análisis. Esto tiene como consecuencia que los valores de la tabla para la misma probabilidad de significancia sean diferentes (menores), lo que a su vez podría originar un cambio en los resultados de las pruebas. Por lo tanto, para hacer las pruebas como la "T", se deben efectuar previamente las correcciones necesarias.**
- d. En el folio 721 (Anexo 1) con referencia a la Tabla A.1 se sostiene que "En la Tabla A.1, se muestran las cuencas con saltos climáticos con significancia al 5% y con autocorrelación...". Sin embargo, el SUBCOMITÉ no ha efectuado el análisis para diferentes niveles de significancia. Por ejemplo, los resultados de las pruebas T para los niveles de significancia de 2, 5 y 10% resultan en lo siguiente ...:**

En las tablas adjuntas de 2, 5 y 10%, se presentan los nuevos resultados.

2%

CUENCAS	EPOCA		AUTOCORRELACION		N	N*		Ttab (2%)		Tcal - Student	
	LLUVIAS	ESTIAJE	LLUVIAS	ESTIAJE		LLUVIAS	ESTIAJE	LLUVIAS	ESTIAJE	LLUVIAS	ESTIAJE
CHANCAY	N.S.(1)	N.S.(1)	0.030	0.250	52	48.97	31.20	2.41	2.45	2.46	0.07
JEQUETEPEQUE	N.S.(1)	S(1)	0.058	0.338	73	65.00	36.12	2.39	2.43	0.70	1.08
SANTA	N.S.(1)	S(1)	0.144	0.503	55	41.15	18.19	2.42	2.55	0.31	5.74
PATIVILCA	N.S.(1)	S(1)	0.000	0.451	44	44.00	16.65	2.41	2.57	2.60	0.53
RIMAC	N.S.(1)	S(1)	0.000	0.365	44	44.00	20.47	2.41	2.53	0.47	1.75
MANTARO	N.S.(1)	N.S.(1)	0.125	0.244	44	34.22	26.74	2.44	2.47	2.83	2.36
TARMA	N.S.(1)	S(1)	0.135	0.587	44	33.53	11.45	2.44	2.72	2.22	3.85
TULUMAYO	S(1)	S(1)	0.349	0.577	44	21.23	11.80	2.52	2.68	0.79	5.42
PAUCARTAMBO	N.S.(1)	S(1)	0.009	0.350	44	43.20	21.19	2.42	2.52	1.11	2.35
VILCANOTA	N.S.(1)	S(1)	0.088	0.508	51	42.75	16.64	2.42	2.57	1.11	0.73
ARICOTA	S(1)	S(1)	0.499	0.655	44	14.71	9.17	2.60	2.82	1.09	5.56

5%

CUENCAS	EPOCA		AUTOCORRELACION		N	N*		Ttab (5%)		Tcal - Student	
	LLUVIAS	ESTIAJE	LLUVIAS	ESTIAJE		LLUVIAS	ESTIAJE	LLUVIAS	ESTIAJE	LLUVIAS	ESTIAJE
CHANCAY	N.S.(1)	N.S.(1)	0.030	0.250	52	48.97	31.20	2.01	2.04	2.46	0.07
JEQUETEPEQUE	N.S.(1)	S(1)	0.058	0.338	73	65.00	36.12	2.00	2.03	0.70	1.08
SANTA	N.S.(1)	S(1)	0.144	0.503	55	41.15	18.19	2.19	2.10	0.31	5.74
PATIVILCA	N.S.(1)	S(1)	0.000	0.451	44	44.00	16.65	2.02	2.12	2.60	0.53
RIMAC	N.S.(1)	S(1)	0.000	0.365	44	44.00	20.47	2.02	2.09	0.47	1.75
MANTARO	N.S.(1)	N.S.(1)	0.125	0.244	44	34.22	26.74	2.03	2.05	2.83	2.36
TARMA	N.S.(1)	S(1)	0.135	0.587	44	33.53	11.45	2.03	2.20	2.22	3.85
TULUMAYO	S(1)	S(1)	0.349	0.577	44	21.23	11.80	2.08	2.20	0.79	5.42
PAUCARTAMBO	N.S.(1)	S(1)	0.009	0.350	44	43.20	21.19	2.02	2.08	1.11	2.35
VILCANOTA	N.S.(1)	S(1)	0.088	0.508	51	42.75	16.64	2.02	2.12	1.11	0.73
ARICOTA	S(1)	S(1)	0.499	0.655	44	14.71	9.17	2.15	2.62	1.09	5.56

10%

CUENCAS	EPOCA		AUTOCORRELACION		N	N*		Ttab (10%)		Tcal - Student	
	LLUVIAS	ESTIAJE	LLUVIAS	ESTIAJE		LLUVIAS	ESTIAJE	LLUVIAS	ESTIAJE	LLUVIAS	ESTIAJE
CHANCAY	N.S.(1)	N.S.(1)	0.030	0.250	52	48.97	31.20	1.68	1.70	2.46	0.07
JEQUETEPEQUE	N.S.(1)	S(1)	0.058	0.338	73	65.00	36.12	1.67	1.69	0.70	1.08
SANTA	N.S.(1)	S(1)	0.144	0.503	55	41.15	18.19	1.68	1.73	0.31	5.74
PATIVILCA	N.S.(1)	S(1)	0.000	0.451	44	44.00	16.65	1.68	1.74	2.60	0.53
RIMAC	N.S.(1)	S(1)	0.000	0.365	44	44.00	20.47	1.66	1.73	0.47	1.75
MANTARO	N.S.(1)	N.S.(1)	0.125	0.244	44	34.22	26.74	1.69	1.70	2.83	2.36
TARMA	N.S.(1)	S(1)	0.135	0.587	44	33.53	11.45	1.69	1.80	2.22	3.85
TULUMAYO	S(1)	S(1)	0.349	0.577	44	21.23	11.80	1.72	1.78	0.79	5.42
PAUCARTAMBO	N.S.(1)	S(1)	0.009	0.350	44	43.20	21.19	1.68	1.72	1.11	2.35
VILCANOTA	N.S.(1)	S(1)	0.088	0.508	51	42.75	16.64	1.68	1.74	1.11	0.73
ARICOTA	S(1)	S(1)	0.499	0.655	44	14.71	9.17	1.75	1.83	1.09	5.56

* N.S. : No Significante

S(ro): Significante (Desfase)

N : Numero de Observaciones

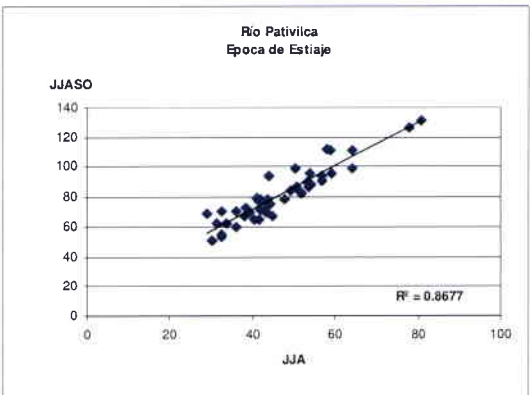
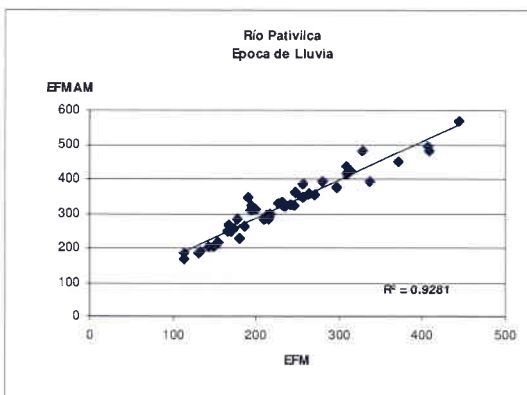
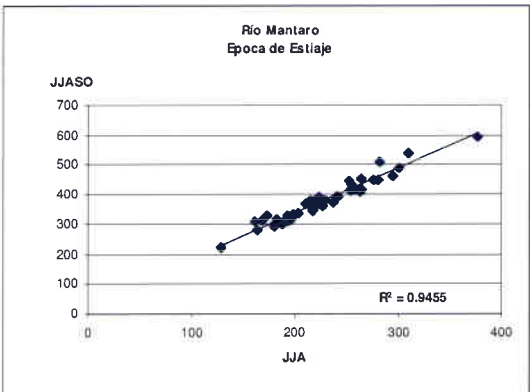
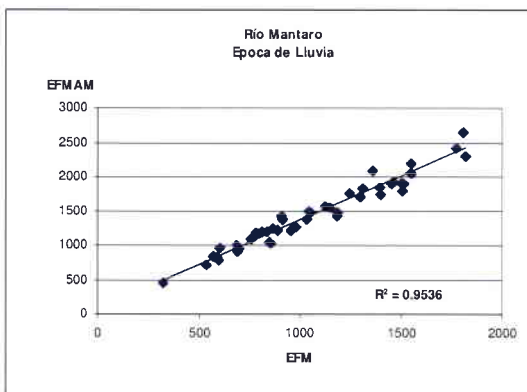
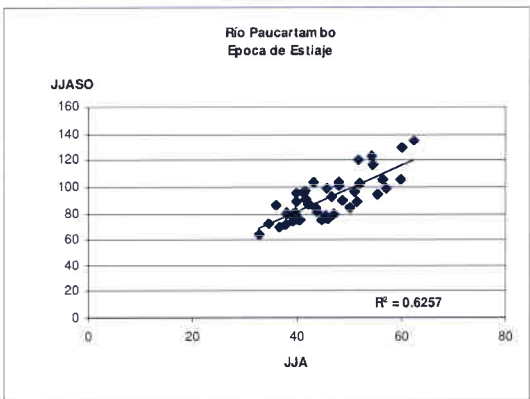
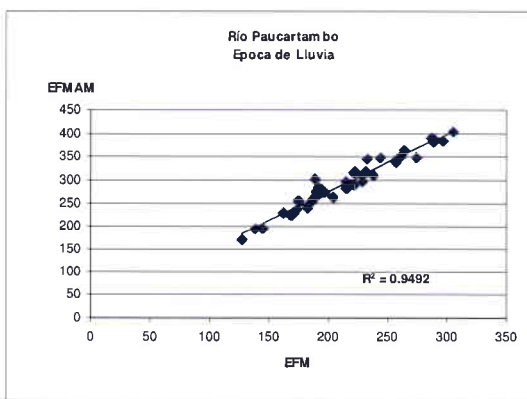
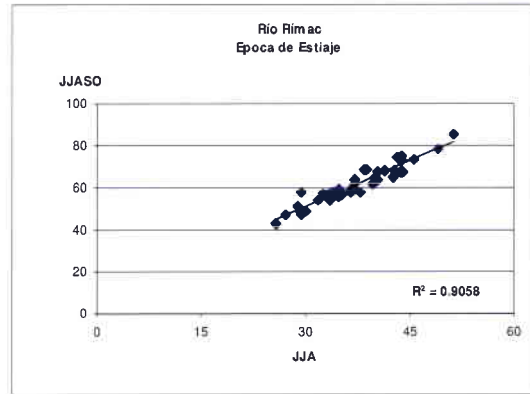
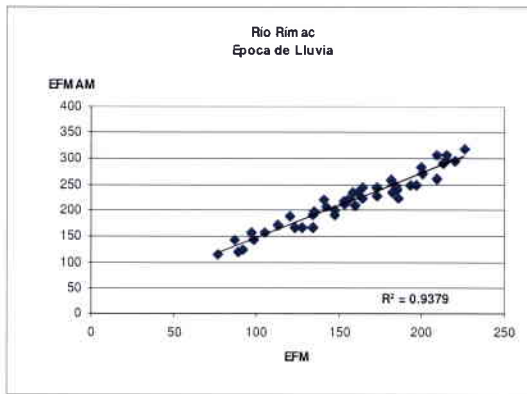
N* : Grados de Libertad

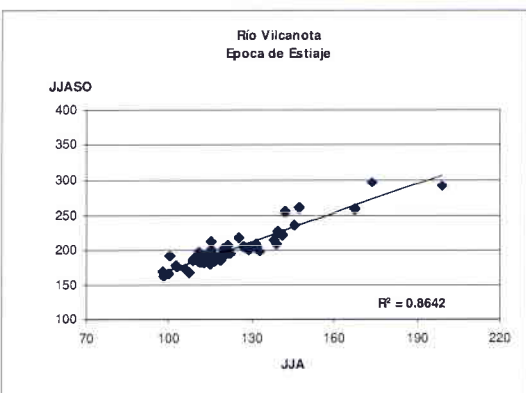
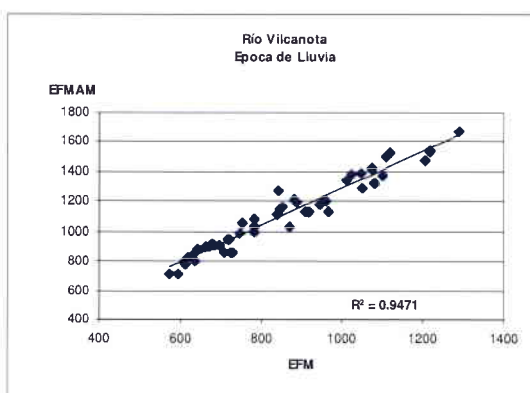
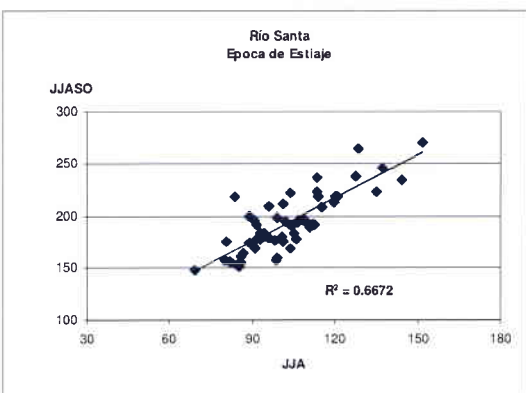
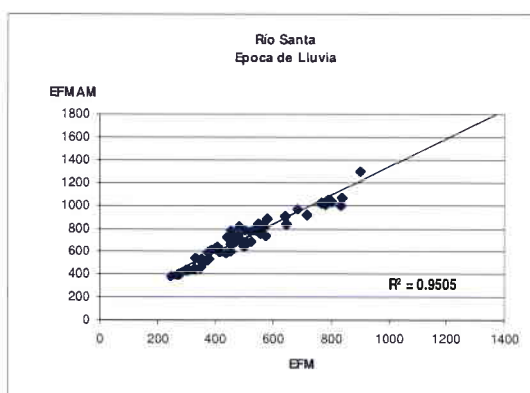
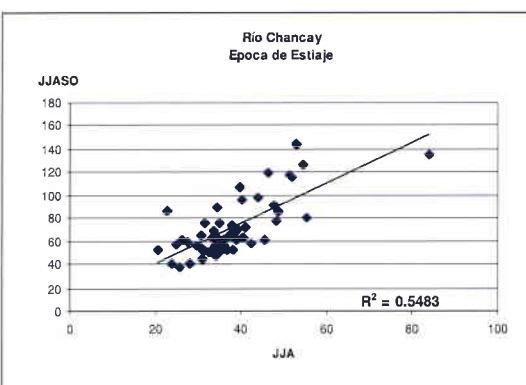
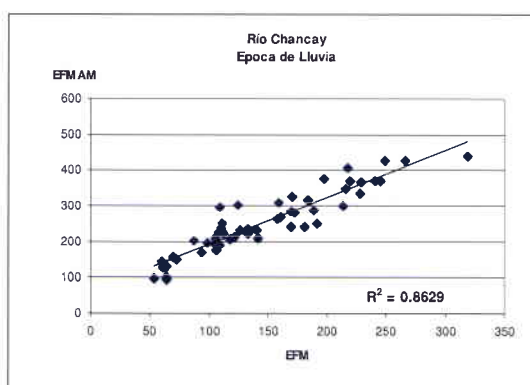
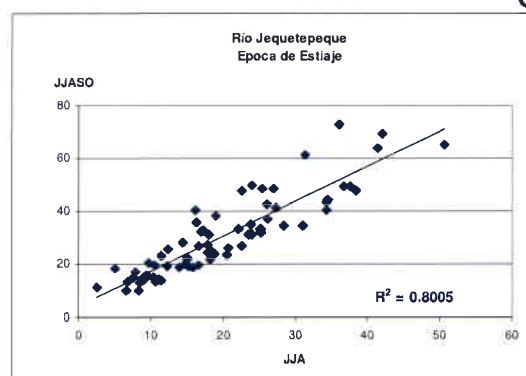
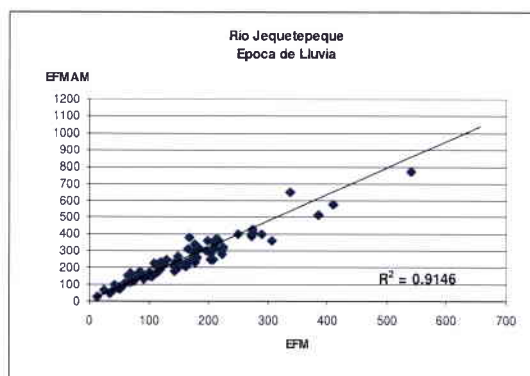
Finalmente, debemos concluir que después de realizados los nuevos cálculos no se muestran diferencias con los resultados presentados en F5.

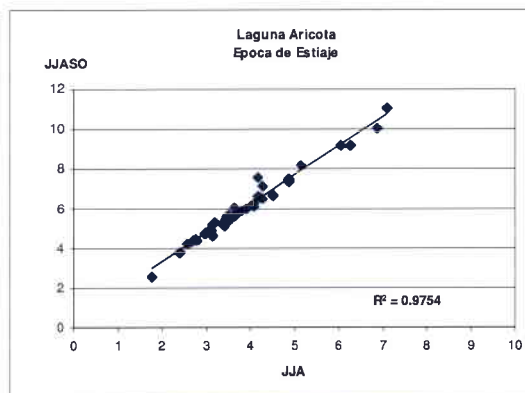
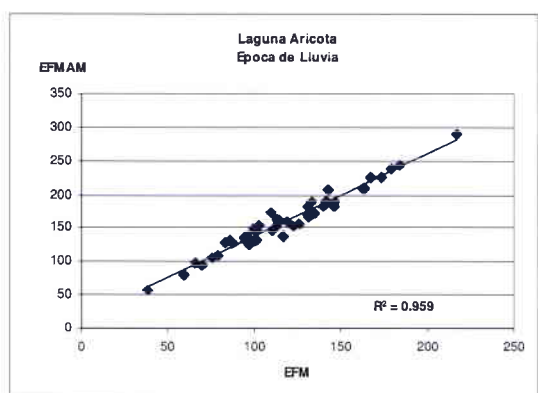
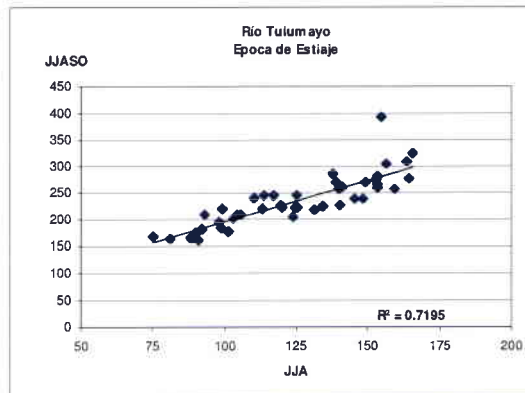
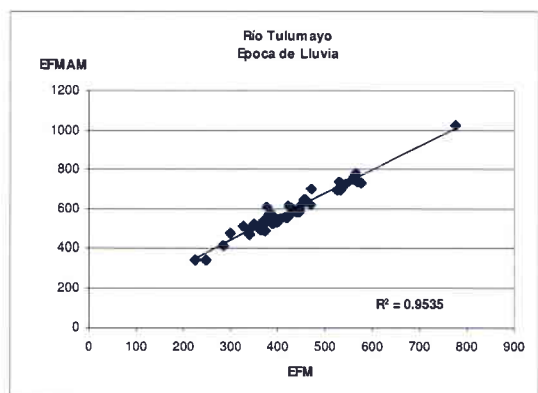
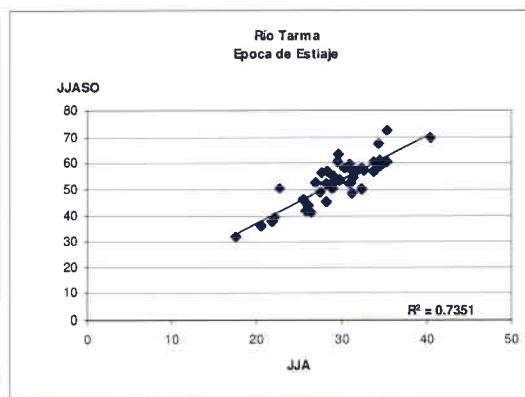
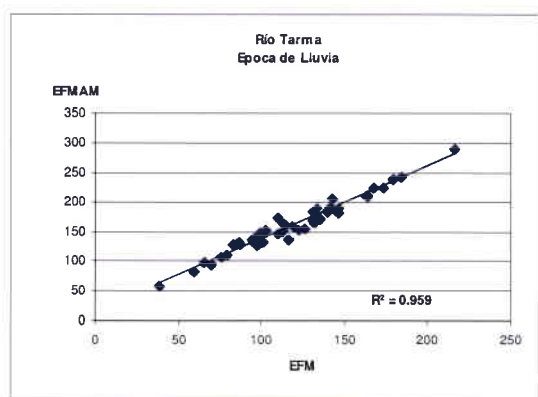
ANEXOS

RESPUESTA 2A

00213



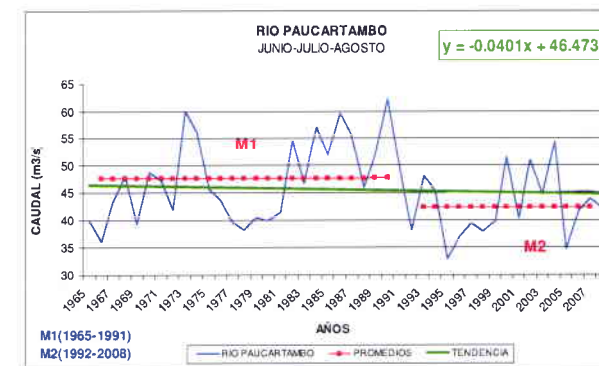
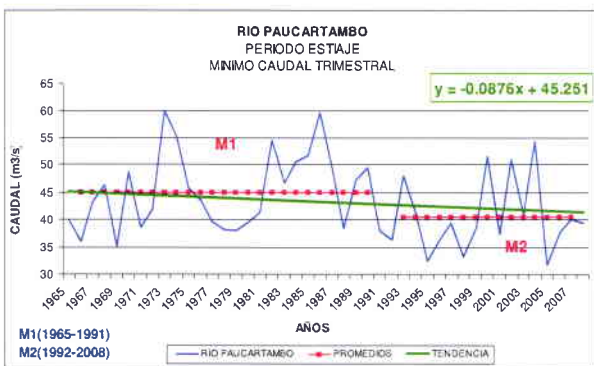
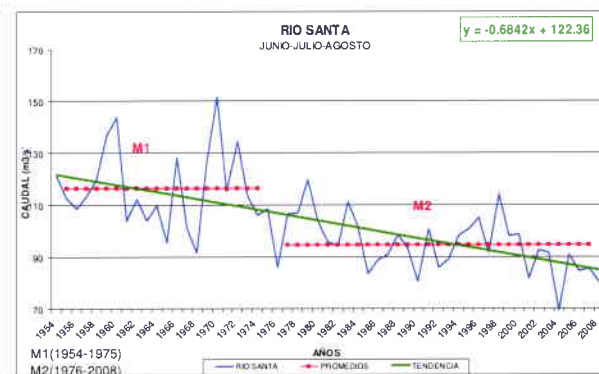
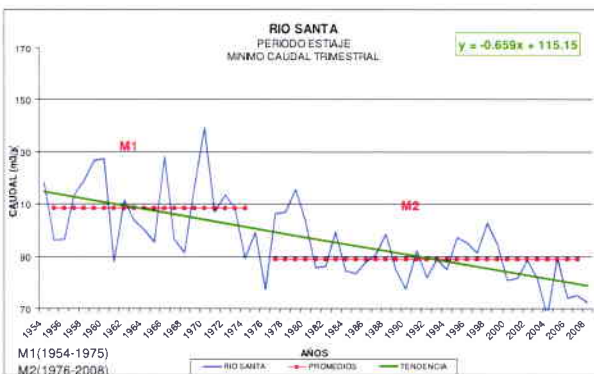
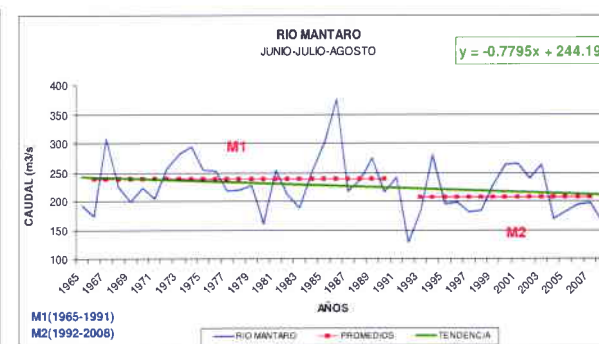
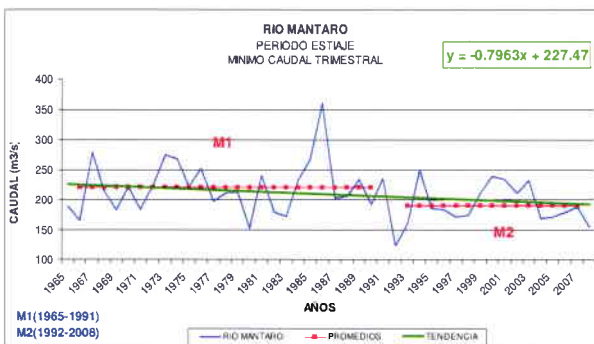
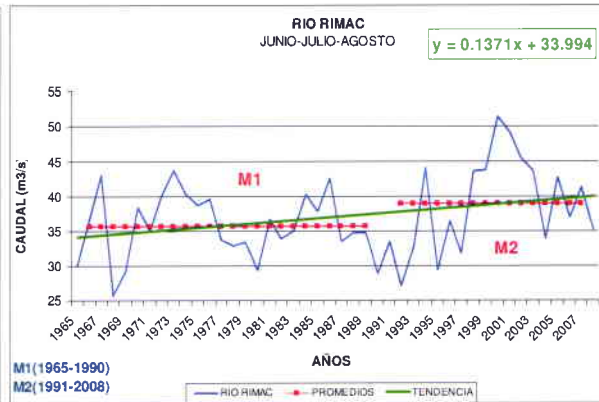
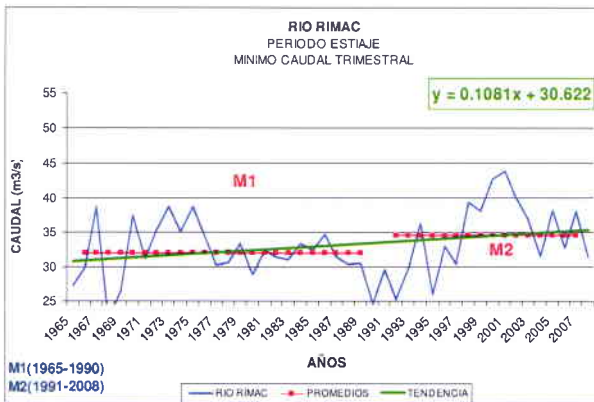


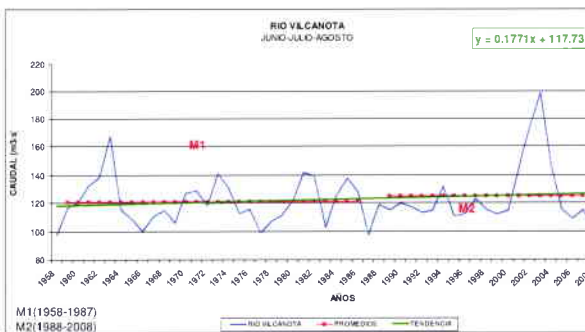
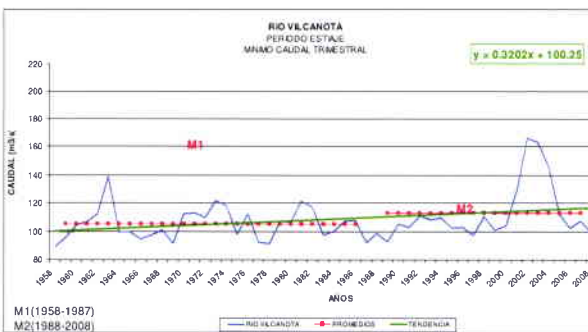
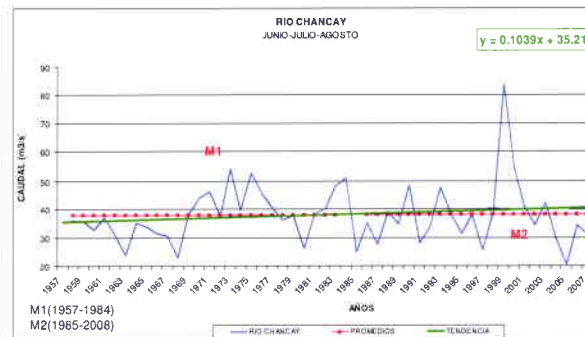
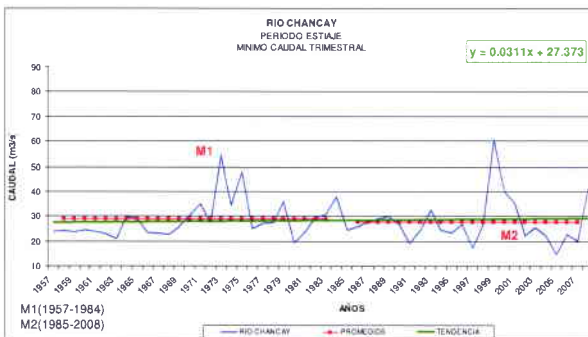
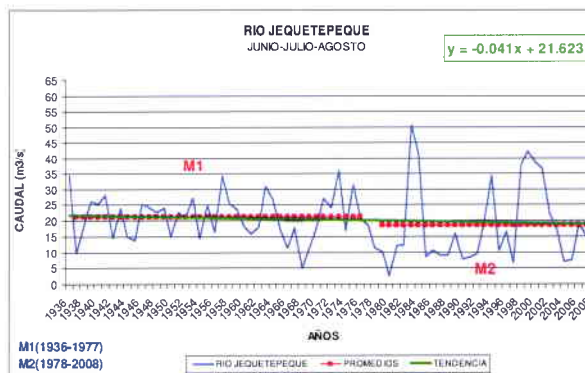
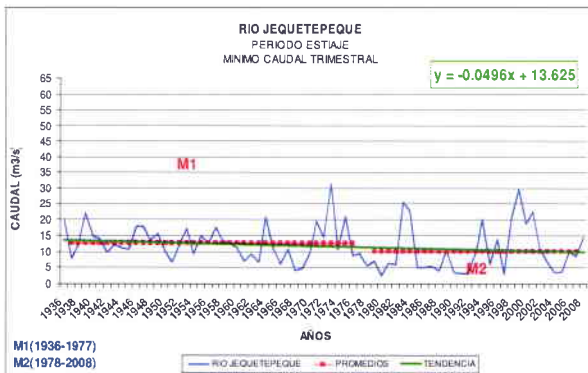
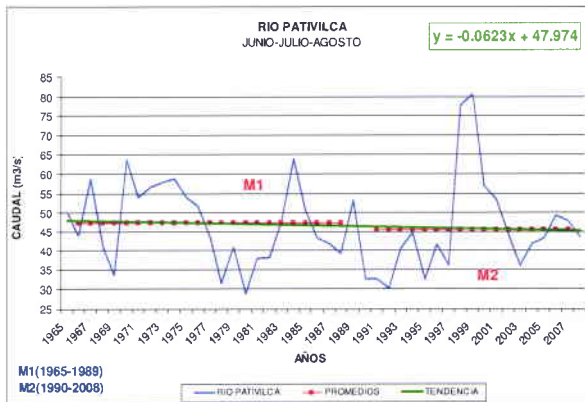
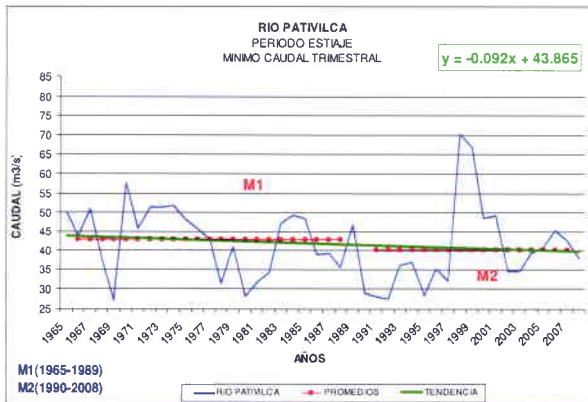


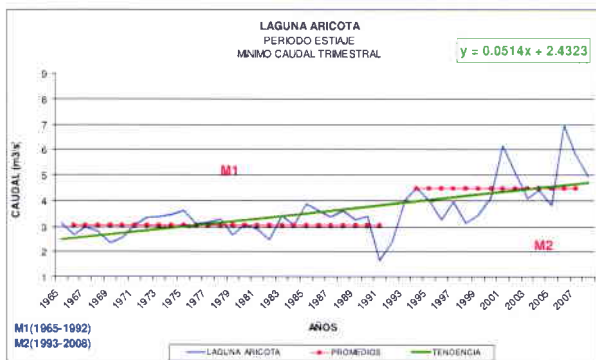
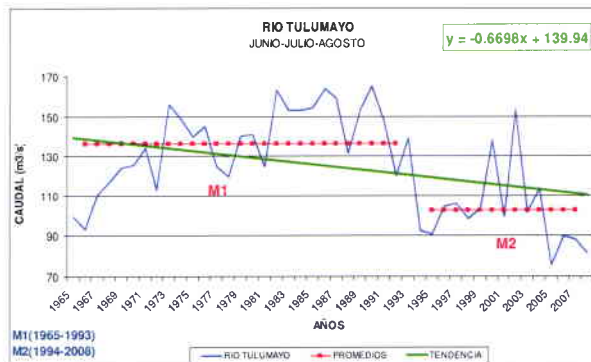
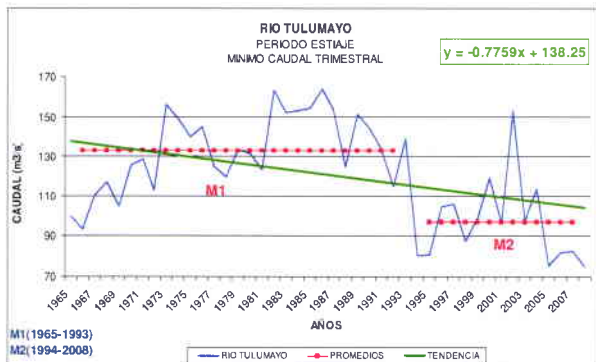
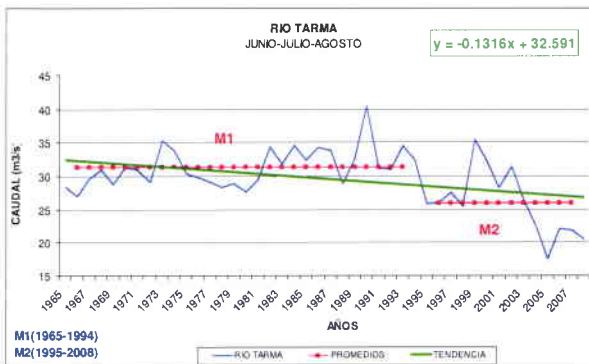
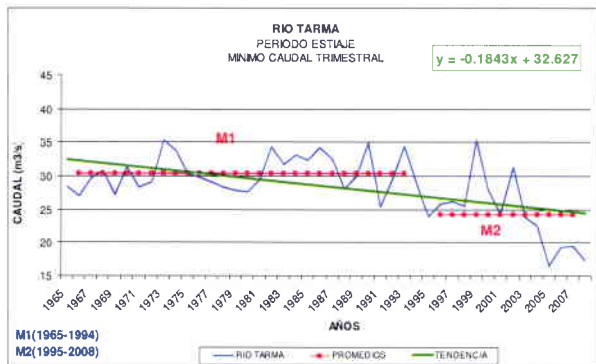
RESPUESTA 2B

00216

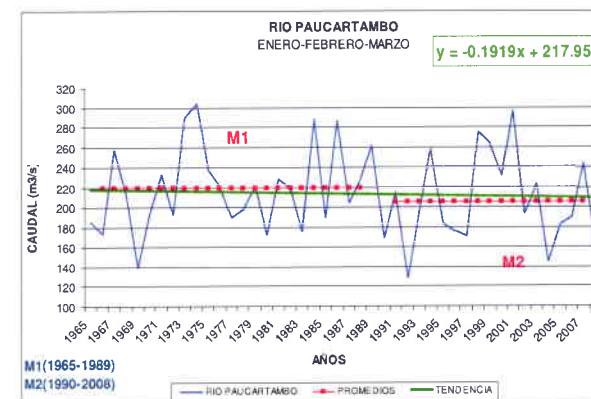
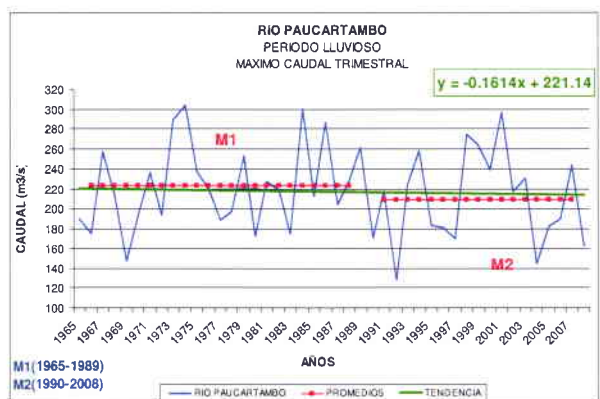
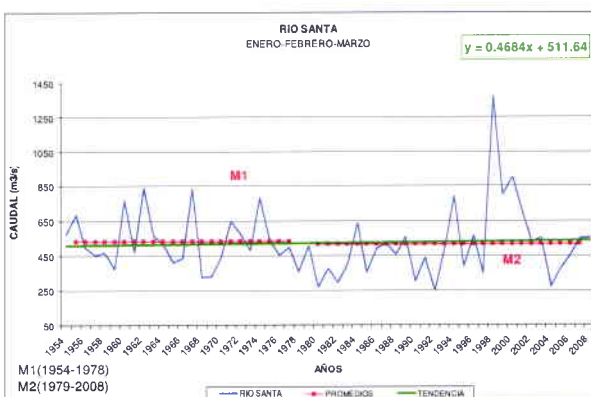
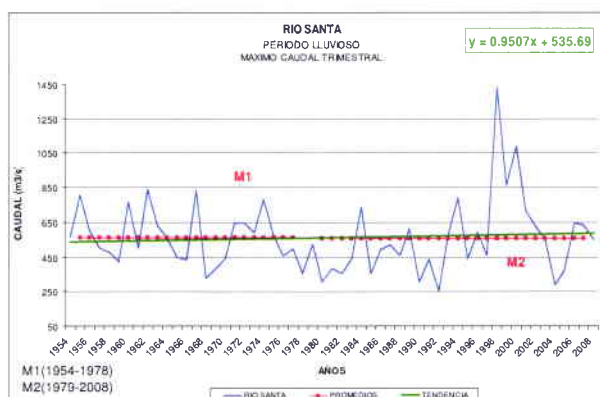
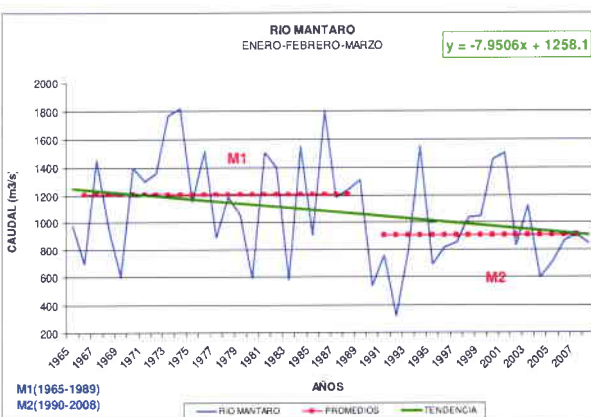
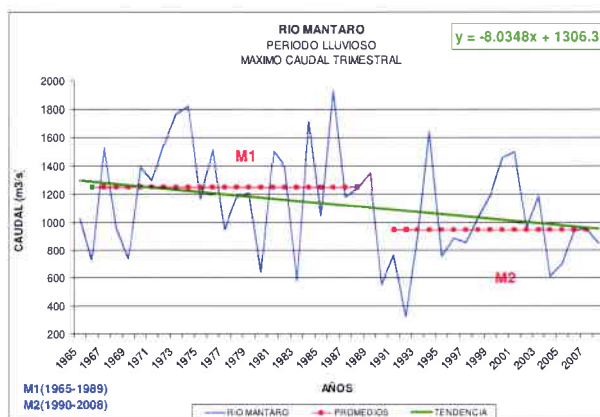
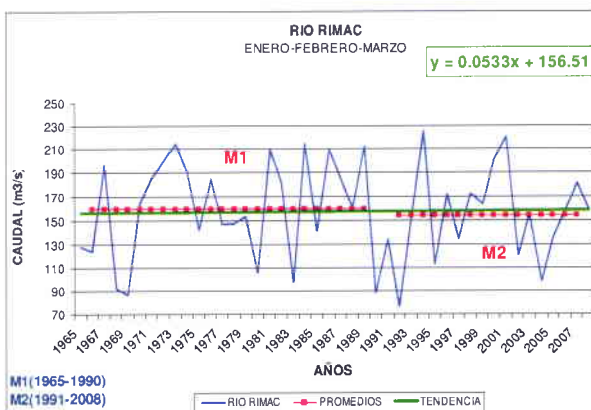
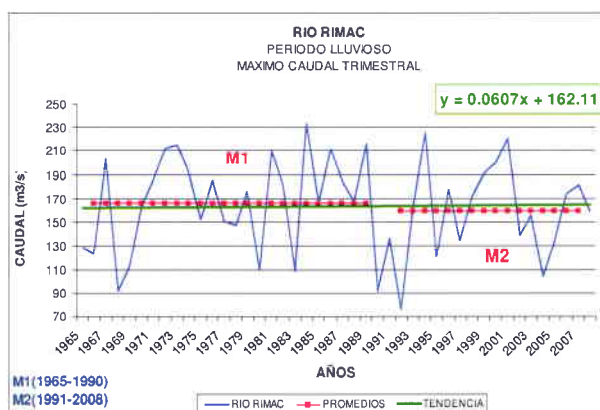
EPOCA ESTIAJE

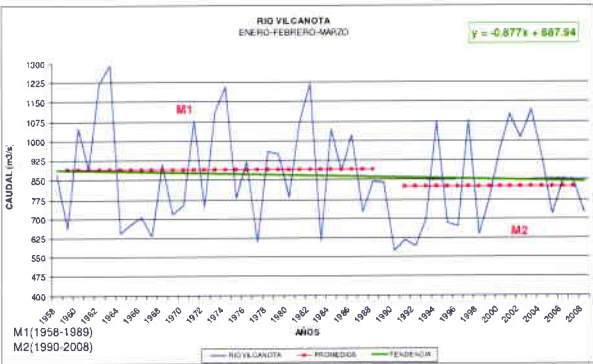
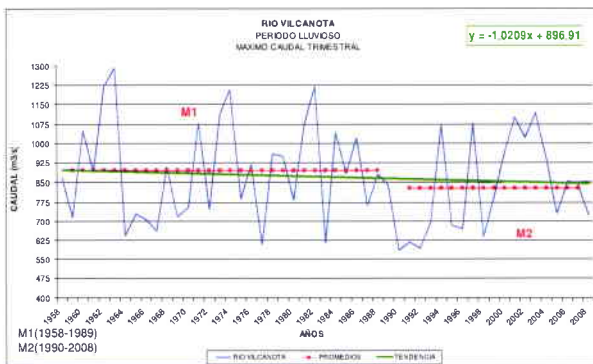
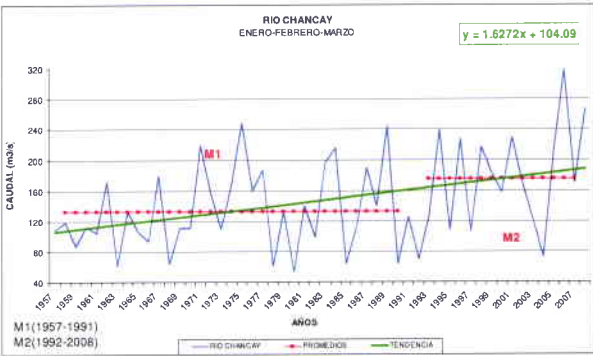
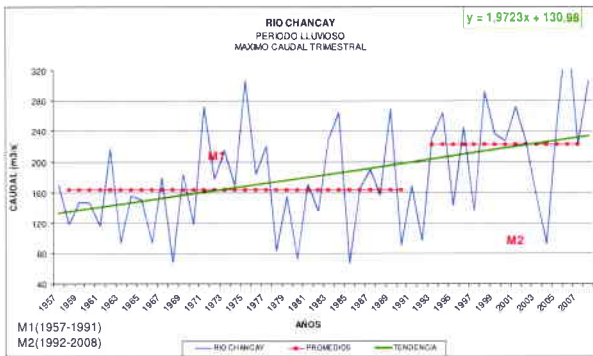
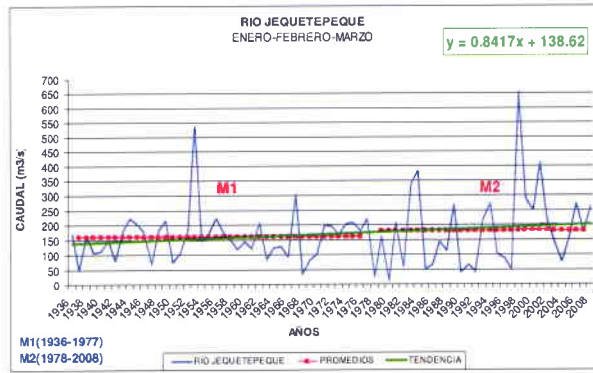
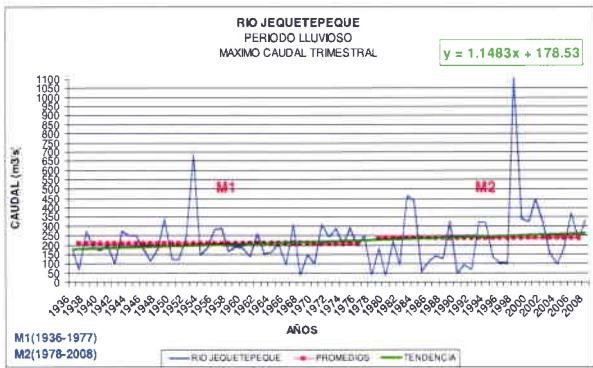
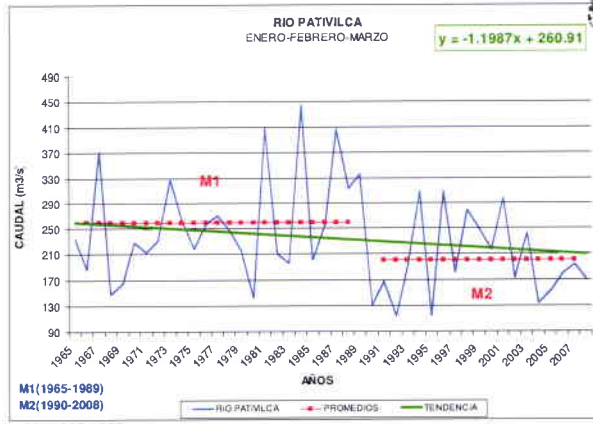
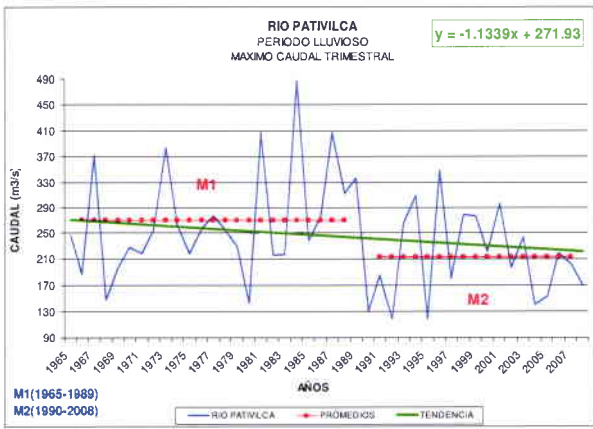


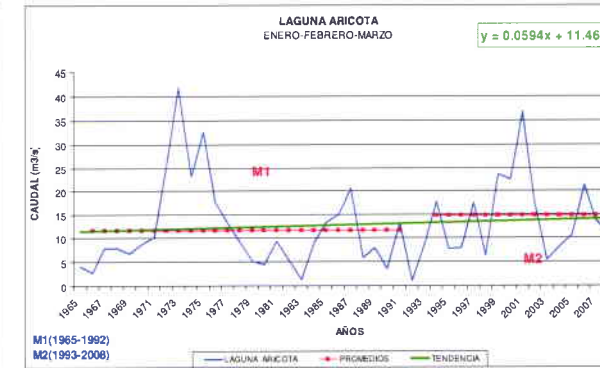
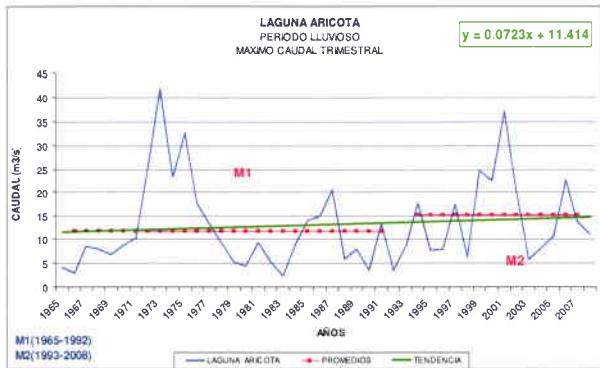
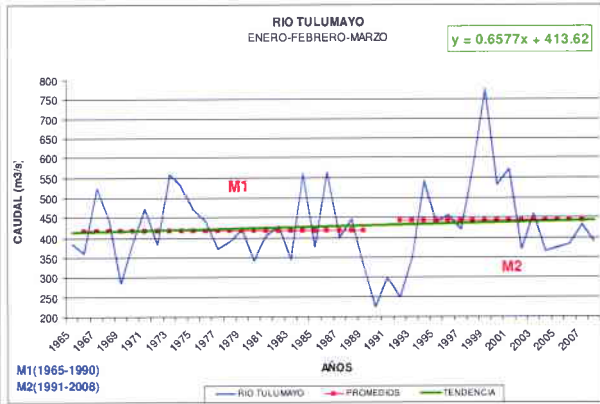
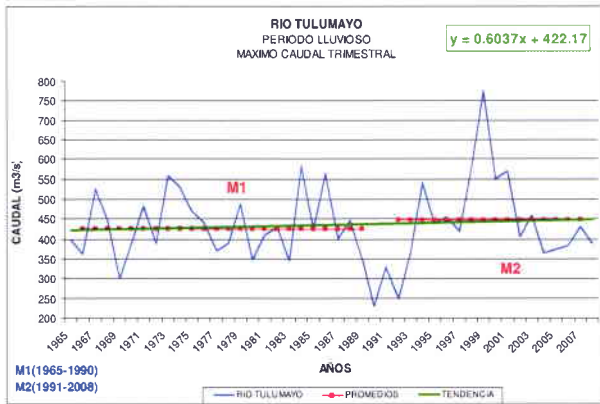
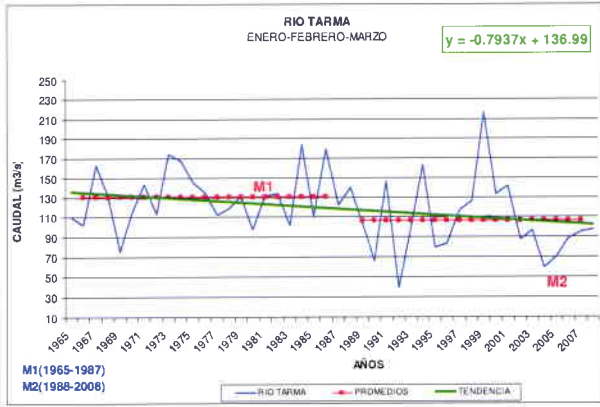
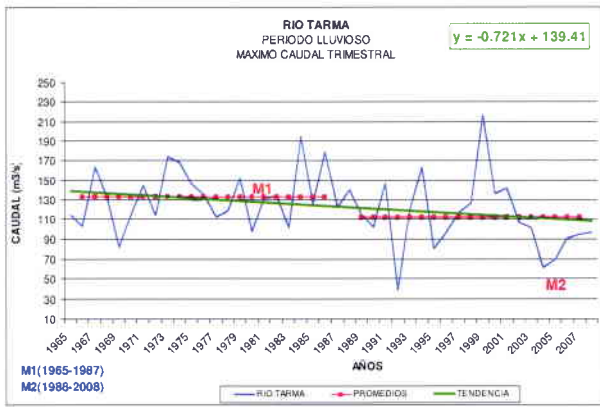




EPOCA LLUVIOSA







ANEXO H: Precio Básico de Potencia

H1: Precio Básico de Potencia

PRECIO BASICO DE POTENCIA DEL SEIN
UBICACIÓN : LIMA 220 KV
US\$/kW-año

			Turbogenerador	Conexión	Costos Fijos			Total
					Personal	CFNC	Total C.F.	
1	Costo Total	Millón US\$	45.74	2.92				48.66
2	Costo Total	Millón US\$/año	6.12	0.36	1.00	0.73	1.73	8.22
3	Sin MRFO y TIF	US\$/kW-año	38.70	2.29	6.34	4.59	10.93	51.93
4	Con MRFO y TIF	US\$/kW-año	52.95	3.13	8.67	6.28	14.95	71.04

Notas:

- Costo de la capacidad estándar de la unidad de punta (CE ISO) de 166.2 MW con su respectiva conexión.
- Anualidad de la inversión considerando una vida útil de 20 años para el generador y 30 años para su conexión.
Tasa de actualización de 12 %.
- Costo anual por unidad de potencia efectiva en Lima sin considerar la Tasa de Indisponibilidad Fortuita ni el Margen de Reserva Firme Objetivo
El factor de ubicación es 1.0506 por lo tanto la Potencia Efectiva es: 158.2 MW
- Costo anual incluyendo la Tasa de Indisponibilidad Fortuita (3%) y el Margen de Reserva Firme Objetivo (32.7%)
y Tasa de Interés durante la construcción igual a TAMEX = 10.5% al 29.01.09

PRECIO BASICO DE POTENCIA DEL SEIN

CENTRAL TERMOELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera	Moneda Nacional	TOTAL
		Miles US\$	Miles US\$	Miles US\$
Precio FOB		34 267.20		34 267.20
Repuestos iniciales	2.50%	856.68		856.68
Transporte y Seguro Marítimo	4.00%	1 370.69		1 370.69
Aranceles ad-valorem	0.00%		0.00	0.00
Gastos de desaduanaje	0.80%		291.96	291.96
Transporte local			202.67	202.67
Montaje electromecánico		531.96	1 032.45	1 564.40
Pruebas y puesta en marcha			488.98	488.98
Supervisión		241.72	469.23	710.95
Adquisición de terreno (incluye sub estación)			283.66	283.66
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			120.42	120.42
Obras civiles			1 299.62	1 299.62
Suministro de sistema de combustible			1 003.41	1 003.41
Suministro de sistema contra incendio			177.34	177.34
Gastos Generales - Utilidad Contratista			215.16	215.16
Intereses Durante la Construcción	6.74%	2 513.07	376.60	2 889.67
Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTI_{CT})		39 781.32	5 961.48	45 742.80

CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera	Moneda Nacional	TOTAL
		Miles US\$	Miles US\$	Miles US\$
Precio FOB		2 362.56		2 362.56
Transporte y Seguro Marítimo	4.00%	94.50		94.50
Aranceles ad-valorem	0.00%		0.00	0.00
Gastos de desaduanaje	0.80%		19.66	19.66
Transporte local			18.60	18.60
Obras civiles			36.56	36.56
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			130.27	130.27
Supervisión			47.74	47.74
Gastos Generales - Utilidad Contratista			26.38	26.38
Intereses Durante la Construcción	6.74%	165.68	18.83	184.51
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI_{CE})		2 622.75	298.04	2 920.79

ANUALIDAD DE LA INVERSION				
CENTRAL TERMOELECTRICA				
		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Vida Útil (años)	20			
Factor de Recupero de Capital	13.39%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Central Térmica (aCTI_{CT})		5 325.87	798.12	6 123.99

CONEXIÓN ELECTRICA				
		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Vida Útil (años)	30			
Factor de Recupero de Capital	12.41%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Conexión Eléctrica (aCTI_{CE})		325.60	37.00	362.60

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento				
		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)			1 003.17	1 003.17
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)		726.56		726.56
Participación		77.63%	22.37%	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)		10.40	US\$ / kW-año	

		Miles US\$ / año	US\$ / kW-año
Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta (aINV)		39.02	US\$ / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)		49.42	US\$ / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)		51.93	US\$ / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)		71.04	US\$ / kW-año

Capacidad Estándar de la unidad de Punta (CE _{ISO})		166.2	MW
Potencia Efectiva (P _{EF})		158.2	MW
Factor de Ubicación (FU)		1.0506	
Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO)		32.70%	
Tasa de Disponibilidad Fortuita de la unidad (TIF)		3.00%	

REVISTA	PG7241FA	
	miles US\$	Potencia Base ISO MW
GTWH 2001/2002	40500	171.70
GTWH 2003	31250	171.70
GTWH 2004/2005	28500	171.70
GTWH 2006	30910	171.70
GTWH 2007/2008	40176	171.70
Promedio	34267	171.70
CE _{ISO}	34267	166.25
Valor FOB _{TG} y CE _{ISO}	34267	166.25

GT24		M501F		GT24B	
miles US\$	Potencia Base ISO MW	miles US\$	Potencia Base ISO MW	miles US\$	Potencia Base ISO MW
39300	179.00				
27700	179.00	29250	185.40		
34700	187.70	27950	185.40		
33690	179.00	32630	185.40	34210	187.70
46421	188.78				
36362	182.70	29943	185.40	34210	187.70
36362	176.89	29943	179.51	34210	181.74

Demanda Máxima 2009 (MD)	4585	MW
P_{EFMC} (Unidad TG1 - C.T. Kallpa)	176.8	MW
Límite Máximo (P_{EFMC})	176.8	MW
Límite Mínimo (Min {3.5% MD, 75% P_{EFMC} })	132.6	MW

00227

COSTOS FIJOS DE PERSONAL DE LA UNIDAD DE PUNTA

Descripción	Cant	Sueldo bruto	Sueldobruto U\$\$/año
Gerente de planta o Jefe de planta	1	3902.33	46,827.91
Gerente de Operaciones	1	2963.22	35,558.63
Gerente de Mantenimiento y Planificación	1	2963.22	35,558.63
Jefe de turno	2	2414.34	57,944.23
Operadores (dos turnos)	4	1309.75	62,867.96
Supervisor mecánico	1	2414.34	28,972.12
Supervisor electrico e Instrumentación y Control	1	2414.34	28,972.12
Personal de mantenimiento	4	1309.75	62,867.96
Seguridad industrial	1	1200.00	14,400.00
Personal de seguridad	11	500.00	66,000.00
Total anual	US \$		439,969.56
Leyes sociales 42.3%	US \$		186,253.78
Gastos generales 30%	US \$		131,990.87
Seguros Multiriesgo	US \$		244,959.83
Total anual	US \$		1,003,174.03

FACTOR DE BENEFICIOS SOCIALES	
Sueldo neto recibido	1
Vacaciones	0.0833
Gratificaciones	0.1667
CTS	0.0833
IPSS	0.0900
Factor sin considerar seguridad social	1.4233
Seguridad social	
Total factor	1.4233

FIJACION DE TARIFAS : MAYO 2009
Composición del Costo de Potencia
(Miles de US\$)

Componente	M.E.	M.N.	Total	
Turbo Generador	5325.9	798.1	6124.0	74.76%
Conexión a la Red	325.6	37.0	362.6	4.39%
COyM	726.6	1003.2	1729.7	20.86%
Total	6378.0	1838.3	8216.3	100.00%
	77.63%	22.37%	100.00%	

Nota:

M.E. : Moneda Extranjera

M.N. : Moneda Nacional

**H2: Gas Turbine World 2007 – 2008 GTW
Handbook**

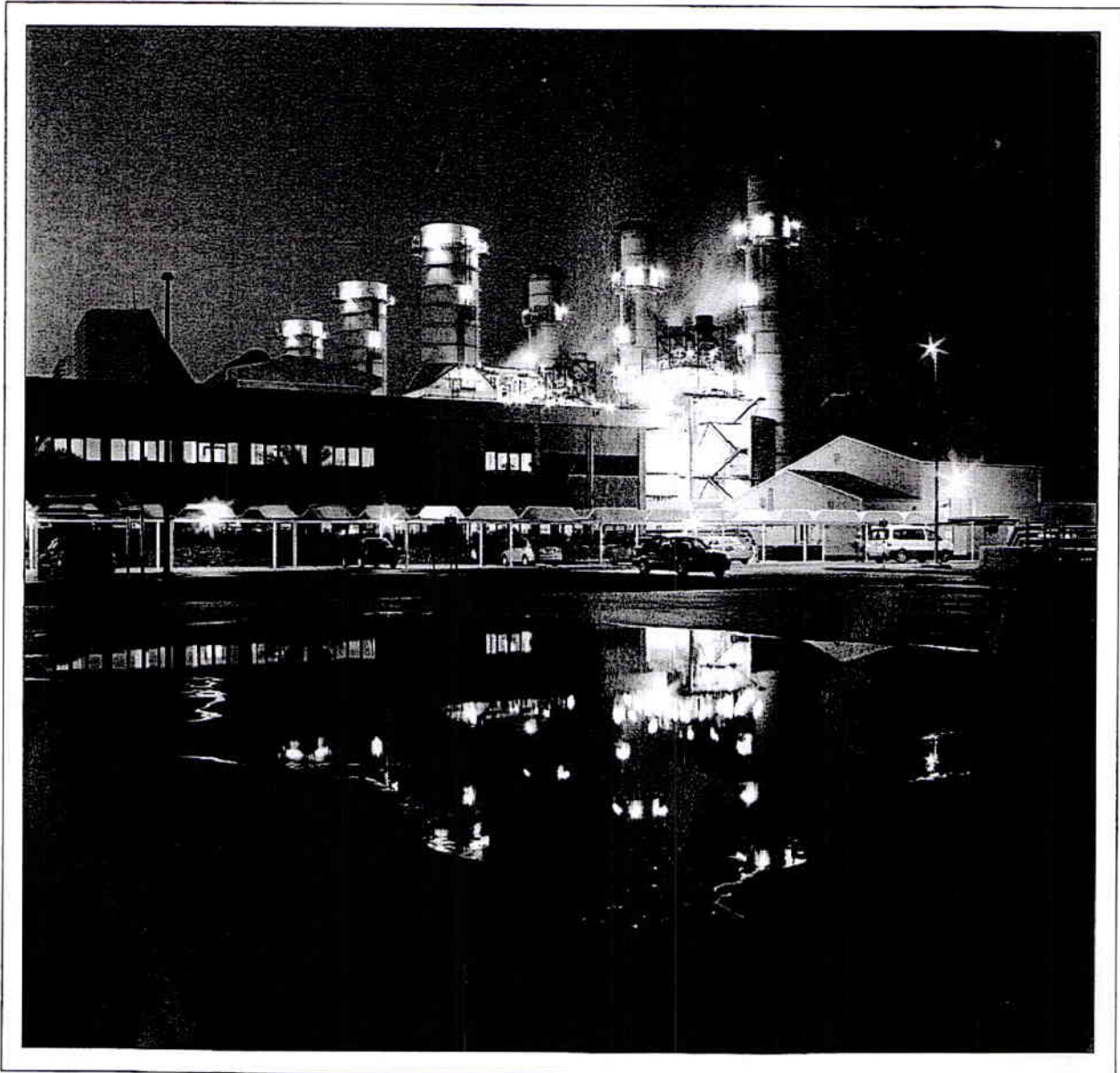
60231

Gas Turbine World

2007-08 GTW Handbook

A Pequot Publication

Volume 26



For Project Planning, Engineering, Construction and Operation

Section 2

**Standard Plant
Prices**

Scope and Trends	28
Simple Cycle	30
Combined Cycle	40
Mechanical Drive	51

*Prices up
15% on
average
for 12-16
months
delivery wait*

The 'equipment-only' budget prices in the *GTW Handbook* for packaged gensets and simple cycle power generation projects are FOB the factory in year 2008 U.S. dollars for a single-unit purchase.

We are talking standard power plant packages equipped with basic systems and controls required of an operational installation, without bells and whistles or extensive accessories.

Scope of supply

Basic scope of supply for a standard simple cycle power generating plant includes:

- **Gas turbine plant.** Consists of skid-mounted single-fuel gas turbine, starting and lube oil systems, fuel forwarding system, gas turbine controls.
- **Electric generator.** Primarily air-cooled designs below 150 MW output and hydrogen-cooled above 150 MW. Even for the larger units, however, air-cooling is often supplied as a lower priced alternative.
- **Balance of plant.** Includes standard air intake filter and silencer, exhaust stack with silencer, vibration monitoring, plant control system.

Packaged gensets include acoustic enclosures with ventilation and fire protection systems for outdoors installation.

- **NOx control.** Usually not included in standard scope of supply. However, many advanced gas turbine models do include dry low NOx combustion systems as standard.

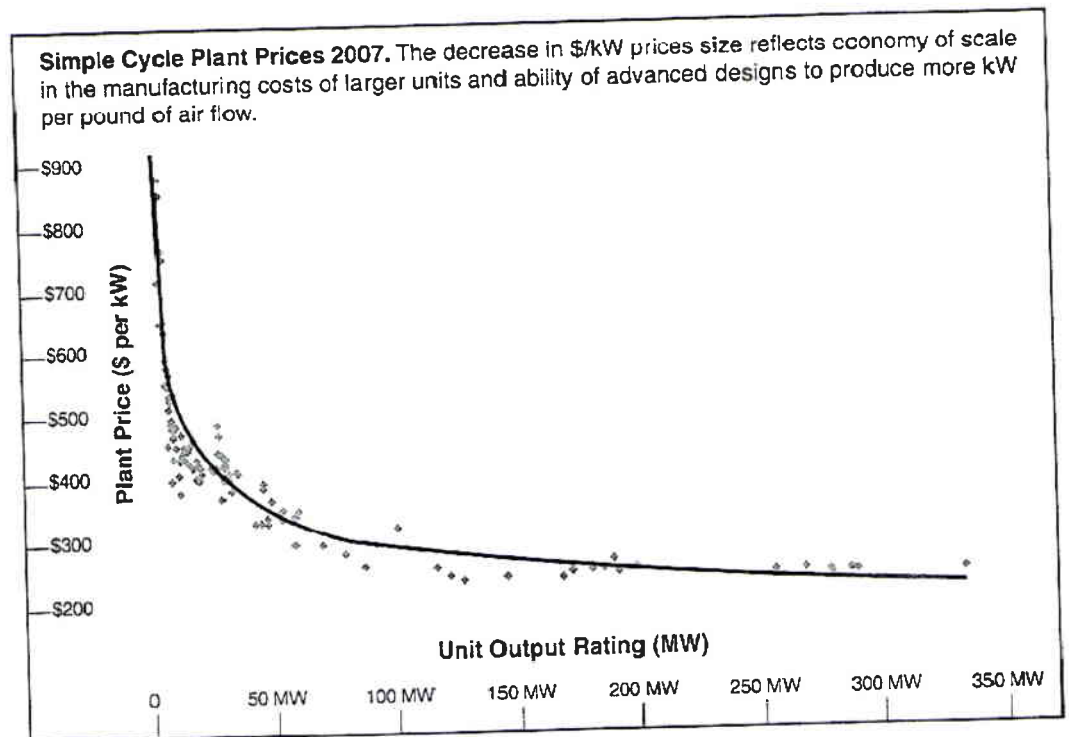
\$ per kW

Industry practice is to reference plant prices to base load design output rating on natural gas fuel at 15°C ambient temperature, sea level and 60% relative humidity ISO site conditions.

Units are rated without inlet or exhaust duct losses, and without water or steam injection for NOx reduction and power augmentation, unless otherwise specified.

Quoted prices are for nominal ISO output ratings measured across the electric generator terminals to allow for electric generator and any reduction gearing losses.

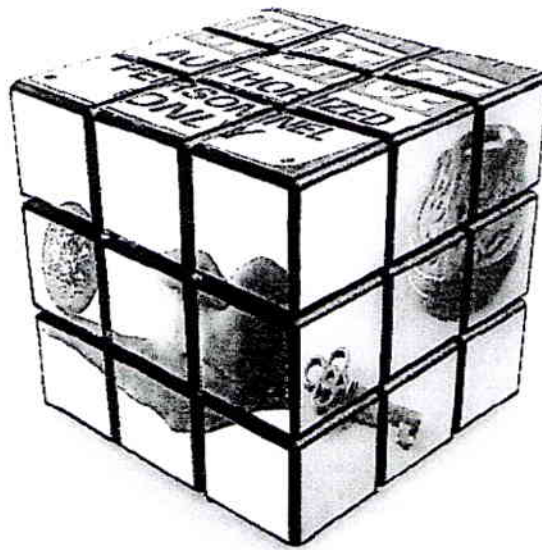
Eventually, towards the end of sales negotiations with OEMs, you should be dealing with guaranteed performance ratings at either project specified or ISO conditions.



Authorized

00234

Global



Complete Coverage

We have the right combination.

Our mission is to be a world leader in gas turbine maintenance, repair, and overhaul by focusing on our customers, and our employees who serve them.

At TCT we have the right combination of a global reach, our complete coverage of service support, and we are an authorized overhaul facility for both Rolls-Royce and General Electric aeroderivative gas turbines.



Authorized service provided for LM2500, LM2500+, LM6000, Spey, Avon & RB211
North America Toll Free: 1-877-219-5800 - International Toll Free: 001-800-514-5800 - E-mail any questions to: info@tcturbines.com

In either case, guaranteed ratings will differ from the design ratings listed in the gas turbine specifications reference section of the *GTW Handbook*.

Performance and price variables

Most OEMs guarantee a slightly higher heat rate and slightly lower power output than ISO design ratings to allow for normal inconsistencies in manufacturing tolerances.

Normally they build in a safety margin of 0.5-1.0 lower efficiency and power than rated or delivered in actual service.

The number of units ordered, scope of equipment supply, site-specific requirements, geographic location, and competitive market conditions all factor into an actual price quote.

Changes in currency valuations also come into play, sometimes significantly since competitive suppliers must take into account the impact of currency exchange rates on profit margin.

Gas turbine gensets specially designed for onshore oil and gas pipeline operation typically are priced around 10% higher than industrial or utility gensets due to the enhanced scope of equipment and safety requirements.

Offshore packages cost even more. They require specialized mounts and housing, marine-resistant coatings and materials, ultra efficient

salt air and water intake filter systems.

Scoping studies

Budget prices listed here are intended for preliminary project assessment and evaluation of simple cycle electric power generating equipment.

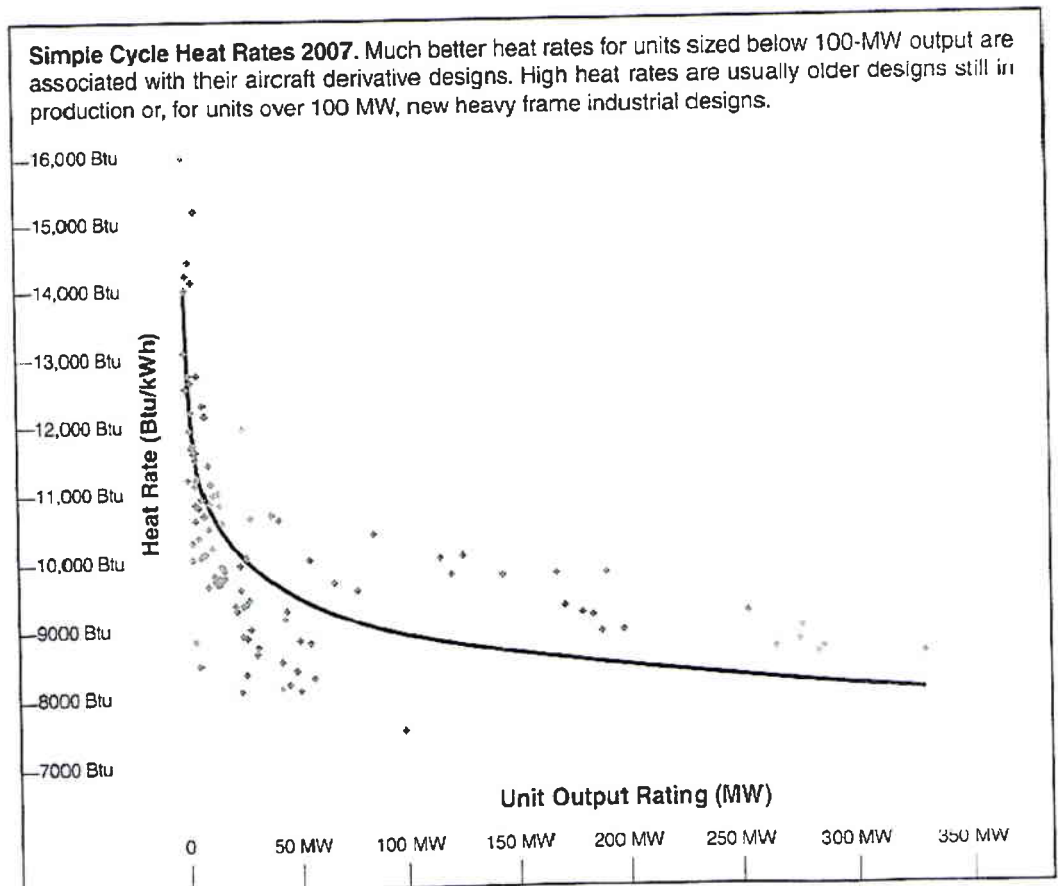
Project managers conservatively estimate that installation and complete turnkey plant costs can easily add anywhere from 60 to 100% on top of equipment-only prices for simple cycle plants.

Actual prices will depend on the changing situations in which competitive suppliers find themselves, geographic area of business interest, marketing strategies, and manufacturing capacity.

All of these factors enter into the bid and evaluation process when shopping for new gas turbine generation.

As shown in the plot of simple cycle plants the \$/kW prices for small gas turbines below 20 MW unit size are much higher than \$/kW for the much larger units which benefit from economies of scale.

Characteristically, in the below 50 MW range, aeroderivative gas turbine designs are also more efficient and have lower heat rates than industrial units.



These are equipment-only budget prices quoted FOB the factory in 2008 US dollars for simple cycle electric power plants.

Model	Frequency	Base Load Rating	Heat Rate Btu/kWh	LHV Efficiency	Budgetary Price	Price per kW
VPS1	50/60 Hz	514 kW	15,981 Btu	21.4%	\$547,000	\$1,064
ST6L-813	50/60 Hz	848 kW	13,099 Btu	26.1%	\$871,000	\$1,027
Makila TI	50/60 Hz	1050 kW	12,580 Btu	27.1%	\$1,136,000	\$1,082
Saturn 20	50/60 Hz	1200 kW	14,025 Btu	24.3%	\$1,056,000	\$880
M1A-13D	50/60 Hz	1475 kW	14,229 Btu	24.0%	\$1,315,000	\$892
KG2-3C	50/60 Hz	1499 kW	22,367 Btu	15.3%	\$1,092,000	\$728
KG2-3E	50/60 Hz	1895 kW	21,543 Btu	15.8%	\$1,241,000	\$655
ST18A	50/60 Hz	1961 kW	11,237 Btu	30.4%	\$1,677,000	\$855
OGT2500	50/60 Hz	2670 kW	12,780 Btu	26.7%	\$2,051,000	\$768
UGT-2500	50/60 Hz	2850 kW	11,970 Btu	28.5%	\$2,146,000	\$753
M1T-13D	50/60 Hz	2907 kW	14,439 Btu	23.6%	\$1,899,000	\$653
VPS3	50/60 Hz	3106 kW	12,675 Btu	26.9%	\$1,979,000	\$637
Centaur 40	50/60 Hz	3515 kW	12,240 Btu	27.9%	\$2,085,000	\$593
VPS4	50/60 Hz	3568 kW	11,714 Btu	29.1%	\$1,975,000	\$554
501-KB5S	50/60 Hz	3897 kW	11,747 Btu	29.1%	\$2,147,000	\$551
ST40	50/60 Hz	4039 kW	10,310 Btu	33.1%	\$2,339,000	\$579
OGT4000 SI	50/60 Hz	4050 kW	10,065 Btu	33.9%	\$2,203,000	\$544
GTES-4	50/60 Hz	4100 kW	14,132 Btu	24.2%	\$1,823,000	\$445
Centaur 50S	50/60 Hz	4600 kW	11,630 Btu	29.3%	\$2,347,000	\$510
Mercury 50	50/60 Hz	4600 kW	8865 Btu	38.5%	\$2,923,000	\$635
501-KB7S	50/60 Hz	5245 kW	10,848 Btu	31.5%	\$2,919,000	\$557
SGT-100	50/60 Hz	5250 kW	11,203 Btu	30.5%	\$2,700,000	\$514
CX501-KB7	50/60 Hz	5344 kW	10,640 Btu	32.1%	\$2,806,000	\$525
M7A-01D	50/60 Hz	5381 kW	11,648 Btu	29.3%	\$2,565,000	\$477
M7A-01	50/60 Hz	5512 kW	11,530 Btu	29.6%	\$2,473,000	\$449
GE5	50/60 Hz	5520 kW	11,130 Btu	30.7%	\$2,520,000	\$457
Taurus 60	50/60 Hz	5670 kW	11,225 Btu	30.4%	\$2,575,000	\$454
THM1203A	50/60 Hz	5760 kW	15,184 Btu	22.5%	\$1,870,000	\$325
GTES-6	50/60 Hz	6200 kW	12,782 Btu	26.7%	\$2,197,000	\$354
Taurus 65	50/60 Hz	6300 kW	10,375 Btu	32.9%	\$2,985,000	\$474
UGT-6000	50/60 Hz	6360 kW	10,835 Btu	31.5%	\$2,956,000	\$465
501-KH5	50/60 Hz	6447 kW	8509 Btu	40.1%	\$3,456,000	\$536
OGT6000	50/60 Hz	6500 kW	11,187 Btu	30.5%	\$2,972,000	\$457
M7A-02D	50/60 Hz	6721 kW	11,264 Btu	30.3%	\$3,173,000	\$472
SGT-200	50/60 Hz	6750 kW	10,824 Btu	31.5%	\$3,330,000	\$493
Taurus 70	50/60 Hz	7520 kW	10,100 Btu	33.8%	\$3,619,000	\$481

00237

Model	Frequency	Base Load Rating	Heat Rate Btu/kWh	LHV Efficiency	Budgetary Price	Price per kW
SGT-300	50/60 Hz	7900 kW	10,937 Btu	31.2%	\$3,505,000	\$444
THM1304-9	50/60 Hz	8640 kW	12,341 Btu	27.7%	\$3,489,000	\$404
UGT-8000	50/60 Hz	9000 kW	10,150 Btu	33.6%	\$3,842,000	\$427
THM1304-10	50/60 Hz	9320 kW	12,170 Btu	28.0%	\$3,503,000	\$376
Mars 90	50/60 Hz	9450 kW	10,710 Btu	31.9%	\$4,298,000	\$455
UGT-10000	50/60 Hz	10,300 kW	9670 Btu	35.3%	\$4,888,000	\$475
Mars 100	50/60 Hz	10,690 kW	10,520 Btu	32.4%	\$5,093,000	\$476
THM1304-11	50/60 Hz	10,760 kW	11,459 Btu	29.8%	\$4,277,000	\$398
GE 10-1	50/60 Hz	11,250 kW	10,892 Btu	31.3%	\$5,040,000	\$448
THM1304-12	50/60 Hz	11,520 kW	11,165 Btu	30.6%	\$4,978,000	\$432
GTES-12	50/60 Hz	12,000 kW	10,242 Btu	33.3%	\$5,278,000	\$440
THM1304-14	50/60 Hz	12,680 kW	11,000 Btu	31.0%	\$5,119,000	\$404
SGT-400	50/60 Hz	12,900 kW	9817 Btu	34.8%	\$6,412,000	\$497
PGT16	50/60 Hz	13,720 kW	9760 Btu	35.0%	\$7,094,000	\$517
LM1600PE	50 Hz	13,748 kW	9749 Btu	35.0%	\$7,111,000	\$517
MF-111B	50/60 Hz	14,570 kW	11,020 Btu	31.0%	\$6,860,000	\$471
TITAN 130	50/60 Hz	15,000 kW	9695 Btu	35.2%	\$7,752,000	\$517
GTES-16	50/60 Hz	16,000 kW	9787 Btu	34.9%	\$6,963,000	\$435
UGT-15000	50/60 Hz	16,900 kW	9750 Btu	35.0%	\$7,243,000	\$429
SGT-500	50/60 Hz	17,000 kW	10,600 Btu	32.2%	\$6,740,000	\$397
L20A	50/60 Hz	17,640 kW	9948 Btu	34.3%	\$7,213,000	\$409
LM2000PS	50 Hz	17,674 kW	9779 Btu	34.9%	\$7,639,000	\$432
LM2000PJ	50 Hz	17,855 kW	9888 Btu	34.5%	\$7,499,000	\$420
PGT25	50/60 Hz	22,417 kW	9404 Btu	36.3%	\$9,765,000	\$436
LM2500PE	60 Hz	23,292 kW	9315 Btu	36.6%	\$10,871,000	\$467
SGT-600	50/60 Hz	24,770 kW	9985 Btu	34.2%	\$10,460,000	\$422
UGT-15000 STIG	50/60 Hz	25,000 kW	8130 Btu	42.0%	\$12,731,000	\$509
FT8 PowerPac	50/60 Hz	25,490 kW	8950 Btu	38.1%	\$12,299,000	\$483
OGT25000	50/60 Hz	25,500 kW	9639 Btu	35.4%	\$11,336,000	\$445
UGT-25000	50/60 Hz	26,200 kW	9400 Btu	36.3%	\$11,870,000	\$453
PG5371(PA)	50/60 Hz	26,300 kW	11,990 Btu	28.5%	\$ 9,786,000	\$372
H-25	50/60 Hz	27,500 kW	10,097 Btu	33.8%	\$11,228,000	\$408
RB211-6562 DLE	50/60 Hz	27,520 kW	9415 Btu	36.3%	\$11,886,000	\$432
LM2500 PH STIG	60 Hz	27,630 kW	8391 Btu	40.7%	\$13,327,000	\$482
FT8-3	50/60 Hz	27,970 kW	8900 Btu	38.3%	\$12,081,000	\$432
SGT-700	50/60 Hz	29,060 kW	9480 Btu	36.0%	\$11,906,000	\$410
RB211-6762 DLE	50/60 Hz	29,500 kW	9055 Btu	37.7%	\$12,624,000	\$428
MF-221	50/60 Hz	30,000 kW	10,670 Btu	32.0%	\$11,561,000	\$385
RB211-6761 DLE	50/60 Hz	32,120 kW	8680 Btu	39.3%	\$14,307,000	\$445
LM2500 RD	60 Hz	33,165 kW	8774 Btu	38.9%	\$14,314,000	\$432
PG6561(B)	50/60 Hz	39,620 kW	10,710 Btu	31.9%	\$12,083,000	\$305
PG6581(B)	50/60 Hz	42,100 kW	10,642 Btu	32.1%	\$12,855,000	\$305

Model	Frequency	Base Load Rating	Heat Rate Btu/kWh	LHV Efficiency	Budgetary Price	Price per kW
LM6000PD	60 Hz	43,068 kW	8173 Btu	41.8%	\$15,907,000	\$369
SGT-800	50/60 Hz	45,000 kW	9215 Btu	37.0%	\$15,426,000	\$343
PG6591(C)	50/60 Hz	45,400 kW	9315 Btu	36.6%	\$15,330,000	\$338
LM6000PD Sprint	60 Hz	46,824 kW	8235 Btu	41.4%	\$17,548,000	\$375
LM6000PC	60 Hz	50,080 kW	8434 Btu	40.5%	\$17,863,000	\$357
FT8 TwinPac	50/60 Hz	51,350 kW	8890 Btu	38.4%	\$17,571,000	\$342
Trent 60 DLE	50/60 Hz	51,685 kW	8138 Btu	41.9%	\$18,457,000	\$357
GT8C2	50 Hz	56,300 kW	10,065 Btu	33.9%	\$17,890,000	\$318
FT8-3TwinPac	50/60 Hz	56,340 kW	8840 Btu	38.6%	\$19,156,000	\$340
Trent 60 WLE	50/60 Hz	58,000 kW	8336 Btu	40.9%	\$20,551,000	\$354
SGT-1000F	50 Hz	67,700 kW	9730 Btu	35.1%	\$21,156,000	\$313
PG6111(FA)	50/60 Hz	77,060 kW	9620 Btu	35.5%	\$22,002,000	\$286
PG7121(EA)	60 Hz	85,100 kW	10,430 Btu	32.7%	\$19,514,000	\$229
LMS100PA	60 Hz	98,816 kW	7569 Btu	45.1%	\$32,453,000	\$328
GT11N2	50 Hz	113,600 kW	10,247 Btu	33.3%	\$25,988,000	\$229
GT11N2	60 Hz	115,400 kW	10,065 Btu	33.9%	\$27,365,000	\$237
SGT6-3000E	60 Hz	120,500 kW	9840 Btu	34.7%	\$29,167,000	\$242
PG9171(E)	50 Hz	126,100 kW	10,100 Btu	33.8%	\$29,172,000	\$231
M701DA	50 Hz	144,090 kW	9810 Btu	34.8%	\$34,033,000	\$236
SGT5-2000E	50 Hz	168,000 kW	9825 Btu	34.7%	\$37,800,000	\$225
PG7241FA	60 Hz	171,700 kW	9360 Btu	36.5%	\$40,176,000	\$234
GT13E2	50 Hz	179,900 kW	9247 Btu	36.9%	\$42,433,000	\$236
PG7251FB	60 Hz	184,400 kW	9215 Btu	37.0%	\$44,004,000	\$239
GT24	60 Hz	188,782 kW	8956 Btu	38.1%	\$46,421,000	\$246
SGT5-3000E	50 Hz	191,000 kW	9825 Btu	34.7%	\$42,093,000	\$220
SGT6-5000F	60 Hz	198,300 kW	8985 Btu	38.0%	\$46,982,000	\$237
PG9351(FA)	50 Hz	255,600 kW	9250 Btu	36.9%	\$57,123,000	\$224
SGT6-6000G	60 Hz	267,500 kW	8715 Btu	39.2%	\$64,065,000	\$240
M701F	50 Hz	278,300 kW	8810 Btu	38.7%	\$66,020,000	\$237
PG9371(FB)	50 Hz	279,200 kW	9016 Btu	37.9%	\$64,044,000	\$229
SGT5-4000F	50 Hz	286,600 kW	8638 Btu	39.5%	\$70,023,000	\$244
GT26	50 Hz	289,139 kW	8716 Btu	39.2%	\$69,347,000	\$240
M701G	50 Hz	334,000 kW	8630 Btu	39.5%	\$80,824,000	\$242

Prices up
20% on
average
for 18-24
months
delivery wait

The "equipment-only" budget prices for turnkey combined cycle projects are FOB the factory in year 2008 U.S. dollars referenced to a standardized OEM reference plant design.

This year's plot of total plant equipment costs versus power output shows the classic slope of decreasing price with increasing size -- but the change in price is more gradual than for simple cycle units.

This is attributed to the increased engineering development and manufacturing costs for advanced technology gas turbine designs (F+, G and H models) specially developed for combined cycle power generation and associated increase in the cost of more advanced steam turbine cycle equipment.

On the gas turbine side, new materials and coatings developed for the buckets and nozzles (to withstand high temperature) are more expensive and the process required to manufacture them is more costly.

Scope of supply

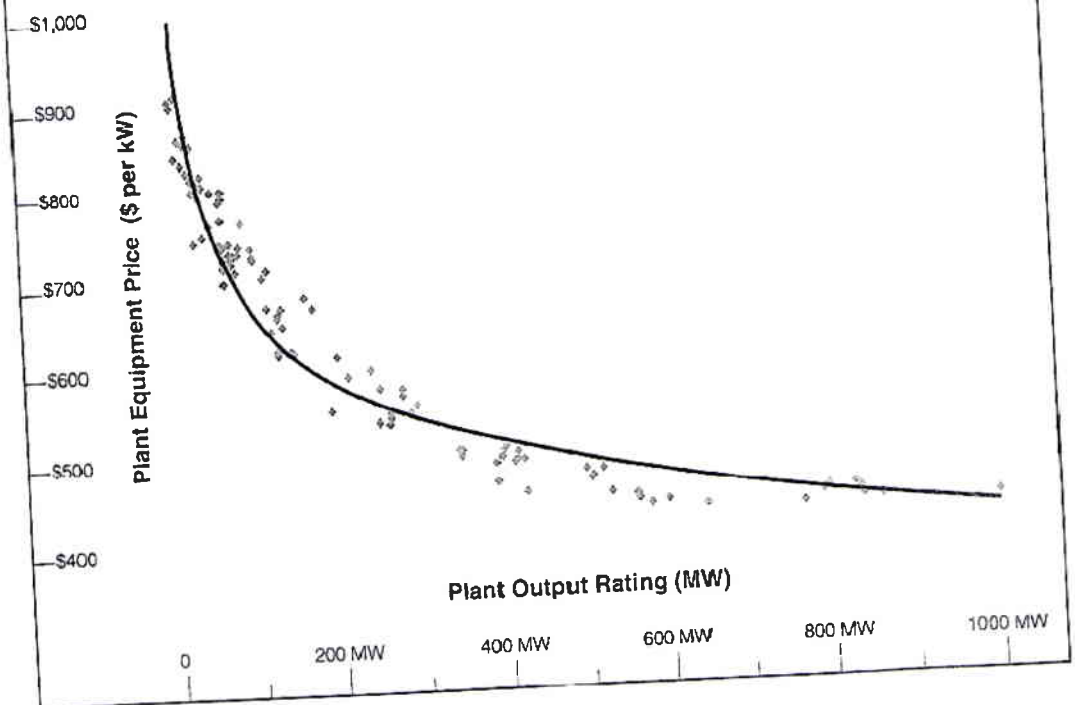
Basic equipment for an operational combined cycle package includes gas turbines, heat recovery steam generators, steam turbine, electric generators and associated balance-of-plant systems:

- **Gas turbine.** Skid mounted single fuel design with acoustically treated enclosure for outdoors installation and with standard starting and control systems. No inlet air heating or chilling.

- **Steam turbine.** Condensing subcritical designs, with single or dual-pressure levels for small plants, triple-pressure levels with reheat for large plants. Axial or radial exhaust and water-cooled heat rejection.

- **Unfired HRSG.** Outdoors mounted heat recovery steam generator, with ductwork but no bypass damper, short exhaust stack. Dual-pressure level design or triple pressure units with reheat. Catalytic sections are optional add-on (expensive).

Combined Cycle Plant Prices 2007. Here again, plant prices vary considerably, depending on design integration of the gas turbine, HRSG and steam turbine. In the larger unit sizes, the lower \$ per kW prices reflect economy of scale in the equipment design and manufacture.



These are equipment-only budget prices quoted FOB the factory in 2008 US dollars for combined cycle reference plant modules.

Plant Model	Net Plant Output	Freq.	LHV Efficiency	No. Gas Turbines	Steam Turbine	Equipment Only	Price per kW
STAC 60	7.3 MW	50 Hz	39.6%	1xTAURUS 60	1.8 MW	\$6,913,000	\$947
STAC 70	9.5 MW	50 Hz	41.7%	1xTAURUS 70	2.0 MW	\$9,040,000	\$954
UGT 10CC1	13.5 MW	50 Hz	45.8%	1xUGT 10000	3.5 MW	\$13,029,000	\$965
STAC 100	13.8 MW	50 Hz	40.7%	1xMARS 100	3.1 MW	\$12,194,000	\$886
STAC 130	17.7 MW	50 Hz	42.7%	1xTITAN 130	3.7 MW	\$16,015,000	\$904
UGT 15CC1	21.2 MW	50 Hz	44.4%	1xUGT15000	5.2 MW	\$18,879,000	\$891
LM2000PJ	23.9 MW	60 Hz	47.6%	1xLM2000PJ	6.8 MW	\$22,152,000	\$926
LM2000PS	24.0 MW	60 Hz	45.0%	1xLM2000PS	6.1 MW	\$21,450,000	\$895
L20A-1	25.0 MW	50 Hz	48.6%	1xL20A	8.3 MW	\$23,082,000	\$923
UGT 10CC2	26.5 MW	50 Hz	46.7%	2xUGT10000	7.5 MW	\$23,415,000	\$884
LM2500PJ	31.1 MW	60 Hz	50.0%	1xLM2500PJ	9.1 MW	\$27,276,000	\$876
FT8 PowerPac	32.9 MW	50/60 Hz	49.7%	1xFT8	8.8 MW	\$29,274,000	\$890
THM 1304-11	32.9 MW	50/60 Hz	45.5%	1xTHMx1304-11	11.4 MW	\$28,397,000	\$863
UGT 25CC1	33.0 MW	50 Hz	46.2%	1xUGT25000	8.0 MW	\$28,487,000	\$863
SCC-600	36.1 MW	50/60 Hz	50.1%	1xGT10B	12.6 MW	\$31,346,000	\$868
FT8-3 PowerPac	36.6 MW	50/60 Hz	50.6%	1xFT8-3	10.0 MW	\$31,742,000	\$868
RB211-GT62	39.8 MW	50/60 Hz	51.4%	1xRB211-GT62	12.2 MW	\$34,619,000	\$871
SCC-700	41.3 MW	50/60 Hz	51.1%	1xGT10C	12.9 MW	\$35,837,000	\$868
UGT 15CC2	42.8 MW	50 Hz	44.8%	2xUGT15000	10.8 MW	\$34,224,000	\$800
LM2500+RD	44.3 MW	60 Hz	52.0%	1xLM2500+RD	12.1 MW	\$38,700,000	\$873
L20A-2	51.0 MW	50 Hz	49.1%	2xL20A	16.9 MW	\$42,236,000	\$828
LM6000PD	54.2 MW	60 Hz	52.5%	1xLM6000PD	12.2 MW	\$46,712,000	\$862
S106B	64.3 MW	50 Hz	49.0%	1xMS6001B	23.8 MW	\$51,968,000	\$808
Trent 60 DLE	64.6 MW	60 Hz	52.5%	1xTrent 60 DLE	15.2 MW	\$53,691,000	\$831
SCC-800	66.5 MW	50/60 Hz	53.7%	1xGTX100	21.4 MW	\$56,407,000	\$848
FT8 TwinPac	66.7 MW	50/60 Hz	50.4%	2xFT8	18.0 MW	\$53,659,000	\$804
HK-37	66.8 MW	50/60 Hz	47.1%	1xHK-37	19.6 MW	\$51,107,000	\$765
S106C	67.2 MW	50 Hz	54.3%	1xMS6001C	23.1 MW	\$56,880,000	\$846
UGT 25CC2	67.2 MW	50 Hz	47.0%	2xUGT25000	17.2 MW	\$51,305,000	\$764
Trent 60 WLE	72.7 MW	50 Hz	50.3%	1xTrent 60 WLE	15.9 MW	\$58,552,000	\$806
SCC-600	73.2 MW	50/60 Hz	50.7%	2xGT10B	26.0 MW	\$58,681,000	\$802
FT8-3 TwinPac	74.2 MW	50/60 Hz	51.3%	2xFT8-3	20.6 MW	\$59,174,000	\$798
2xRB211-G62	75.5 MW	50/60 Hz	50.2%	2xRB211-G62	24.1 MW	\$59,111,000	\$783
2xRB211-GT62	79.5 MW	50/60 Hz	51.4%	2xRB211-GT62	24.4 MW	\$63,178,000	\$794
2025	81.4 MW	50/60 Hz	50.1%	2xH-25	27.5 MW	\$63,012,000	\$775
SCC-700	83.6 MW	50/60 Hz	51.8%	2xGT10C	26.8 MW	\$66,617,000	\$797

Plant Model	Net Plant Output	Freq.	LHV Efficiency	No. Gas Turbines	Steam Turbine	Equipment Only	Price per kW
SCC-1000F	100.8 MW	50 Hz	52.6%	1xV64.3A	33.1 MW	\$81,117,000	\$805
LMS100PB	112.8 MW	60 Hz	51.7%	1xLMS100PB	16.2 MW	\$86,572,000	\$767
S106FA	117.7 MW	50 Hz	55.1%	1xMS6001FA	43.9 MW	\$93,243,000	\$792
LMS100PA	117.9 MW	60 Hz	50.2%	1xLMS100PA	16.7 MW	\$87,396,000	\$741
3025	122.2 MW	50/60 Hz	50.1%	3xH-25	41.4 MW	\$86,690,000	\$710
2xTrent 60 DLE	129.9 MW	60 Hz	52.8%	2xTrent 60 DLE	31.1 MW	\$95,584,000	\$736
S107EA	130.2 MW	60 Hz	50.2%	1xMS7001EA	48.7 MW	\$89,745,000	\$689
S206B	130.7 MW	50 Hz	49.8%	2xMS6001B	49.4 MW	\$90,354,000	\$691
SCC-800	135.0 MW	50/60 Hz	54.4%	2xGTx100	44.4 MW	\$96,255,000	\$713
S206C	136.1 MW	50 Hz	55.0%	2xMS6001C	48.1 MW	\$99,741,000	\$733
2xTrent 60 WLE	146.4 MW	60 Hz	50.8%	2xTrent 60 WLE	32.9 MW	\$96,934,000	\$662
KA8C2-2	163.5 MW	60 Hz	49.7%	2xGT8C2	51.1 MW	\$122,580,000	\$750
SCC6-3000E	173.0 MW	60 Hz	50.5%	1xW501D5A	58.5 MW	\$101,200,000	\$584
S109E	193.2 MW	50 Hz	51.9%	1xMS9001E	71.8 MW	\$121,835,000	\$631
SCC-1000F	201.2 MW	50 Hz	52.5%	2xV64.3A	74.0 MW	\$125,789,000	\$625
MPCP1(M701)	212.5 MW	50 Hz	51.4%	1xM701D	70.4 MW	\$128,736,000	\$606
S206FA	239.4 MW	60 Hz	55.7%	2xMS6001FA	89.7 MW	\$148,010,000	\$618
SCC5-2000E	251.0 MW	50 Hz	52.2%	1xV94.2	91.1 MW	\$145,832,000	\$581
KA13E2-1	252.8 MW	50 Hz	52.8%	1xGT13E2	72.9 MW	\$147,357,000	\$583
S406B	261.3 MW	50 Hz	49.8%	4xMS6001B	99.0 MW	\$140,815,000	\$539
S107FA	262.6 MW	60 Hz	56.0%	1xMS7001FA	95.6 MW	\$157,709,000	\$601
S207EA	263.6 MW	60 Hz	50.9%	2xMS7001EA	100.7 MW	\$139,706,000	\$530
KA24-1	278.9 MW	60 Hz	57.1%	1xGT24	90.7 MW	\$165,540,000	\$594
S107FB	280.3 MW	60 Hz	57.4%	1xMS7001FB	101.0 MW	\$165,744,000	\$591
MPCP1(M501F)	285.1 MW	60 Hz	57.1%	1xM501F	55.3 MW	\$150,810,000	\$529
SCC5-3000E	290.0 MW	50 Hz	56.5%	1xV94.2A	69.5 MW	\$168,594,000	\$581
SCC6-5000F	295.7 MW	60 Hz	57.0%	1xW501F	105.3 MW	\$171,006,000	\$578
KA11N2-2	344.8 MW	50 Hz	51.3%	2xGT11N2	117.6 MW	\$174,396,000	\$506
SCC6-3000E	346.9 MW	60 Hz	50.6%	2xW501D5A	118.0 MW	\$163,995,000	\$473
KA11N2-2	348.5 MW	60 Hz	51.9%	2xGT11N2	117.7 MW	\$166,343,000	\$477
209E	359.5 MW	50 Hz	49.4%	2xMS9001E	121.5 MW	\$168,719,000	\$469
S109FA	390.8 MW	50 Hz	56.7%	1xMS9001FA	141.8 MW	\$197,937,000	\$507
S209E	391.4 MW	50 Hz	52.7%	2xMS9001E	148.5 MW	\$185,213,000	\$473
SCC6-6000G	397.1 MW	60 Hz	58.8%	1xW501G	129.6 MW	\$207,303,000	\$522
MPCP1(M501G)	398.9 MW	60 Hz	58.4%	1xM501G	134.5 MW	\$208,428,000	\$523
S107H	400.0 MW	60 Hz	60.0%	1xMS7001H	****	\$215,022,000	\$538
MPCP1(M501H)	403.0 MW	60 Hz	60.0%	1xM501H	****	\$216,049,000	\$536
S109FB	412.9 MW	50 Hz	58.0%	1xMS9001FB	151.7 MW	\$214,836,000	\$520
SCC5-4000F	416.0 MW	50 Hz	58.3%	1xV94.3A	129.4 MW	\$216,890,000	\$521
MPCP1(M701F)	416.4 MW	50 Hz	59.0%	1xM701F	142.6 MW	\$220,441,000	\$529
KA26-1	424.0 MW	50 Hz	58.3%	1xGT26	135.7 MW	\$220,676,000	\$521
MPCP2(M701)	426.6 MW	50 Hz	51.6%	2xM701D	142.4 MW	\$191,692,000	\$449

Plant Model	Net Plant Output	Freq.	LHV Efficiency	No. Gas Turbines	Steam Turbine	Equipment Only	Price per kW
MPCP1(M701G2)	498.0 MW	50 Hz	59.3%	1xM701G2	172.3 MW	\$251,597,000	\$505
SCC5-2000E	505.0 MW	50 Hz	52.5%	2xV94.2	184.9 MW	\$223,204,000	\$442
KA13E2-2	507.4 MW	50 Hz	53.0%	2xGT13E2	147.6 MW	\$225,920,000	\$445
S109H	520.0 MW	50 Hz	60.0%	1xMS9001H	****	\$269,185,000	\$518
S207FA	529.9 MW	60 Hz	56.5%	2xMS7001FA	195.8 MW	\$243,121,000	\$459
KA24-2	560.0 MW	60 Hz	57.3%	2xGT24	183.6 MW	\$256,506,000	\$458
S207FB	562.5 MW	60 Hz	57.5%	2xMS7001FB	204.0 MW	\$258,027,000	\$459
SCC5-3000E	576.0 MW	50 Hz	56.4%	2xV94.2A	215.3 MW	\$262,932,000	\$457
SCC6-5000F	598.0 MW	60 Hz	57.4%	2xW501F	217.4 MW	\$270,350,000	\$452
MPCP3(M701)	645.0 MW	50 Hz	51.8%	3xM701D	218.7 MW	\$250,877,000	\$389
KA13E2-3	763.2 MW	50 Hz	53.2%	3xGT13E3	223.5 MW	\$329,634,000	\$432
S209FA	786.9 MW	50 Hz	57.1%	2xMS9001FA	289.2 MW	\$373,261,000	\$474
SCC6-6000G	794.3 MW	60 Hz	58.8%	2xW501G	281.2 MW	\$360,835,000	\$454
S209FB	825.4 MW	50 Hz	58.0%	2xMS9001FB	303.7 MW	\$366,923,000	\$445
SCC5-4000F	832.0 MW	50 Hz	58.2%	2xV94.3A	288.7 MW	\$366,576,000	\$441
MPCP2(M701F)	835.6 MW	50 Hz	59.2%	2xM701F	288.0 MW	\$380,465,000	\$455
KA26-2 ICS	857.7 MW	50 Hz	59.0%	2xGT26	281.1 MW	\$389,225,000	\$454
MPCP2(M701G2)	999.4 MW	50 Hz	59.5%	2xM701G2	348.0 MW	\$453,299,000	\$454

*Prices up
10% on
average for
12-16
months
delivery wait*

The 'equipment-only' budget prices in the GTW Handbook for mechanical drives are FOB the factory, in year 2008 U.S. dollars for a single or two-unit purchase.

They are for a bare bones mechanical drive with basic systems and controls required of an operational installation, without bells and whistles or site specific auxiliaries and accessories.

Scope of supply

Basic scope of supply for a standard mechanical drive gas turbine includes:

- **Engine package.** Skid-mounted single fuel gas turbine, output shaft coupling to connect with driven equipment, start and lube oil cooling systems.
- **Output gearbox.** Parallel-shaft gearbox usually standard; epicyclic gearbox design is more compact and efficient but adds to the price.
- **Inlet and exhaust.** Ducting and inlet silencer, inlet air filter, exhaust silencer. Options such as multi-stage inlet air filtration, anti-icing, air inlet cooling, water injection.
- **Auxiliaries.** Vibration, speed and temperature instrumentation, turbine control, fire protection systems.

Price and delivery driven by demand

The price level of mechanical drive gas turbines has increased by about 10 percent over 2006 prices, and is expected to continue rising in 2008.

Typical gas turbine shipment schedules of 12 to 14 months a year ago are currently running 18 to 20 months from date of order. Pipeline compressor packages can add more than 6 months to this cycle.

Major pipeline projects across Eastern Europe and China bolstered by increasing offshore activity in Southeast Asia and West Africa have combined to create strong demand.

Floating production, storage, and offloading (FPSO) vessels are also a growing market for gas turbine drivers. Higher than average scope of supply for these offshore vessel installations (and platforms) is reflected in higher price levels, particularly for the smaller-size units.

This is a function of additional equipment such as corrosion resistant materials and special mounting required to stand up to severe operating environments.

Efficiency is also a price factor

The rapidly expanding liquefied natural gas (LNG) market has also created a growing market for very large, heavy frame single-shaft drivers to power refrigerant compressor trains requiring many thousand hp per train.

Since mechanical drive gas turbines mainly operate continuously at base load output there is a price premium paid for high efficiency and high availability performance.

With natural gas fuel selling for \$7-8 per million Btu in the U.S., efficiency is a much more important economic factor today (even for gas pipeline compressor station installations) than it was a few years ago with gas selling for \$3-4 per million Btu.

Drives can cost more than gensets

The cost of manufacturing, assembling and packaging mechanical drives can easily exceed the cost of packaging that same gas turbine as a genset.

On the surface one might expect that the added cost of an electric generator alone would rule out such an imbalance, but comparative industry price tags say otherwise.

Actually, a mechanical drive might range from \$900,000 to \$1.25 million compared to a \$1 million equipment price for a complete genset.

The primary reason is that mechanical drive gas turbine packages for oil & gas or petrochemical applications must be designed to insure safe operation in hazardous, explosive and flammable environments.

That is in addition to meeting strict standards such as spelled out by API, ISO 9001 (v. 2000) and PED (European directive on pressurized equipment) specifications.

The net result is that a mechanical drive for oil & gas can be more expensive than an electric generating plant powered by the same gas turbine model driving an electric generator.

Mechanical Drive Prices

These are equipment-only budget prices quoted FOB the factory in 2008 US dollars for mechanical drive gas turbines.

Model	Base Load Rating	Heat Rate Btu/shp-hr	LHV Efficiency	Budget Price	Price per kW
VPS1	705 hp	11,665 Btu	21.8%	\$549,900	\$780
ST6L-795	909 hp	10,301 Btu	24.7%	\$843,700	\$928
ST6L-813	1137 hp	9786 Btu	26.0%	\$1,109,000	\$975
TV3-137	1475 hp	9664 Btu	26.3%	\$1,246,000	\$845
IM150	1580 hp	9190 Btu	27.7%	\$1,320,000	\$835
Saturn 20	1590 hp	10,370 Btu	24.5%	\$1,265,000	\$796
M1A-13X	2010 hp	10,193 Btu	25.0%	\$1,333,000	\$663
M1A-13D	2083 hp	10,078 Btu	25.3%	\$1,349,000	\$647
ST18A	2630 hp	8425 Btu	30.2%	\$1,658,000	\$631
M1T-13D	4104 hp	10,229 Btu	24.9%	\$2,134,000	\$520
VPS3	4410 hp	8958 Btu	28.4%	\$2,064,000	\$468
UGT 3000	4500 hp	8100 Btu	31.4%	\$2,106,000	\$468
Centaur 40	4700 hp	9125 Btu	27.9%	\$2,077,000	\$442
VPS4	4931 hp	8497 Btu	30.0%	\$2,372,000	\$481
ST40	5416 hp	7687 Btu	33.1%	\$2,394,000	\$442
501-KC5	5500 hp	8495 Btu	30.0%	\$2,717,000	\$494
Centaur 50	6130 hp	8500 Btu	29.9%	\$2,709,000	\$442
SGT-100	6600 hp	7955 Btu	32.0%	\$3,175,000	\$481
501-KC7	7400 hp	7902 Btu	32.2%	\$2,982,000	\$403
M7A-01D	7425 hp	8450 Btu	30.1%	\$2,992,000	\$403
M7A-01	7607 hp	8342 Btu	30.5%	\$3,066,000	\$403
Taurus 60	7700 hp	7965 Btu	32.0%	\$3,103,000	\$403
THM1203A	8046 hp	10,870 Btu	23.4%	\$3,243,000	\$403
D-336-1	8445 hp	8105 Btu	31.4%	\$3,403,000	\$403
NK-12ST	8450 hp	9748 Btu	26.1%	\$3,405,000	\$403
UGT 6000	8840 hp	7970 Btu	31.9%	\$3,552,000	\$402
M7A-01S	8956 hp	7481 Btu	34.0%	\$3,667,000	\$410
GT6000	9100 hp	8080 Btu	31.5%	\$3,656,000	\$402
M7A-02D	9276 hp	8162 Btu	31.2%	\$3,654,000	\$394
M7A-03D	10,179 hp	7520 Btu	33.8%	\$3,441,000	\$338
SGT-200	10,300 hp	7595 Btu	33.5%	\$3,565,000	\$346
Taurus 70	10,310 hp	7310 Btu	34.8%	\$3,605,000	\$350
AI-336-2-8	10,724 hp	7901 Btu	32.2%	\$3,764,000	\$351
NK-14ST	10,730 hp	7951 Btu	32.0%	\$3,766,000	\$351
UGT 8000	11,300 hp	7560 Btu	33.7%	\$3,937,000	\$348
THM1304-10	13,008 hp	8715 Btu	29.2%	\$4,397,000	\$338

Model	Base Load Rating	Heat Rate Btu/shp-hr	LHV Efficiency	Budget Price	Price per kW	N
Mars 90	13,220 hp	7655 Btu	33.2%	\$4,554,000	\$345	L
AI-336-1-10	13,405 hp	7283 Btu	34.9%	\$4,618,000	\$345	P
NK-40ST	13,410 hp	7483 Btu	34.0%	\$4,620,000	\$345	L
GTU-10P	13,812 hp	7689 Btu	33.1%	\$4,668,000	\$338	L
UGT 10000	14,280 hp	6970 Btu	36.5%	\$4,827,000	\$338	M
Mars 100	15,000 hp	7490 Btu	34.0%	\$5,031,000	\$335	L
THM1304-12	16,092 hp	8001 Btu	31.8%	\$5,230,000	\$325	L
GTU-12P	16,588 hp	7356 Btu	34.6%	\$5,391,000	\$325	L
SB60-2	17,530 hp	8215 Btu	31.0%	\$6,039,000	\$345	L
THM1304-14	17,701 hp	7881 Btu	32.3%	\$6,098,000	\$345	L
SGT-400	18,000 hp	7030 Btu	36.2%	\$6,201,000	\$345	L
LM1600-PA	19,200 hp	6892 Btu	36.9%	\$6,739,000	\$351	L
Titan 130	20,500 hp	7025 Btu	36.2%	\$6,796,000	\$332	L
NK-38ST	21,460 hp	6695 Btu	38.0%	\$6,975,000	\$325	L
UGT 10000 STIG	21,760 hp	5840 Btu	43.6%	\$7,069,000	\$325	L
Avon 2648	21,923 hp	8323 Btu	30.6%	\$7,122,000	\$325	L
GTU-16P	22,086 hp	6879 Btu	37.0%	\$7,141,000	\$323	L
UGT 15000	22,700 hp	7170 Btu	35.5%	\$7,152,000	\$315	L
UGT 16000	22,700 hp	7840 Btu	32.5%	\$7,224,000	\$318	L
Avon 2656	22,807 hp	8022 Btu	31.7%	\$7,264,000	\$319	L
SGT-500	23,290 hp	7760 Btu	32.8%	\$7,266,000	\$312	L
GT15001	23,800 hp	7271 Btu	35.0%	\$7,426,000	\$312	L
L20A	24,138 hp	7270 Btu	35.0%	\$7,531,000	\$312	L
LM2000PS	25,236 hp	7205 Btu	35.3%	\$7,874,000	\$312	L
PGT25	31,200 hp	6750 Btu	37.7%	\$9,937,000	\$319	L
LM2500PE	32,013 hp	6777 Btu	37.6%	\$10,196,000	\$319	L
NK-36ST	33,530 hp	6990 Btu	36.4%	\$11,551,000	\$345	L
SGT-600	34,100 hp	7250 Btu	35.1%	\$11,526,000	\$338	L
GTU-25P	34,330 hp	6365 Btu	40.0%	\$10,934,000	\$319	L
FT8	34,690 hp	6615 Btu	38.5%	\$11,725,000	\$338	L
RB211 G56	34,900 hp	7100 Btu	35.8%	\$11,796,000	\$338	L
UGT 25000	36,300 hp	6910 Btu	36.8%	\$11,798,000	\$325	L
GT25000	36,400 hp	6880 Btu	37.0%	\$11,830,000	\$325	L
FT8-3	37,940 hp	6580 Btu	38.7%	\$11,837,000	\$312	L
MS5002(C)	38,005 hp	8814 Btu	28.9%	\$11,858,000	\$312	L
RB211 G62	39,600 hp	6705 Btu	38.0%	\$12,812,000	\$324	L
SGT-700	40,390 hp	6820 Btu	37.3%	\$11,833,000	\$293	L
RB211 GT62	40,750 hp	6565 Btu	38.8%	\$12,255,000	\$301	L
PGT25+	42,070 hp	6187 Btu	41.1%	\$12,831,000	\$305	L
MS5002(E)	42,912 hp	7070 Btu	36.0%	\$13,389,000	\$312	L
MS5002(D)	43,690 hp	8650 Btu	29.4%	\$13,631,000	\$312	L
RB211 GT61	44,500 hp	6290 Btu	40.5%	\$14,162,000	\$318	L

00246

Model	Base Load Rating	Heat Rate Btu/shp-hr	LHV Efficiency	Budget Price	Price per kW
LM2500RD	45,439 hp	6404 Btu	39.7%	\$13,586,000	\$299
PGT25+G4	45,590 hp	6175 Btu	41.2%	\$14,698,000	\$322
LM2500RC	49,754 hp	7119 Btu	35.7%	\$14,876,000	\$299
LM6000PC	57,796 hp	6024 Btu	42.2%	\$16,154,000	\$280
MS6001(B)	58,380 hp	7650 Btu	33.3%	\$16,317,000	\$280
LM6000PD	58,809 hp	5985 Btu	42.5%	\$16,437,000	\$280
LM6000PF	58,810 hp	5985 Btu	42.5%	\$16,437,000	\$280
LM6000PD	58,852 hp	6080 Btu	41.9%	\$16,449,000	\$280
LM6000PC	59,530 hp	6240 Btu	40.8%	\$16,639,000	\$280
LM6000PC	59,762 hp	5963 Btu	42.7%	\$16,703,000	\$280
Trent 60	70,418 hp	5939 Btu	42.9%	\$17,834,000	\$253
MS7001(EA)	115,630 hp	7720 Btu	33.0%	\$21,646,000	\$187
M9001(E)	174,520 hp	7350 Btu	34.6%	\$29,267,000	\$168

**ANEXO I: Respuestas a Observaciones de
OSINERGMIN enviadas por los
Generadores
(en medio impreso y magnético)**

CAHUA S.A.

**LEVANTAMIENTO DE OBSERVACIONES
FORMULADAS POR EL OSINERGMIN
PROCESO DE FIJACION DE TARIFAS MAYO 2009****OBSERVACION PLANTEADA POR EL OSINERGMIN****22.3 *Evaluación de las Actividades de Mantenimiento Propuestas para los años comprendidos entre el 2009 y 2011*****22.3.1 *Centrales Hidroeléctricas****C.H. Cahua*

La actividad "Cambio de regulador de velocidad y de tensión, limpieza bobinado del estator, cambio descargador síncrono, reparación corona y álabes" fue propuesto y programado en el programa de mantenimiento mayor correspondiente a la Fijación de Tarifas Mayo 2008, por lo cual dicha actividad no puede ser incluida en la correspondiente Fijación de Tarifas. Sin perjuicio de lo mencionado, estas actividades deberían ser programadas en época de estiaje de manera que afecte lo menos posible la producción de energía eléctrica de esta central contribuyendo de esta manera a una correcta programación de la operación del SEIN.

Por lo expuesto, el SUBCOMITE deberá retirar este trabajo de mantenimiento propuesto de acuerdo a lo indicado.

Respuesta:

En efecto, la actividad citada en la observación precedente se incluyó en el proceso de Fijación Tarifaria Mayo 2008, no obstante debido a la necesidad del SEIN de cubrir la restricción de generación térmica originado el 2008 por congestión del ducto de Camisea esta actividad fue reprogramada y aprobada en el COES en el programa de mantenimiento mayor del año 2009, razón por la cual la información observada debe ser incluida en el actual proceso de Fijación Tarifaria.

Asimismo, como parte de un proceso integral de optimización en las operaciones de la C.H. Cahua y el menor costo económico para el sistema, las actividades de mantenimiento son programadas durante las paradas frecuentes de la central en períodos de avenida debido a la presencia de excesiva cantidad de sólidos en el agua del río Pativilca el cual genera salidas de hasta 15 días consecutivos, en razón de ello cabe informar que las actividades del año 2009 incluyen la adquisición de un nuevo rodete con perfil modificado y recubrimiento especial que logre el incremento de eficiencia y la continuidad de servicio de la central.

23.- MODIFICACIÓN DE SERIES HIDROLÓGICAS

23.1.- Actualización de la Serie Hidrológica del año 2007

23.1.1.- Observaciones a la “Naturalización de Caudales del Río Pativilca – Central Hidroeléctrica Cahua – Año 2007, Informe Final – Versión Definitiva”, Setiembre 2008

El informe “Naturalización de Caudales del Río Pativilca – Central Hidroeléctrica Cahua – Año 2007, Informe Final – Versión Definitiva”, Setiembre 2008 presentado en el Anexo F del Estudio (medio magnético), que sustenta los cálculos para la naturalización de caudales de la cuenca del río Pativilca, es incompleto debido a que no se ha presentado información relevante que permita verificar a OSINERGMIN la consistencia de los cálculos efectuados para la obtención de los caudales naturales del año 2007.

Por lo tanto, se requiere que el SUBCOMITÉ presente, para el análisis y evaluación correspondiente la siguiente información:

- * Los cuadros N° 5.2, 5.3, 5.4, 5.5, 5.6, 5.7, 5.9, 5.10, 5.11, 5.12, 5.13 y 5.14, mencionados en el informe.*

Respuesta:

Se presentan los cuadros requeridos.

- * El análisis de confiabilidad de la información de precipitación de la cuenca del Río Pativilca, la misma que deberá ser presentada y actualizada hasta del año 2007.*

Respuesta:

Como se indica en LA NATURALIZACIÓN CAHUA, ítem 4.3.1 (pág. 5), “En la cuenca del río Pativilca, el número de estaciones pluviométricas – y consecuentemente la información disponible – es limitado, razón por la cual, en los Estudios Años 2003 a 2005, se utilizó para el análisis, información de estaciones de cuencas vecinas...”.

El análisis está referido a la caracterización general de la cuenca del río Pativilca y específicamente referido a la hidrometeorológica, es decir, para conocer – referencialmente – el orden de magnitud de la precipitación total anual en esta cuenca, a partir de información de estudios anteriores.

También es importante destacar que la observación es adecuada, y que efectivamente la precipitación en estudio debe ser confiable en términos de su consistencia y lo más actualizada posible, pero siempre cuando sea un parámetro indispensable en el estudio hidrológico que se realice. Pero en el caso de LA NATURALIZACIÓN CAHUA, la precipitación solo se ha tomado como dato referencial para la caracterización general de la cuenca (una idea de cuánto llueve), debido a ello esta información no es relevante en el proceso de naturalización, la misma que se ha efectuado en base a caudales y volúmenes mensuales.

CUADRO N° 5.2
CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAHUA: NATURALIZACIÓN DE CAUDALES EN EL RÍO PATIVILCA, AÑO 2007
RESERVORIO VICONGA: CAUDALES MENSUALES PROMEDIO DESCARGADOS (m³/s), PERIODO: 1965 - 2007

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
1	1965											
2	1966											
3	1967											
4	1968						0.100	0.100	1.200	1.160	0.250	
5	1969						0.200	1.700	3.100	1.600	0.500	
6	1970						0.500	3.500	3.600	1.100	0.600	
7	1971						0.246	2.460	2.276	0.523		
8	1972							1.419	4.360			
9	1973							2.856	2.411	0.784		
10	1974							2.782	2.971		1.157	
11	1975						0.452	2.464	1.736		1.466	
12	1976						0.411	2.240	2.450	0.691		
13	1977						0.000	1.717	2.199	1.717	0.231	
14	1978						1.717	2.147	1.794	0.187		
15	1979						3.286	1.904	1.968	0.243		
16	1980						2.109	2.091	1.582			
17	1981						1.437	3.995	2.392			
18	1982						0.672	4.256	2.334	1.008		
19	1983							7.994	2.315	0.168		
20	1984						2.427	3.883		3.510		1.587
21	1985						3.640	3.174	0.540	2.427	0.694	
22	1986						1.654	1.591	2.079	1.650	0.162	
23	1987						1.527	1.471	1.921	1.520	0.154	
24	1988						2.046	1.971	2.573	2.039	0.204	
25	1989						1.184	1.142	1.489	1.184	0.116	
26	1990						1.482	1.426	1.860	1.475	0.147	
27	1991						1.609	1.546	2.022	1.602	0.158	
28	1992						2.263	2.173	2.843	2.251	0.224	
29	1993						1.553	1.493	1.952	1.546	0.150	
30	1994						1.650	1.587	2.072	1.643	0.162	
31	1995						1.213	1.512	1.929	2.165	0.386	
32	1996						2.684	2.240	2.971	1.717		
33	1997					1.262	1.680	1.344	1.138	1.187		
34	1998						3.491	2.024	2.442	0.037		
35	1999						1.101	2.681	1.613		0.386	
36	2000					0.887	2.345	2.733	1.034	0.299	0.880	
37	2001					0.752	1.680	1.456	1.447	0.904		
38	2002				0.683	1.879	2.221	2.457	1.362	0.370		
39	2003						1.490	2.382	2.000	0.941		
40	2004				0.760	2.670	2.460	2.310	1.740	0.210		
41	2005					0.343	3.325	4.107	3.321			
42	2006					0.604	2.168	1.602	2.154			
43	2007					0.185	0.355	3.894	4.638	1.409		

FUENTE : 1965 - 2003 : Naturalización 2003, 2004 - 2007 : CAHUA S.A. (obtenidos a partir del volumen total mensual descargado).

CUADRO N° 5.3
CENTRAL HIDROELECTRICA CAHUA: NATURALIZACIÓN DE CAUDALES EN EL RIO PATIVILCA, AÑO 2007
RESERVORIO VICONGA: CAUDALES MENSUALES APORTADOS O DE ENTRADA (m³/s), PERIODO: 1965 - 2003

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	MEDIA
1 1965	3.396	4.623	5.384	1.316	0.416	0.570	0.632	0.527	0.719	1.103	1.147	2.537	1.864
2 1966	4.999	4.314	2.665	0.889	0.535	0.467	0.535	0.523	0.591	1.280	1.315	2.929	1.754
3 1967	4.819	14.004	5.148	1.216	0.359	0.667	0.745	0.621	0.606	1.453	1.422	2.138	2.767
4 1968	3.147	3.494	2.542	0.784	0.318	0.487	0.504	0.489	0.595	0.946	1.595	2.455	1.446
5 1969	2.196	4.256	3.401	1.406	0.436	0.624	0.629	0.525	0.655	1.097	1.783	5.086	1.841
6 1970	8.270	4.173	2.666	1.401	0.818	1.143	1.065	0.930	1.258	1.310	2.228	3.509	2.398
7 1971	3.850	5.460	4.010	1.256	0.563	0.851	0.850	0.797	0.776	1.075	1.313	2.414	1.935
8 1972	3.429	4.127	5.693	1.647	0.678	0.928	0.977	0.851	0.813	1.060	1.497	2.539	2.020
9 1973	4.757	12.137	4.592	2.774	0.662	0.965	0.935	0.829	0.924	1.856	2.388	4.137	3.080
10 1974	5.811	8.322	3.407	1.437	0.646	0.969	0.998	0.832	0.802	1.034	1.344	1.833	2.286
11 1975	3.836	4.150	4.904	1.135	0.695	0.911	0.834	0.787	0.897	1.389	1.592	1.833	1.914
12 1976	5.131	7.731	3.819	1.444	0.609	0.861	0.815	0.720	0.782	0.874	1.224	1.613	2.135
13 1977	3.724	8.717	4.662	1.309	0.539	0.685	0.728	0.768	0.826	0.883	2.253	3.235	2.361
14 1978	3.481	8.742	3.689	1.289	0.442	0.564	0.519	0.476	0.733	0.879	2.068	2.957	2.153
15 1979	2.380	6.043	4.555	1.102	0.497	0.694	0.505	0.691	0.906	1.053	1.581	1.005	1.751
16 1980	3.622	3.255	2.320	1.027	0.335	0.551	0.389	0.489	0.697	1.470	2.026	4.234	1.701
17 1981	4.146	13.888	7.356	1.179	0.456	0.673	0.637	0.447	0.530	1.059	2.610	3.732	3.059
18 1982	3.468	7.766	2.787	1.209	0.490	0.661	0.672	0.631	0.632	1.132	3.007	3.170	2.135
19 1983	5.588	2.674	3.831	2.243	0.696	0.731	0.954	0.521	0.771	0.902	1.424	2.282	1.885
20 1984	2.850	14.708	9.223	1.893	0.891	1.274	0.954	0.765	0.900	0.868	1.987	2.453	3.231
21 1985	3.365	4.984	4.011	1.955	0.631	0.789	0.627	0.822	0.959	0.939	1.251	2.214	1.879
22 1986	5.349	5.569	4.881	2.133	0.790	0.826	0.616	0.608	0.781	0.891	1.326	1.663	2.119
23 1987	10.554	11.755	4.901	1.235	0.693	0.635	0.695	0.729	0.700	0.903	1.766	4.264	3.236
24 1988	8.256	10.880	2.779	1.648	0.822	0.692	0.510	0.560	0.633	0.864	1.225	2.487	2.613
25 1989	5.867	9.884	5.535	0.596	0.618	0.835	0.914	0.842	0.728	1.047	1.362	1.687	2.493
26 1990	2.881	3.438	2.138	0.805	0.408	0.551	0.510	0.504	0.511	1.472	1.462	2.988	1.472
27 1991	3.387	4.610	2.824	1.410	0.770	0.573	0.504	0.534	0.539	0.710	1.229	2.909	1.667
28 1992	2.301	2.398	2.510	0.855	0.368	0.491	0.455	0.429	0.429	0.559	0.867	1.850	1.126
29 1993	2.012	6.135	3.687	2.348	1.147	0.621	0.673	0.650	0.574	0.699	1.254	2.497	1.858
30 1994	7.992	9.111	3.671	1.339	0.927	0.803	0.735	0.574	0.578	0.616	1.220	2.161	2.477
31 1995	2.964	2.519	1.988	1.012	0.603	0.555	0.571	0.521	0.550	0.589	1.212	2.344	1.286
32 1996	4.151	8.831	6.013	2.231	0.653	0.744	0.619	0.554	0.464	0.618	1.111	2.353	2.362
33 1997	3.807	5.273	2.765	0.651	0.312	0.382	0.494	0.421	0.433	0.471	1.433	4.423	1.739
34 1998	5.878	8.105	4.232	1.621	0.625	0.888	0.915	0.818	0.825	0.970	1.340	2.187	2.367
35 1999	3.043	9.684	3.560	1.625	0.654	1.113	1.020	0.699	0.824	1.081	1.514	3.518	2.361
36 2000	2.410	2.800	3.180	1.930	1.010	0.390	0.290	0.340	0.680	1.590	0.970	2.320	1.493
37 2001	5.249	2.610	4.596	2.213	1.024	0.385	0.344	0.303	0.782	1.496	2.238	2.614	1.988
38 2002	2.569	4.271	3.470	1.334	0.364	0.528	0.502	0.381	0.416	0.801	1.677	3.437	1.646
39 2003	4.567	6.262	5.569	1.781	0.764	0.199	0.668	0.297	0.744	0.834	0.779	2.327	2.066
MEDIA	4.346	6.710	4.076	1.453	0.622	0.699	0.680	0.610	0.707	1.022	1.565	2.727	2.102
DESV. STD.	1.889	3.470	1.483	0.503	0.207	0.225	0.202	0.169	0.172	0.310	0.486	0.884	0.512
MAXIMA	10.554	14.708	9.223	2.774	1.147	1.274	1.065	0.930	1.258	1.856	3.007	5.086	3.236
MINIMA	2.012	2.398	1.988	0.596	0.312	0.199	0.290	0.297	0.416	0.471	0.779	1.005	1.126

FUENTE : Naturalización 2003.

CUADRO N° 5.4

CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAHUA: NATURALIZACIÓN DE CAUDALES EN EL RÍO PATIVILCA, AÑO 2007
RESERVORIO VICONGA: CAUDALES MENSUALES NATURALIZADOS (m3/s), AÑO 2004

Q l mes i = Q s mes i + (Vmes i - Vmes i - 1) / Delta t										
MES		RESERVORIO VICONGA								
		SALIDA		VOLUMEN ALMACENADO A FIN DE MES		CAMBIO DE ALMACENAMIENTO *		CAUDAL INGRESO NATURALIZADO Q l mes "i" (m3/s)		
		VOLUMEN V s	CAUDAL Q s	V a		VOLUMEN V An	CAUDAL Q An			
		mes "i"		mes "i"	mes "i - 1"	mes "i"				
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)		
1	ene	31	0.00	0.00	9.86	0.12	9.74	3.64	3.64	
2	feb	28	0.00	0.00	14.72	9.86	4.86	2.01	2.01	
3	mar	31	0.00	0.00	19.45	14.72	4.73	1.77	1.77	
4	abr	30	0.00	0.00	21.87	19.45	2.42	0.93	0.93	
5	may	31	2.03	0.76	20.45	21.87	-1.42	-0.53	0.23	
6	jun	30	6.91	2.67	14.57	20.45	-5.88	-2.27	0.40	
7	jul	31	6.59	2.46	9.62	14.57	-4.95	-1.85	0.61	
8	ago	31	6.20	2.31	4.14	9.62	-5.48	-2.05	0.27	
9	sep	30	4.51	1.74	0.89	4.14	-3.25	-1.25	0.49	
10	oct	31	0.56	0.21	3.57	0.89	2.68	1.00	1.21	
11	nov	30	0.00	0.00	6.80	3.57	3.23	1.25	1.25	
12	dic	31	0.00	0.00	11.57	6.80	4.77	1.78	1.78	
PROMEDIO				0.85					1.21	
TOTAL			26.80							

* : Almacenamiento Neto, si + : Incremento, si - : Decremento

FUENTE : Estudio Año 2004.

00254

CUADRO N° 5.5

CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAHUA: NATURALIZACIÓN DE CAUDALES EN EL RÍO PATIVILCA, AÑO 2007
RESERVOIR VICONGA: CAUDALES MENSUALES NATURALIZADOS (m³/s), AÑO 2005

Q l mes i = Q s mes i + (Vmes i - Vmes i - 1) / Delta t										
MES	SALIDA			VOLUMEN ALMACENADO A FIN DE MES Va	CAMBIO DE ALMACENAMIENTO *		CAUDAL DE INGRESO NATURALIZADO			
	VOLUMEN Vs		CAUDAL Qs		VOLUMEN V An	CAUDAL Q An	CALCULADO	ASUMIDO		
	mes "i"				mes "i"	mes "i - 1"	mes "i"			
	(MMC)	(m ³ /s)	(MMC)		(MMC)	(m ³ /s)	(9)	(9)		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(9)	
1	ene	31	0.00	0.00	15.36	11.57	3.79	1.42	1.42	1.42
2	feb	28	0.00	0.00	19.21	15.36	3.85	1.59	1.59	1.59
3	mar	31	0.00	0.00	23.39	19.21	4.17	1.56	1.56	1.56
4	abr	30	0.00	0.00	25.53	23.39	2.14	0.83	0.83	0.83
5	may	31	0.00	0.00	26.06	25.53	0.53	0.20	0.20	0.20
6	jun	30	0.89	0.34	25.35	26.06	-0.71	-0.28	0.07	0.07
7	jul	31	8.91	3.33	17.97	25.35	-7.38	-2.76	0.57	0.57
8	ago	31	11.00	4.11	8.65	17.97	-9.32	-3.48	0.63	0.63
9	sep	30	8.61	3.32	1.16	8.65	-7.48	-2.89	0.43	0.43
10	oct	31	0.70	0.26	0.25	1.16	-0.92	-0.34	-0.08	0.01
11	nov	30	0.17	0.07	0.54	0.25	0.29	0.11	0.18	0.18
12	dic	31	0.83	0.31	3.44	0.54	2.90	1.08	1.39	1.39
PROMEDIO				0.98					0.73	0.74
TOTAL			31.10							

* : Almacenamiento Neto, si es + : Incremento, si es - : Decremento
FUENTE : Estudio Año 2005.

CUADRO N° 5.6

CENTRAL HIDROELECTRICA CAHUA: NATURALIZACIÓN DE CAUDALES EN EL RÍO PATIVILCA, AÑO 2007
RESERVOIRIO VICONGA: CAUDALES MENSUALES NATURALIZADOS (m³/s), AÑO 2006

Q I mes i = Q s mes i + (Vmes i - Vmes i - 1) / Delta t											
MES			SALIDA		VOLUMEN ALMACENADO A FIN DE MES Va		CAMBIO DE ALMACENAMIENTO *		CAUDAL DE INGRESO NATURALIZADO		
			VOLUMEN Vs	CAUDAL Qs			VOLUMEN V An	CAUDAL Q An	CALCULADO	ASUMIDO	
			mes "i"		mes "i"	mes "i - 1"	mes "i"		Q I mes "i"		
			(MMC)	(m ³ /s)	(MMC)	(MMC)	(MMC)	(m ³ /s)	(9)	(9)	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(9)		
1	ene	31	0.00	0.00	7.52	3.44	4.08	1.52	1.52	1.52	
2	feb	28	0.00	0.00	12.43	7.52	4.91	2.03	2.03	2.03	
3	mar	31	0.00	0.00	19.26	12.43	6.84	2.55	2.55	2.55	
4	abr	30	0.00	0.00	23.89	19.26	4.63	1.78	1.78	1.78	
5	may	31	0.00	0.00	24.75	23.89	0.87	0.32	0.32	0.32	
6	jun	30	1.58	0.61	23.60	24.75	-1.16	-0.45	0.16	0.16	
7	jul	31	4.34	1.62	19.96	23.60	-3.64	-1.36	0.26	0.26	
8	ago	31	4.27	1.59	16.76	19.96	-3.20	-1.19	0.40	0.40	
9	sep	30	12.07	4.66	7.34	16.76	-9.42	-3.63	1.02	1.02	
10	oct	31	7.41	2.77	2.48	7.34	-4.86	-1.82	0.95	0.95	
11	nov	30	2.09	0.81	2.23	2.48	-0.25	-0.10	0.71	0.71	
12	dic	31	0.00	0.00	7.41	2.23	5.18	1.94	1.94	1.94	
PROMEDIO				1.00					1.14	1.14	
TOTAL			31.76								

* : Almacenamiento Neto, si es + : Incremento, si es - : Decremento

FUENTE : Estudio Año 2006.

CUADRO N° 5.7

CENTRAL HIDROELECTRICA CAHUA: NATURALIZACIÓN DE CAUDALES EN EL RÍO PATIVILCA, AÑO 2007
RESERVOIR VICONGA: CAUDALES MENSUALES NATURALIZADOS (m³/s), AÑO 2007

Q l mes i = Q s mes i + (Vmes i - Vmes i - 1) / Delta t										
MES			SALIDA		VOLUMEN ALMACENADO A FIN DE MES Va		CAMBIO DE ALMACENAMIENTO *		CAUDAL DE INGRESO NATURALIZADO	
			VOLUMEN Vs	CAUDAL Qs			VOLUMEN V An	CAUDAL Q An	CALCULADO	ASUMIDO
			mes "i"		mes "i"		mes "i"		Q i mes "i"	
			(MMC)	(m ³ /s)	(MMC)		(MMC)	(m ³ /s)	(9)	(9)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(9)	(9)
1	ene	31	0.13	0.05	12.32	3.44	8.88	3.32	1.88	1.88
2	feb	28	0.12	0.05	15.42	12.32	3.10	1.28	1.33	1.33
3	mar	31	0.13	0.05	21.63	15.42	6.21	2.32	2.37	2.37
4	abr	30	0.13	0.05	25.91	21.63	4.28	1.65	1.70	1.70
5	may	31	0.13	0.05	27.43	25.91	1.53	0.57	0.62	0.62
6	jun	30	0.60	0.23	27.33	27.43	-0.10	-0.04	0.19	0.19
7	jul	31	1.79	0.67	26.21	27.33	-1.12	-0.42	0.25	0.25
8	ago	31	10.85	4.05	15.73	26.21	-10.47	-3.91	0.14	0.14
9	sep	30	11.92	4.60	4.17	15.73	-11.56	-4.46	0.14	0.14
10	oct	31	4.50	1.68	0.48	4.17	-3.70	-1.38	0.30	0.30
11	nov	30	0.13	0.05	4.78	0.48	4.30	1.66	1.71	1.71
12	dic	31	0.13	0.05	7.54	4.78	2.76	1.03	1.08	1.08
PROMEDIO TOTAL			30.58	0.97					0.98	0.98

*: Almacenamiento Neto, si es + : incremento, si es - : Decremento

CUADRO N° 5.8
CENTRAL HIDROELECTRICA CAHUA: NATURALIZACIÓN DE CAUDALES EN EL RÍO PATIVILCA, AÑO 2007
RESERVORIO VICONGA: CAUDALES MENSUALES APORTADOS O DE ENTRADA (m³/s), PERIODO: 1965 - 2007

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	MEDIA
1 1965	3.396	4.623	5.384	1.316	0.416	0.570	0.632	0.527	0.719	1.103	1.147	2.537	1.864
2 1966	4.999	4.314	2.665	0.889	0.535	0.467	0.535	0.523	0.591	1.280	1.315	2.929	1.754
3 1967	4.819	14.004	5.148	1.216	0.359	0.667	0.745	0.621	0.606	1.453	1.422	2.138	2.767
4 1968	3.147	3.494	2.542	0.784	0.318	0.487	0.504	0.489	0.595	0.946	1.595	2.455	1.446
5 1969	2.196	4.256	3.401	1.406	0.436	0.624	0.629	0.525	0.655	1.097	1.783	5.086	1.841
6 1970	8.270	4.173	2.666	1.401	0.818	1.143	1.065	0.930	1.258	1.310	2.228	3.509	2.398
7 1971	3.850	5.460	4.010	1.256	0.563	0.851	0.850	0.797	0.776	1.075	1.313	2.414	1.935
8 1972	3.429	4.127	5.693	1.647	0.678	0.928	0.977	0.851	0.813	1.060	1.497	2.539	2.020
9 1973	4.757	12.137	4.592	2.774	0.662	0.965	0.935	0.829	0.924	1.856	2.388	4.137	3.080
10 1974	5.811	8.322	3.407	1.437	0.646	0.969	0.998	0.832	0.802	1.034	1.344	1.833	2.286
11 1975	3.836	4.150	4.904	1.135	0.695	0.911	0.834	0.787	0.897	1.389	1.592	1.833	1.914
12 1976	5.131	7.731	3.819	1.444	0.609	0.861	0.815	0.720	0.782	0.874	1.224	1.613	2.135
13 1977	3.724	8.717	4.662	1.309	0.539	0.685	0.728	0.768	0.826	0.883	2.253	3.235	2.361
14 1978	3.481	8.742	3.689	1.289	0.442	0.564	0.519	0.476	0.733	0.879	2.068	2.957	2.153
15 1979	2.380	6.043	4.555	1.102	0.497	0.694	0.505	0.691	0.906	1.053	1.581	1.005	1.751
16 1980	3.622	3.255	2.320	1.027	0.335	0.551	0.389	0.489	0.697	1.470	2.026	4.234	1.701
17 1981	4.146	13.888	7.356	1.179	0.456	0.673	0.637	0.447	0.530	1.059	2.610	3.732	3.059
18 1982	3.468	7.766	2.787	1.209	0.490	0.661	0.672	0.631	0.632	1.132	3.007	3.170	2.135
19 1983	5.588	2.674	3.831	2.243	0.696	0.731	0.954	0.521	0.771	0.902	1.424	2.282	1.885
20 1984	2.850	14.708	9.223	1.893	0.891	1.274	0.954	0.765	0.900	0.868	1.987	2.453	3.231
21 1985	3.365	4.984	4.011	1.955	0.631	0.789	0.627	0.822	0.959	0.939	1.251	2.214	1.879
22 1986	5.349	5.569	4.881	2.133	0.790	0.826	0.616	0.608	0.781	0.891	1.326	1.663	2.119
23 1987	10.554	11.755	4.901	1.235	0.693	0.635	0.695	0.729	0.700	0.903	1.766	4.264	3.236
24 1988	8.256	10.880	2.779	1.648	0.822	0.692	0.510	0.560	0.633	0.864	1.225	2.487	2.613
25 1989	5.867	9.884	5.535	0.596	0.618	0.835	0.914	0.842	0.728	1.047	1.362	1.687	2.493
26 1990	2.881	3.438	2.138	0.805	0.408	0.551	0.510	0.504	0.511	1.472	1.462	2.988	1.472
27 1991	3.387	4.610	2.824	1.410	0.770	0.573	0.504	0.534	0.539	0.710	1.229	2.909	1.667
28 1992	2.301	2.398	2.510	0.855	0.368	0.491	0.455	0.429	0.429	0.559	0.867	1.850	1.126
29 1993	2.012	6.135	3.687	2.348	1.147	0.621	0.673	0.650	0.574	0.699	1.254	2.497	1.858
30 1994	7.992	9.111	3.671	1.339	0.927	0.803	0.735	0.574	0.578	0.616	1.220	2.161	2.477
31 1995	2.964	2.519	1.988	1.012	0.603	0.555	0.571	0.521	0.550	0.589	1.212	2.344	1.286
32 1996	4.151	8.831	6.013	2.231	0.653	0.744	0.619	0.554	0.464	0.618	1.111	2.353	2.362
33 1997	3.807	5.273	2.765	0.651	0.312	0.382	0.494	0.421	0.433	0.471	1.433	4.423	1.739
34 1998	5.878	8.105	4.232	1.621	0.625	0.888	0.915	0.818	0.825	0.970	1.340	2.187	2.367
35 1999	3.043	9.684	3.560	1.625	0.654	1.113	1.020	0.699	0.824	1.081	1.514	3.518	2.361
36 2000	2.410	2.800	3.180	1.930	1.010	0.390	0.290	0.340	0.680	1.590	0.970	2.320	1.493
37 2001	5.249	2.610	4.596	2.213	1.024	0.385	0.344	0.303	0.782	1.496	2.238	2.614	1.988
38 2002	2.569	4.271	3.470	1.334	0.364	0.528	0.502	0.381	0.416	0.801	1.677	3.437	1.646
39 2003	4.567	6.262	5.569	1.781	0.764	0.199	0.668	0.297	0.744	0.834	0.779	2.327	2.066
40 2004	3.636	2.009	1.766	0.934	0.230	0.401	0.612	0.264	0.486	1.211	1.246	1.781	1.215
41 2005	1.417	1.591	1.558	0.826	0.200	0.068	0.569	0.627	0.435	0.010	0.177	1.391	0.739
42 2006	1.523	2.029	2.552	1.785	0.324	0.164	0.262	0.401	1.021	0.951	0.710	1.936	1.138
43 2007	1.880	1.330	2.370	1.700	0.620	0.190	0.250	0.140	0.140	0.300	1.710	1.080	0.976
MEDIA	4.139	6.248	3.889	1.440	0.596	0.653	0.657	0.587	0.689	0.985	1.509	2.617	2.001
DESV. STD.	1.932	3.611	1.535	0.499	0.219	0.262	0.213	0.185	0.198	0.351	0.526	0.916	0.584
MÁXIMA	10.554	14.708	9.223	2.774	1.147	1.274	1.065	0.930	1.258	1.856	3.007	5.086	3.236
MÍNIMA	1.417	1.330	1.558	0.596	0.200	0.068	0.250	0.140	0.140	0.010	0.177	1.005	0.739

FUENTE : 1965 - 2003: Naturalización 2003; 2004 - 2007: Naturalización Años 2004 a 2007.

CUADRO N° 5.9
CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAHUA: NATURALIZACIÓN DE CAUDALES EN EL RÍO PATIVILCA, AÑO 2007
RÍO PATIVILCA: CAUDALES MEDIOS MENSUALES NATURALIZADOS (m³/s), ESTACIÓN TOMA CAHUA, PERIODO: 1965 - 2003

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	MEDIA
1 1965	45.100	61.400	127.700	56.400	29.100	19.400	16.800	14.000	19.100	29.300	23.800	33.700	39.650
2 1966	66.400	57.300	63.200	38.100	37.400	15.900	14.200	13.900	15.700	34.000	27.300	38.900	35.192
3 1967	64.000	186.000	122.100	52.100	25.100	22.700	19.700	16.400	14.900	37.440	29.250	28.400	51.508
4 1968	41.800	46.400	60.300	33.600	22.200	16.600	13.300	12.900	14.600	23.970	32.850	32.600	29.260
5 1969	29.100	56.400	80.500	60.100	22.100	15.400	11.900	8.400	9.500	19.500	26.300	67.400	33.883
6 1970	109.600	55.300	63.100	59.900	41.400	28.200	20.000	14.400	20.600	24.100	32.900	46.500	43.000
7 1971	48.200	71.000	93.400	53.200	28.500	21.000	16.354	15.340	14.924	20.677	19.600	32.000	36.183
8 1972	44.700	53.600	132.900	69.000	33.500	22.900	18.800	16.381	15.640	20.400	22.500	32.900	40.268
9 1973	61.700	159.300	107.300	117.800	33.500	23.800	18.000	15.944	17.789	35.716	35.900	53.600	56.696
10 1974	75.600	108.800	79.100	61.000	32.700	23.900	19.200	16.018	15.429	20.000	19.043	24.300	41.258
11 1975	49.700	53.900	114.100	47.600	34.500	22.400	16.048	15.136	17.264	26.100	23.934	23.900	37.049
12 1976	66.400	101.100	89.600	60.600	30.300	21.200	15.689	13.860	15.050	16.809	18.400	20.500	39.126
13 1977	48.200	114.100	109.000	54.900	27.300	16.900	14.000	14.783	15.901	16.983	33.869	42.200	42.345
14 1978	45.800	114.700	86.100	53.600	21.600	13.600	9.983	9.153	14.106	16.913	30.800	38.400	37.896
15 1979	30.700	78.500	105.900	46.000	24.800	17.000	9.714	13.296	17.432	20.257	23.500	12.800	33.325
16 1980	46.600	42.100	53.900	43.200	16.500	13.200	7.491	9.409	13.418	27.600	29.500	55.200	29.843
17 1981	54.200	182.000	171.900	50.000	23.100	16.600	12.263	8.605	10.208	20.200	38.000	48.300	52.948
18 1982	44.900	100.800	64.300	51.100	24.500	16.200	12.928	12.144	12.166	21.792	43.600	40.360	37.066
19 1983	72.580	34.070	88.290	94.500	34.580	17.620	18.240	10.026	14.835	17.362	20.630	27.543	37.523
20 1984	36.290	192.890	214.890	79.240	44.870	31.430	18.353	14.717	17.250	16.710	27.850	32.513	60.584
21 1985	42.900	64.300	92.500	82.000	31.000	19.000	12.060	15.826	18.460	18.073	18.806	28.100	36.919
22 1986	70.000	72.700	113.300	90.500	39.600	19.500	11.846	11.709	15.021	17.150	19.938	21.400	41.889
23 1987	138.810	153.900	114.160	52.260	34.690	15.300	13.373	14.029	13.479	17.380	26.546	55.800	54.144
24 1988	106.800	142.760	63.500	69.300	41.300	16.780	9.814	10.769	12.177	16.631	18.416	32.740	45.082
25 1989	76.550	130.140	129.680	24.850	30.940	20.180	17.586	16.208	14.011	20.136	20.474	21.140	43.491
26 1990	37.250	44.640	48.770	33.730	20.090	13.230	9.808	9.704	9.840	28.325	21.983	38.970	26.362
27 1991	42.160	60.060	65.770	59.680	38.410	13.800	9.691	10.284	10.378	13.658	18.472	38.110	31.706
28 1992	29.780	26.720	57.920	34.690	18.250	11.720	8.747	8.247	8.247	10.749	13.026	23.700	20.983
29 1993	25.130	80.540	85.310	99.640	57.610	15.000	12.947	12.507	11.048	13.454	18.850	31.820	38.655
30 1994	104.420	119.700	85.310	56.660	46.530	19.000	14.150	11.043	11.128	11.857	18.338	28.380	43.876
31 1995	37.320	32.390	44.240	42.100	30.160	13.620	10.987	10.028	10.581	11.335	18.214	29.680	24.221
32 1996	53.560	114.930	140.300	93.680	32.680	17.038	11.916	10.660	8.929	11.883	16.700	30.100	45.198
33 1997	48.600	67.800	64.270	27.400	21.500	13.018	13.130	11.176	11.512	12.513	28.900	57.230	31.421
34 1998	75.820	105.400	98.320	68.600	43.400	30.100	24.309	21.716	21.918	25.763	27.400	28.600	47.612
35 1999	38.830	125.730	83.200	68.400	45.200	37.310	27.099	18.559	21.887	28.500	31.424	45.720	47.655
36 2000	39.630	86.880	89.720	44.860	28.850	22.223	17.135	15.407	14.466	20.521	17.930	35.270	36.074
37 2001	86.320	80.980	129.680	51.430	29.250	21.968	20.320	13.724	16.623	19.306	41.370	39.740	45.893
38 2002	34.130	56.730	82.300	57.140	25.467	17.871	13.329	10.123	11.008	21.280	34.790	45.640	34.151
39 2003	57.090	90.420	95.150	58.920	31.660	19.440	14.560	12.828	14.310	20.699	25.770	35.980	39.736
MEDIA	57.094	90.420	95.153	58.917	31.645	19.283	14.763	13.060	14.380	20.642	25.561	35.901	39.735
DES. STD.	25.131	44.136	34.570	20.390	8.871	5.489	4.297	3.031	3.458	6.561	7.343	11.658	8.611
MAXIMA	138.810	192.890	214.890	117.800	57.610	37.310	27.099	21.716	21.918	37.440	43.600	67.400	60.584
MINIMA	25.130	26.720	44.240	24.850	16.500	11.720	7.491	8.247	8.247	10.749	13.026	12.800	20.983

FUENTE : Estudio Año 2003.

CUADRO N° 5.10
CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAHUA
NATURALIZACIÓN DE CAUDALES EN EL RÍO PATIVILCA, AÑO 2007
RÍO PATIVILCA: CAUDALES MEDIOS NATURALIZADOS (m3/s), TOMA CAHUA
AÑO 2004

Q NPC = Q HPC - Q HDV + QNV					
MES		CAUDAL HISTÓRICO RÍO PATIVILCA ESTACION CAHUA "QHPC" (m3/s)	RESERVORIO VICONGA		CAUDAL HISTÓRICO NATURALIZADO RÍO PATIVILCA EST. CAHUA "QNPC" (m3/s)
			CAUDAL HISTÓRICO DESCARGADO * "QHDV" (m3/s)	CAUDAL NATURALIZADO * "QNV"	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1	ene	31	28.25	0.00	31.89
2	feb	28	56.33	0.00	58.34
3	mar	31	43.69	0.00	45.46
4	abr	30	36.17	0.00	37.10
5	may	31	17.08	0.76	16.55
6	jun	30	12.63	2.67	10.36
7	jul	31	10.71	2.46	8.86
8	ago	31	9.88	2.31	7.84
9	sep	30	10.87	1.74	9.62
10	oct	31	21.94	0.21	22.94
11	nov	30	35.17	0.00	36.42
12	dic	31	42.45	0.00	44.23
MEDIA		27.10	0.85	1.21	27.47

* Qs y Qi en el Cuadro N° 5.4, respectivamente.
 FUENTE: ESTUDIO AÑO 2004.

CUADRO N° 5.11
CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAHUA
NATURALIZACIÓN DE CAUDALES EN EL RÍO PATIVILCA, AÑO 2007
RÍO PATIVILCA: CAUDALES MEDIOS NATURALIZADOS (m3/s), TOMA CAHUA
AÑO 2005

$Q_{NPC} = Q_{HPC} - Q_{HDV} + Q_{NV}$						
MES			RESERVOIRIO VICONGA		CAUDAL HISTORICO NATURALIZADO RÍO PATIVILCA EST. CAHUA "QNPC" (m3/s)	
			CAUDAL HISTÓRICO RÍO PATIVILCA ESTACIÓN CAHUA "QHPC" (m3/s)	CAUDAL HISTÓRICO DESCAR - GADO * "QHDV" (m3/s)		CAUDAL NATURALIZADO * "QNV" (m3/s)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	
1	ene	31	46.03	0.00	1.42	47.45
2	feb	28	45.27	0.00	1.59	46.87
3	mar	31	57.95	0.00	1.56	59.51
4	abr	30	43.14	0.00	0.83	43.97
5	may	31	19.43	0.00	0.20	19.63
6	jun	30	14.50	0.34	0.07	14.22
7	jul	31	12.32	3.33	0.57	9.56
8	ago	31	11.40	4.11	0.63	7.92
9	sep	30	11.76	3.32	0.43	8.88
10	oct	31	13.39	0.00	0.01	13.40
11	nov	30	16.93	0.00	0.18	17.10
12	dic	31	28.36	0.00	1.39	29.76
MEDIA			26.71	0.92	0.74	26.52

* Qs y Qi en el Cuadro N° 5.5, respectivamente.
 FUENTE: ESTUDIO AÑO 2005.

CUADRO N° 5.12
CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAHUA
NATURALIZACIÓN DE CAUDALES EN EL RÍO PATIVILCA, AÑO 2007
RÍO PATIVILCA: CAUDALES MEDIOS NATURALIZADOS (m³/s), TOMA CAHUA
AÑO 2006

$Q_{NPC} = Q_{HPC} - Q_{HDV} + Q_{NV}$						
MES		CAUDAL HISTÓRICO RÍO PATIVILCA ESTACIÓN CAHUA "QHPC" (m ³ /s)	RESERVORIO VICONGA		CAUDAL HISTÓRICO NATURALIZADO RÍO PATIVILCA EST. CAHUA "QNPC" (m ³ /s)	
			CAUDAL HISTÓRICO DESCARGADO * "QHDV"	CAUDAL NATURALIZADO * "QNV"		
(1)	(2)	(3)	(m ³ /s)		(6)	
(4)	(5)					
1	ene	31	36.51	0.00	1.52	38.03
2	feb	28	60.44	0.00	2.03	62.47
3	mar	31	74.52	0.00	2.55	77.07
4	abr	30	77.31	0.00	1.78	79.10
5	may	31	27.82	0.00	0.32	28.14
6	jun	30	18.32	0.60	0.16	17.88
7	jul	31	12.91	2.17	0.26	11.00
8	ago	31	10.90	1.60	0.40	9.70
9	sep	30	13.28	2.15	1.02	12.14
10	oct	31	18.19	0.00	0.95	19.14
11	nov	30	28.90	0.00	0.71	29.61
12	dic	31	45.42	0.00	1.94	47.35
MEDIA			35.38	0.54	1.14	35.97

* Qs y Qi en el Cuadro N° 5.6, respectivamente.
FUENTE: ESTUDIO AÑO 2006.

**CUADRO N° 5.13
CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAHUA
NATURALIZACIÓN DE CAUDALES EN EL RÍO PATIVILCA, AÑO 2007**

**RÍO PATIVILCA: CAUDALES MEDIOS NATURALIZADOS (m3/s), TOMA CAHUA
AÑO 2007**

Q NPC = Q HPC - Q HDV + QNV							
MES			CAUDAL HISTÓRICO RÍO PATIVILCA ESTACIÓN CAHUA "QHPC" (m3/s)	RESERVORIO VICONGA		CAUDAL HISTÓRICO NATURALIZADO RÍO PATIVILCA ESTACIÓN CAHUA	
				CAUDAL HISTÓRICO DESCARGADO * "QHDV"	CAUDAL NATURALIZADO * "QNV"	CALCULADO	ASUMIDO
			(m3/s)		"QNPC"		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	
1	ene	31	60.46	0.00	1.88	62.34	62.29
2	feb	28	55.49	0.00	1.33	56.82	56.77
3	mar	31	71.42	0.00	2.37	73.79	73.74
4	abr	30	70.06	0.00	1.70	71.76	71.70
5	may	31	44.32	0.00	0.62	44.94	44.90
6	jun	30	19.69	0.18	0.19	19.70	19.65
7	jul	31	15.06	0.35	0.25	14.96	14.64
8	ago	31	17.47	3.89	0.14	13.72	13.56
9	sep	30	17.20	4.64	0.14	12.70	12.75
10	oct	31	16.85	1.41	0.30	15.74	15.47
11	nov	30	21.58	0.00	1.71	23.29	23.23
12	dic	31	21.44	0.00	1.08	22.52	22.47
MEDIA			35.92	0.87	0.98	36.02	35.93

* Qs y Qi en el Cuadro N° 5.7, respectivamente.

CUADRO N° 5.14
CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAHUA: NATURALIZACIÓN DE CAUDALES EN EL RÍO PATIVILCA, AÑO 2007
RÍO PATIVILCA: CAUDALES MEDIOS MENSUALES NATURALIZADOS (m³/s), ESTACIÓN TOMA CAHUA, PERIODO: 1965 - 2007

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	MEDIA
1 1965	45.100	61.400	127.700	56.400	29.100	19.400	16.800	14.000	19.100	29.300	23.800	33.700	39.650
2 1966	66.400	57.300	63.200	38.100	37.400	15.900	14.200	13.900	15.700	34.000	27.300	38.900	35.192
3 1967	64.000	186.000	122.100	52.100	25.100	22.700	19.700	16.400	14.900	37.440	29.250	28.400	51.508
4 1968	41.800	46.400	60.300	33.600	22.200	16.600	13.300	12.900	14.600	23.970	32.850	32.600	29.260
5 1969	29.100	56.400	80.500	60.100	22.100	15.400	11.900	8.400	9.500	19.500	26.300	67.400	33.883
6 1970	109.600	55.300	63.100	59.900	41.400	28.200	20.000	14.400	20.600	24.100	32.900	46.500	43.000
7 1971	48.200	71.000	93.400	53.200	28.500	21.000	16.354	15.340	14.924	20.677	19.600	32.000	36.183
8 1972	44.700	53.600	132.900	69.000	33.500	22.900	18.800	16.381	15.640	20.400	22.500	32.900	40.268
9 1973	61.700	159.300	107.300	117.800	33.500	23.800	18.000	15.944	17.789	35.716	35.900	53.600	56.696
10 1974	75.600	108.800	79.100	61.000	32.700	23.900	19.200	16.018	15.429	20.000	19.043	24.300	41.258
11 1975	49.700	53.900	114.100	47.600	34.500	22.400	16.048	15.136	17.264	26.100	23.934	23.900	37.049
12 1976	66.400	101.100	89.600	60.600	30.300	21.200	15.689	13.860	15.050	16.809	18.400	20.500	39.126
13 1977	48.200	114.100	109.000	54.900	27.300	16.900	14.000	14.783	15.901	16.983	33.869	42.200	42.345
14 1978	45.800	114.700	86.100	53.600	21.600	13.600	9.983	9.153	14.106	16.913	30.800	38.400	37.896
15 1979	30.700	78.500	105.900	46.000	24.800	17.000	9.714	13.296	17.432	20.257	23.500	12.800	33.325
16 1980	46.600	42.100	53.900	43.200	16.500	13.200	7.491	9.409	13.418	27.600	29.500	55.200	29.843
17 1981	54.200	182.000	171.900	50.000	23.100	16.600	12.263	8.605	10.208	20.200	38.000	48.300	52.948
18 1982	44.900	100.800	64.300	51.100	24.500	16.200	12.928	12.144	12.166	21.792	43.600	40.360	37.066
19 1983	72.580	34.070	88.290	94.500	34.580	17.620	18.240	10.026	14.835	17.362	20.630	27.543	37.523
20 1984	36.290	192.890	214.890	79.240	44.870	31.430	18.353	14.717	17.250	16.710	27.850	32.513	60.584
21 1985	42.900	64.300	92.500	82.000	31.000	19.000	12.060	15.826	18.460	18.073	18.806	28.100	36.919
22 1986	70.000	72.700	113.300	90.500	39.600	19.500	11.846	11.709	15.021	17.150	19.938	21.400	41.889
23 1987	138.810	153.900	114.160	52.260	34.690	15.300	13.373	14.029	13.479	17.380	26.546	55.800	54.144
24 1988	106.800	142.760	63.500	69.300	41.300	16.780	9.814	10.769	12.177	16.631	18.416	32.740	45.082
25 1989	76.550	130.140	129.680	24.850	30.940	20.180	17.586	16.208	14.011	20.136	20.474	21.140	43.491
26 1990	37.250	44.640	48.770	33.730	20.090	13.230	9.808	9.704	9.840	28.325	21.983	38.970	26.362
27 1991	42.160	60.060	65.770	59.680	38.410	13.800	9.691	10.284	10.378	13.658	18.472	38.110	31.706
28 1992	29.780	26.720	57.920	34.690	18.250	11.720	8.747	8.247	8.247	10.749	13.026	23.700	20.983
29 1993	25.130	80.540	85.310	99.640	57.610	15.000	12.947	12.507	11.048	13.454	18.850	31.820	38.655
30 1994	104.420	119.700	85.310	56.660	46.530	19.000	14.150	11.043	11.128	11.857	18.338	28.380	43.876
31 1995	37.320	32.390	44.240	42.100	30.160	13.620	10.987	10.028	10.581	11.335	18.214	29.680	24.221
32 1996	53.560	114.930	140.300	93.680	32.680	17.038	11.916	10.660	8.929	11.883	16.700	30.100	45.198
33 1997	48.600	67.800	64.270	27.400	21.500	13.018	13.130	11.176	11.512	12.513	28.900	57.230	31.421
34 1998	75.820	105.400	98.320	68.600	43.400	30.100	24.309	21.716	21.918	25.763	27.400	28.600	47.612
35 1999	38.830	125.730	83.200	68.400	45.200	37.310	27.099	18.559	21.887	28.500	31.424	45.720	47.655
36 2000	39.630	86.880	89.720	44.860	28.850	22.223	17.135	15.407	14.466	20.521	17.930	35.270	36.074
37 2001	86.320	80.980	129.680	51.430	29.250	21.968	20.320	13.724	16.623	19.306	41.370	39.740	45.893
38 2002	34.130	56.730	82.300	57.140	25.467	17.871	13.329	10.123	11.008	21.280	34.790	45.640	34.151
39 2003	57.090	90.420	95.150	58.920	31.660	19.440	14.560	12.828	14.310	20.699	25.770	35.980	39.736
40 2004	31.886	58.339	45.456	37.104	16.550	10.361	8.862	7.834	9.616	22.941	36.416	44.231	27.466
41 2005	47.446	46.865	59.510	43.968	19.626	14.224	9.564	7.922	8.878	13.404	17.104	29.755	26.522
42 2006	38.033	62.470	77.068	79.098	28.143	17.876	11.000	9.703	12.143	19.144	29.606	47.352	35.970
43 2007	62.290	56.770	73.740	71.700	44.900	19.650	14.640	13.560	12.750	15.470	23.230	22.470	35.931
MEDIA	55.961	87.228	92.250	58.829	31.241	18.934	14.415	12.753	14.052	20.372	25.656	35.906	38.966
DESV. STD.	24.428	43.212	34.357	20.159	9.185	5.449	4.289	3.126	3.486	6.398	7.335	11.529	8.655
MAXIMA	138.810	192.890	214.890	117.800	57.610	37.310	27.099	21.716	21.918	37.440	43.600	67.400	60.584
MINIMA	25.130	26.720	44.240	24.850	16.500	10.361	7.491	7.834	8.247	10.749	13.026	12.800	20.983

FUENTE : 1965 - 2003: Estudio Año 2003; 2004 - 2007: Naturalización Años 2004 - 2007.

23.1.2.- Observaciones al “Sistema de Centrales Hidroeléctricas Arcata – Naturalización de Caudales – Año 2007, Informe Final – Versión Definitiva”, Setiembre 2008 (pág. 28 de 36)

En el informe “Sistema de Centrales Hidroeléctricas Arcata – Naturalización de Caudales – Año 2007, Informe Final – Versión Definitiva”, Setiembre 2008 presentado en el Anexo F del Estudio (medio magnético), no se presenta el análisis de confiabilidad de la información de precipitación. En este sentido, se requiere que el SUBCOMITÉ remita dicho análisis con información actualizada al año 2007.

.Respuesta:

En el Anexo 1 siguiente, se presenta el análisis requerido, concluyéndose que la precipitación total anual promedio con la que se generaron los caudales medios multianuales para el Sistema Arcata Año 2007 es confiable, es decir guarda similar orden de magnitud con la precipitación total anual actualizada (periodo 1964 – 2007), en tanto se obtuvo en promedio (de las 5 cuencas) una diferencia del orden del 20% aceptable, la misma que se considera para este parámetro como aceptable.

LEVANTAMIENTO DE OBSERVACIONES POR PARTE DE EGEMSA**OBSERVACIÓN 6.2 Observaciones Específicas**

Respecto a la demanda del Sistema Puerto Maldonado actualmente la línea San Gabán – Mazuco –Puerto Maldonado 138 kV se encuentra en etapa de pruebas. Se adjunta proyección de la demanda alcanzada por Electro Sur Este.

OBSERVACIÓN 8.2.1 C.H. Machupicchu

Se adjunta Carta C-006-2009/egemsa

OBSERVACIÓN 20.3 ARCHIVO HID

El SUBCOMITÉ ha modificado los valores de caudales en la cuenca de Aricota (QN-2101) y en la cuenca Sibinacocha (QN-2301 y QN-2302) para los años 2000 a 2005, sin haber presentado el sustento respectivo. Por este motivo, se requiere la presentación del sustento correspondiente a estas modificaciones o, caso contrario, mantener los valores utilizados con anterioridad.

Al respecto se debe precisar que los valores utilizados son los que se consideran en el “Estudio de Naturalización de la Información Hidrológica del Río Vilcanota, Informe Final – Año 2007”, elaborado por el Ing. Jorge Gianella Silva y que toma en cuenta la información hidrológica para el periodo 1965 – 2007. Este estudio se realizó por encargo de EGEMSA y fue presentado al COES SINAC(se adjunta informe final del estudio). Cabe mencionar que en las anteriores fijaciones tarifarias se consideraron datos hidrológicos relativas a la Central Hidroeléctrica Hercca, que en el último informe no se ha tomado en cuenta, ya que la administración de la mencionada central ya no está a cargo de EGEMSA.

OBSERVACIÓN 23.1.3 Observaciones al “Estudio de Naturalización de la Información Hidrológica del Río Vilcanota, Informe Final – Año 2007”.

En el informe “Estudio de Naturalización de la Información Hidrológica del Río Vilcanota, Informe Final – Año 2007”, presentado en el Anexo F del Estudio (medio magnético) falta la presentación de un plando con la ubicación de las lagunas y las centrales ubicadas en la cuenca del río Vilcanota. De igual forma, no se presenta el Plano de isoyetas, ni el diagrama topológico referente a la Central Hidroeléctrica Machupicchu ni el embalse Sibinacocha. Al respecto, se requiere que el SUBCOMITÉ complete esta información.

Adicionalmente los caudales naturales en la cuenca del río Vilcanota para el periodo 1665-2008, se han modificado con respecto a los utilizados en la fijación anterior; por esta razón, se requiere que el SUBCOMITÉ presente el sustento de esta modificación.

Al respecto se adjunta el diagrama topológico de la Cuenca del Río Vilcanota. En relación al plano de isoyetas, se debe mencionar que como EGEMSA no ha considerado información de la C.H. Hercca, al haber dejado de administrarla, dicho plano ya no es necesario puesto que las mediciones de caudales en Sibinacocha y en la Estación del km. 105 (para la Central Hidroeléctrica Machupicchu), son mediciones directas.

Sobre los datos hidrológicos utilizados son los que se consideran en el “Estudio de Naturalización de la Información Hidrológica del Río Vilcanota, Informe Final – Año 2007”. Como se mencionó anteriormente, la variación con las regulaciones anteriores se debe a que no se ha considerado la hidrología relacionada a la Central Hidroeléctrica de Hercca que ya no está bajo la administración de EGEMSA.

From: Rodolfo Hurtado Carrasco [mailto:rhurtado@egesur.com.pe]
Sent: Lunes, 19 de Enero de 2009 10:26 a.m.
To: Irwin Frisancho
Cc: Centro de Control
Subject: RV: OBSERVACIONES DEL OSINERGMIN AL ESTUDIO TARIFARIO

00267

Ing. Frisancho

Respecto a las observaciones que competen a EGESUR, cumplimos con enviar la información necesaria para su absolución:

Poder Calorífico de Calana.- De acuerdo al Contrato Firmado entre TGP y EGESUR el año pasado (22/08 /2008) en la clausula sexta : Punto de Entrega, El poder calorífico inferior es de 8 880 kCal/m3 std y el Poder Calorífico superior es de 10 300 kcal/m3 std lo cual es equivalente a PC Inf : 0.9986 MBTU/PC y PC Sup : 1.1571 MBTU/PC (Se adjunta Parte del contrato)

Caudales de Ingreso a la Laguna Aricota.- Se envía el archivo corregido, considerando los caudales informados anualmente a través de los estudios hidrológicos preparados para EGESUR, respecto a lo informado en la Fijación Tarifaria Mayo 2008 – Abril 2009, se esta agregando los caudales del año 2007, informados en el estudio hidrológico presentado al COES

Adicionalmente consideramos necesario que se tome en cuenta el ingreso de los grupos de la C.T. Calana

Ingreso en Operación de Calana.- Inicialmente se informo que ingresaría en Abril del 2009, pero debido a retrasos en la construcción del Gaseoducto se esta postergando hasta Junio del 2009, de acuerdo a carta G-2032-2008 del 03/11/2008 que se adjunta.

I
Atte,

Rodolfo Hurtado C.

De: Irwin Frisancho [mailto:Irwin.Frisancho@enersur.com.pe]
Enviado el: jue 15/01/2009 16:28
Para: Chu Montenegro, Mario Kon, EDEGEL; Aliaga Tabraj, Edson Joel, EDEGEL; Juan Manuel López; econtreras@cahua.com.pe; Sanchez, Vladimir; raguilar@aguaytia.com; respinoza@egasa.com.pe; esalas@egemsa.com.pe; Carlos Arturo Falconi Salazar; jcumpa@eepsa.com.pe; rcuesta@shougesa.com.pe; ggarnica@sangaban.com.pe; ernesto.bacigalupo@kg.com.pe
CC: rnunez@egemsa.com.pe; Jose Mercedes Mosquera Castillo; ealvarez@sangaban.com.pe; cesar.montero@kg.com.pe; Daniel Morvely
Asunto: FW: OBSERVACIONES DEL OSINERGMIN AL ESTUDIO TARIFARIO

Estimados Representantes:

Según lo acordado en la reunión del Subcomité de Generadores, tengo a bien de dirigirme a ustedes a fin de solicitarles su apoyo con la información necesaria para la absolución de las observaciones del OSINERGMIN al Estudio de Fijación de Tarifas en Barra Mayo 2009 – Abril 2010. En el cuadro adjunto podrán encontrar el resumen de las observaciones referidas a cada una de las empresas.

Agradeceremos nos remitan la información y/o la respuesta a las observaciones correspondientes a cada empresa a mas tardar el día lunes 19 de enero del 2009, a fin de que el consultor tenga el tiempo de poder

incluir los cambios necesarios.

Muchas gracias por vuestro apoyo.

00268

Atentamente,

Irwin Frisancho

EnerSur S.A.

Tel. (51 1) 616 7976

Fax. (51 1) 616 7992

Irwin.Frisancho@enersur.com.pe



From: Irwin Frisancho

Sent: Miércoles, 07 de Enero de 2009 06:19 p.m.

To: 'alen@mineracorona.com.pe'; 'rfloresaraoz@edegel.com'; 'jarozas@cahua.com.pe'; 'cesar.montero@kg.com.pe'; 'cfossati@duke-energy.com'; 'rcuesta@shougesa.com.pe'; 'jcumpa@eepsa.com.pe'; 'respinoza@egasa.com.pe'; 'cfalconi@egesur.com.pe'; 'ggarnica@sangaban.com.pe'; 'esalas@egemsa.com.pe'; 'rtengan@electroperu.com.pe'; 'raguilar@aguaytia.com'

Cc: 'ctorrest@electroperu.com.pe'; 'jcari@sangaban.com.pe'; Rafael Flores; 'fhuaylinos@electroperu.com.pe'; 'rnunez@egemsa.com.pe'

Subject: OBSERVACIONES DEL OSINERGMIN AL ESTUDIO TARIFARIO

Importance: High

Estimados representantes del Subcomité de Generadores:

Por encargo de Rafael Flores, tengo a bien de alcanzarles copia del Oficio N° 0004-2009-GART mediante el cual el OSINERGMIN hace llegar sus observaciones al Estudio Técnico-Económico presentado por el Subcomité de Generadores del COES SINAC para la Fijación de Precios en Barra del periodo mayo 2009 – abril 2010.

Atentamente,

Irwin Frisancho

Information from ESET NOD32 Antivirus, version of virus signature database 3543
(20081021)

The message was checked by ESET NOD32 Antivirus.

<http://www.eset.com>

ABSOLUCIÓN DE OBSERVACIONES DEL OSINERGMIN AL ESTUDIO TARIFARIO MAYO 2009 DEL SUB-COMITÉ DE GENERADORES

OBSERVACIONES A ELECTROPERÚ

Observación 8.2.2

8.2.2 C.T. de Electroperú

En los folios 420 a 422 del Estudio, Electroperú informa que el proyecto de la Central Térmica a Gas Natural, en su etapa de ciclo simple, entraría en operación el primer semestre de 2011, es decir, dentro del horizonte del presente Estudio. Sin embargo, el SUBCOMITE no ha tomado en cuenta la

Observaciones a la Propuesta del Subcomité de Generadores del COES-SINAC

Tarifas en Barra de Mayo 2009

Página 12 de 36

OSINERGMIN-GART

Informe N° 0008-2009-GART

información indicada en el Estudio. En ese sentido, se requiere sustentar las razones por las que el presente proyecto no ha sido tomado en cuenta en el programa de obras de generación.

Respuesta de ELECTROPERÚ.-

De reuniones sostenidas por ELECTROPERÚ con el Director General de Hidrocarburos y con el Gerente Comercial de PLUSPETROL en el mes de noviembre del año 2008, y teniendo en consideración la comunicación oficial N° PPC_COM-08-0373 del 2008-11-28 de PLUSPETROL, se llegó a la conclusión que no existe gas disponible para el proyecto de ELECTROPERU con los recursos actuales de CAMISEA, pues los volúmenes de gas para el consumo nacional ya han sido totalmente comprometidos por Pluspetrol Perú Corporation S.A.

La Empresa Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP), con carta TGP/GESE/INT//1037-2008 de fecha 2008-11-13, dio respuesta a una consulta de ELECTROPERU indicando que actualmente se encuentra llevando a cabo las ampliaciones necesarias para alcanzar la capacidad que establece su contrato de concesión, que permitirían llegar a 450 MMPCD entre el tercer y cuarto trimestre del año 2009 y que la capacidad del ducto, hasta lo exigido en su contrato de concesión, ya está contratada en su totalidad.

Por lo tanto, la posibilidad de disponer de gas natural en la zona del proyecto de ELECTROPERÚ (Chilca-Pucusana) es, prácticamente, remota.

En conclusión, de lo expuesto anteriormente - y dada la situación actual - cualquier proyecto que pueda emprender ELECTROPERÚ no entraría en operación antes del año 2012.

Observación 16.

16. FLETE DE C.T. YARINACOCHA

El SUBCOMITÉ ha modificado el flete de la Central Térmica Yarinacocha en base al documento presentado en los folios 619 a 621. Al respecto, en este documento se hace referencia a que el flete corresponde al transporte del combustible desde la Planta Conchán hasta Yarinacocha, por lo cual correspondería considerar el precio de combustible para esta central en la Planta Conchán y no en la Planta Pucallpa, para que sea congruente con el flete considerado en el Estudio.

Respuesta de ELECTROPERÚ.-

ELECTROPERÚ S.A. entiende que la referencia a este error del Sub-Comité de Generadores en el Estudio Tarifario – por parte de OSINERGMIN - tiene sustento y corresponde al indicado Sub-Comité de Generadores su eliminación a través de la actualización de la ficha de combustibles “CUADROS(Incluyendo ISC).xls”, sustituyendo la referencia de celda E15 por E11 en la sub-hoja “PRE CMB”.

Observación 19.2

19.2 Falta información de sustento

El SUBCOMITE ha modificado valores de CVNC, los cuales no cuentan con sustento de cálculo. En el Estudio presentado, medio magnético, no se han encontrado los archivos de cálculos que respalden los valores de CVNC propuestos para la presente fijación, para las siguientes centrales:

- ❖ Unidades UTI-5, UTI-6 y TG7 de la CT Santa Rosa
- ❖ Unidades TG3 y TG4 de la CT Ventanilla
- ❖ CT Taparachi
- ❖ CT Bellavista
- ❖ Unidades MAK1 y MAK2 de la CT Tumbes Nueva
- ❖ CT Yarinacocha
- ❖ CT Chilina
- ❖ CT Calana
- ❖ Unidades TV2, TV3, TV4 y TG1 de CT ILO1
- ❖ CT ILO 2
- ❖ Unidades TG1 y TG2 de CT Chilina.

Por lo tanto, se solicita al SUBCOMITE entregar todos los archivos de cálculos, en formatos de uso común, de manera que permitan verificar los datos y cálculos efectuados. Estos archivos deberán contener las fórmulas debidamente vinculadas, macros (si las tuviese) y enlaces que se hayan utilizado.

Además, el SUBCOMITE deberá presentar los sustentos de costos debidamente documentados considerando una metodología apropiada que garantice el criterio de eficiencia, conservando los estándares de calidad y seguridad en la operación de las centrales termoeléctricas.

Respuesta de ELECTROPERÚ.-

ELECTROPERÚ S.A. considera esta observación de Osinergmin como una de concepto hacia el COES en general, la cual se ha venido dando en los últimos 03 Estudios Tarifarios con los mismos argumentos que alude Osinergmin en el punto 19.1 "Empleo de Procedimientos COES".

Al respecto, ELECTROPERÚ S.A. reafirma sus posiciones anteriores en el sentido que ha cumplido con presentar toda la información pertinente para la evaluación de los Costos Variables No Combustibles para sus componentes de Mantenimiento (CVM) así como para los Costos de Operación No Combustible (CVONC), según lo estipulado en los procedimientos 32 y 34 del COES, tanto para la Central Térmica de Tumbes como para la Central Térmica de Yarinacocha. Estos costos vienen siendo usados en el COES para la determinación de los despachos semanales y diarios de operación, así como para la evaluación de las transferencias de energía desde su aprobación en el indicado organismo en el año 2006, fecha en que luego fueron presentados por el COES-SINAC en su Estudio Tarifario de Mayo 2007.

En lo correspondiente a los costos asociados a la C.T. Tumbes, éstos fueron evaluados por CENERGÍA (CVM y CVONC) en mayo 2006 y aprobados por la Dirección de Operaciones (luego de la absolución de observaciones pertinentes del COES) en agosto 2006. Por lo indicado, todo el expediente de sustento al que hace referencia Osinergmin como ausente en la presente regulación (Mayo 2009) ya ha sido entregado y hecho de conocimiento de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) de Osinerg, por intermedio del COES-SINAC, en su debida oportunidad (noviembre de 2006), con ocasión del Estudio Tarifario de Mayo 2007.

Observación 22.2

22.2 Trabajos en la Central Hidroeléctrica Mantaro

En los factores de reducción de potencia que afectan a la Central Hidroeléctrica Mantaro debido a la indisponibilidad de cada uno de sus grupos, erróneamente se consigna reducciones mayores a las que han sido establecidas con anterioridad⁹.

Mantaro	G1	103.83	0.16	CH-0803
Mantaro	G2	104.88	0.16	CH-0803
Mantaro	G3	103.20	0.15	CH-0803
Mantaro	G4	107.44	0.17	CH-0803
Mantaro	G5	77.90	0.12	CH-0803
Mantaro	G6	75.75	0.12	CH-0803
Mantaro	G7	77.73	0.12	CH-0803
Mantaro	CENTRAL	650.48	1.00	CH-0803

Al respecto, dicha central posee la particularidad que, cuando se indisponen alguno de sus grupos, la central en conjunto no sufre una reducción en su generación equivalente a la potencia del grupo indispuerto.

En este sentido, las salidas individuales de los grupos del 1 al 4 provocan una reducción aproximada de 48.5 MW¹⁰ de potencia en la central lo que equivale a considerar un factor de reducción de 0,074 (48,5/650,4) con la finalidad de expresar las horas de indisponibilidad individual de los grupos como una indisponibilidad de la central representada en el modelo PERSEO.

Asimismo, las indisponibilidades individuales de los grupos del 5 al 7 provocan una reducción aproximada de 22.5 MW¹¹ de potencia en la central lo que equivale a considerar un factor de reducción de 0,034 (22,5/650,4) con la finalidad de expresar las horas de indisponibilidad individual de los grupos como una indisponibilidad de la central representada en el modelo PERSEO.

Cabe señalar que esta misma observación fue realizada en la anterior fijación, mediante el Informe Técnico N° 0437-2007-GART "Observaciones al Informe Técnico Económico presentado por el COES-SINAC para la Regulación de Mayo 2008", y aceptada por el COES-SINAC en la Absolución de Observaciones a dicho Informe.

Consecuentemente, el SUBCOMITE deberá modificar su propuesta a fin de utilizar estos factores para la reducción de potencia de la central hidroeléctrica Mantaro por efecto de indisponibilidades de sus grupos.

Respuesta de ELECTROPERÚ.-

Desde el inicio de su operación, en junio del año 1973, la C.H. Santiago Antúnez de Mayolo (SAM) ha ido modificando sus límites de generación dependiendo de las condiciones de operación y características físicas y técnicas del conjunto presa – túnel – pozo de oscilación – cámara de válvulas – rodetes, etc.

Una de las condiciones básicas de restricción de generación ha venido siendo mantener el perfil piezométrico mínimo para evitar subpresión en los desaireadores N°s 1 y 2 en régimen de flujo permanente. Para niveles altos del embalse el punto crítico representa el desaireador 2 y para niveles bajos el desaireador 1. En condiciones de flujo permanente la altura de pozo de oscilación no representa un punto crítico, pero sí en rechazos de carga (demanda) o pérdida de generación del sistema.

Luego de varias campañas de medición de pérdidas de carga se ha ido determinando y modificando los niveles máximos de generación en consideración a la variación de la rugosidad del túnel y de los perfiles piezométricos obtenidos.

Asimismo, como parte de los diversos cambios progresivos de rodets con perfiles mejorados y considerando una mayor velocidad (caudal) por los nuevos límites de seguridad establecidos, la potencia efectiva de la C.H. Santiago Antúnez de Mayolo ha ido incrementando su magnitud desde el valor máximo de 580,0 MW (inicios) pasando por 608,0 MW (julio 1997); luego 631,789 MW (junio 1999), hasta los valores actuales de 650,483 MW (julio 2005).

En este sentido, considerando que para cada límite de operación indicado es conocida (por diferencias de los diámetros de las tuberías de los piques) la diferente capacidad máxima de generación entre las etapas 1-2 y 3 de la C.H., la pérdida de generación asociada a la salida de una unidad de cada etapa ha ido variando en su repercusión en la totalidad de la potencia residual de la C.H. SAM. Consecuentemente, las menores pérdidas hidráulicas de carga reportadas, los nuevos límites de perfiles piezométricos en régimen permanente (monitoreando los ruidos en las ventanas 3 y 4), así como los nuevos rodets Pelton, han llevado - en la actualidad - a que el impacto de la pérdida de generación vaya disminuyendo tanto para salidas de grupos de las primera y segunda etapas (grupos del 1 al 4) como de la tercera etapa (grupos del 5 al 7).

En conclusión, ELECTROPERÚ considera que el argumento de la observación de OSINERGMIN - en este punto - no se encuentra fuera del contexto de operación actual de la C.H. Santiago Antúnez de Mayolo.

Observación 22.3.1

22.3.1 Centrales Hidroeléctricas

C.H. Mantaro

La actividad "Purga de la presa Tablachaca" figura con una duración de 15 días; sin embargo, es preciso señalar que esta actividad depende de la hidrología que se presente, pudiéndose presentar el caso que incluso no se realice tal como se muestra en el siguiente cuadro:

Ubicación	Inicio	Final	Descripción	Días
PRESA TABLACHACA	21-feb-00	03-mar-00	PURGA DE EMBALSE TABLACHACA	11
PRESA TABLACHACA	01-mar-01	15-mar-01	PURGA DE EMBALSE TABLACHACA	14
PRESA TABLACHACA	06-mar-02	20-mar-02	PURGA DE EMBALSE TABLACHACA	14
PRESA TABLACHACA	03-mar-03	04-mar-03	PURGA DE EMBALSE TABLACHACA	01
PRESA TABLACHACA	14-mar-03	16-mar-03	PURGA DE EMBALSE TABLACHACA	02
PRESA TABLACHACA	15-feb-07	17-feb-07	PURGA DE EMBALSE TABLACHACA	02
PRESA TABLACHACA	06-mar-07	12-mar-07	PURGA DE EMBALSE TABLACHACA	06
PRESA TABLACHACA	19-mar-07	26-mar-07	PURGA DE EMBALSE TABLACHACA	07

Por lo expuesto, el SUBCOMITE deberá revisar y corregir la duración de la actividad propuesta para esta central de acuerdo con lo observado precedentemente.

Respuesta de ELECTROPERÚ.-

Las actividades de purga de la presa Tablachaca se programan cada año en estricta previsión de las necesidades básicas de mantenimiento en la zona de presa que conllevan a preservar las condiciones de seguridad de la continuidad operativa del Complejo Mantaro

El objetivo de la purga es el restablecimiento de las condiciones de embalse próximas a la de diseño, es decir, de recuperación operativa de 8 MMC para un nivel de aguas de máxima operación (NAMO) de 2695 msnm. Si bien el embalse hasta la zona de cola se extiende hasta 6100 m aguas arriba, con un almacenamiento de 16 MMC (en sus orígenes – año 1973), la colmatación de sedimentos a través de los años ha ido reduciendo progresivamente esta capacidad logrando rescatarse – con las purgas anuales de la década de los años 90 – hasta un 50% de la capacidad inicial.

Debido a condiciones hidrológicas no óptimas en la cuenca del Mantaro, con anterioridad a la purga de 2007 (marzo, abril) no se habían realizado otras desde el año 2003, trayendo como consecuencia la pérdida de embalse en alrededor de 3 MMC pues, según la batimetría de julio 2006, se tiene registrado en la cota NAMO un total de 5 070 482 m³.

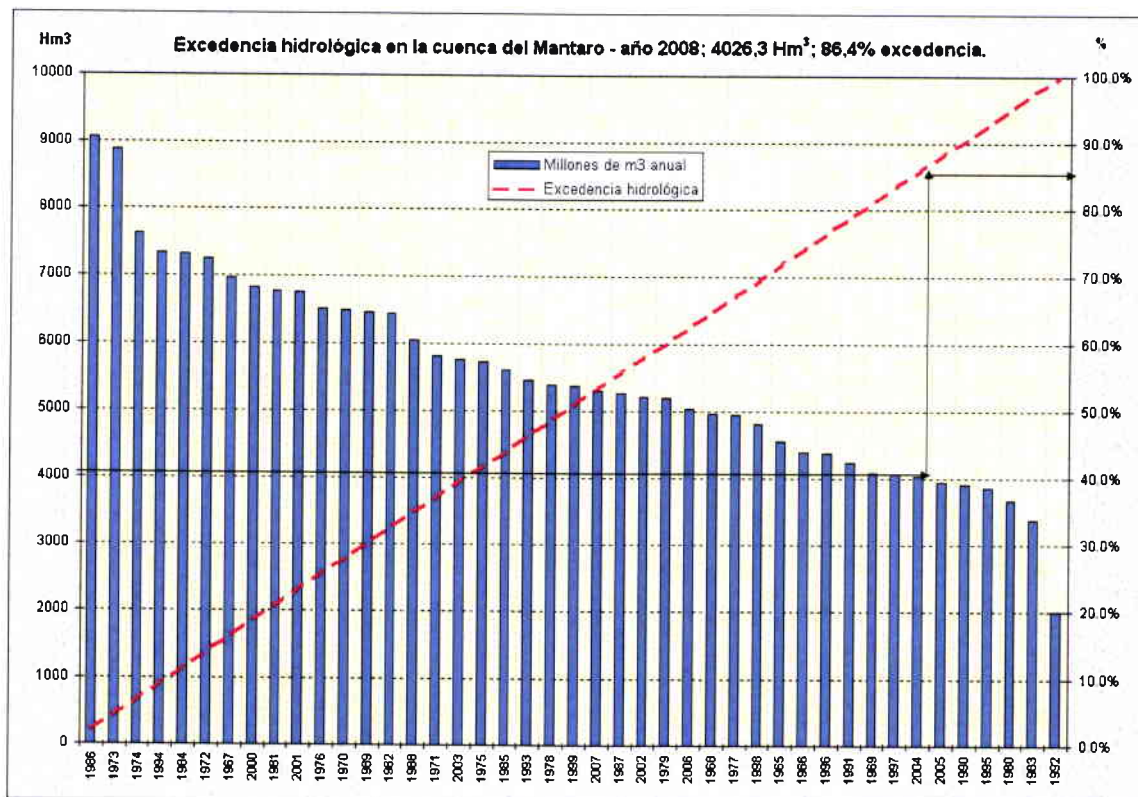
Los resultados del proceso de purga de la presa Tablachaca en el año 2007 permitieron contar con 6 985 423 m³ para la cota 2695 msnm (batimetría de abril 2007). Considerando la mínima cota de operación en 2688 msnm con 2 868 541 m³ (según la misma batimetría), se tiene una recuperación de la capacidad de regulación de la presa igual a 4 116 882 m³. De no llevarse a cabo purgas anuales en la presa, cuando los caudales en la estación La Mejorada se mantienen por encima de los 400 m³/s, implicaría perder gradualmente esta capacidad de almacenamiento, así como ir poniendo en riesgo el contraste adecuado de presión en el contrafuerte, lo cual se logra recuperando el fondo de presa en la cota 2673 msnm.

Con la finalidad de realizar las inspecciones – así como mantenimiento y reparación - de todas las 04 naves del desarenador Bieri luego de llegar a la cota 2676 msnm, se debe contar con un calendario mínimo ajustado que contemple el período de 15 días que se programa año a año por el Complejo Mantaro, por ser condición indispensable (la purga) para la garantía de operación confiable de la Central y de su potencia efectiva y firme, respaldada por su capacidad de regulación diaria. En este sentido, con la misma finalidad con la que en las series hidrológicas de simulación de los despachos - para los fines de planificación y cálculos tarifarios - se prevé la participación de todas las hidrologías registradas desde el año 1965, similarmente para el proceso de purga se planifica la actividad suponiendo una hidrología óptima con igual probabilidad de ocurrencia anual. En términos de caudal, el promedio volumétrico de la cuenca del Mantaro para los meses de marzo es (con las hidrologías 1965-2007) de 1124,3 MMC, equivalente a 430 m³/s.

Es decir, la observación de Osinergmin supondría – del mismo modo – introducir series hidrológicas en el archivo "sinac.hid" compatibles con la de los años de su observación, llegando a alterar la finalidad de un proceso que busca preservar las condiciones óptimas de operación eficiente en una central hidroeléctrica del SEIN.

Como referencia, en el siguiente gráfico se aprecia la excedencia hidrológica en la cuenca del río Mantaro para las series hidrológicas 1965 – 2007. Podemos apreciar que en los últimos años (suponiendo desde el año 2003, como Osinergmin refiere de poca duración) sólo el año 2007 cumple con la condición hidrológica para los procesos de purga. Al respecto, se puede apreciar que el año 2008 – en que no se realizó el proceso programado de purga - ha tenido una excedencia hidrológica anual de 86,4%.

El volumen de agua representativo del mes de marzo de 2008 fue de 691,45 MMC, correspondiente a un 87,8% de excedencia mensual con 258 m³/s de caudal promedio mensual equivalente, es decir, incompatible para proceder con el proceso de purga 2008.



En conclusión, ELECTROPERÚ considera que se debe respetar el calendario de actividades de purga de la presa Tablachaca que se propone cada año por razones básicas de seguridad de la continuidad operativa del Complejo Mantaro (cuyos detalles fueron hechos de conocimiento directo de OSINERGMIN/GART – en su sede – por ELECTROPERÚ en años anteriores) y por los mismos fundamentos con los que se considera a todas las series hidrológicas de la cuenca del Mantaro (y, en general, del SEIN) en los procesos de simulación y cálculo tarifario.

Atentamente,

Área de Operación
Gerencia Comercial
ELECTROPERÚ

From: Daniel Morvely
Sent: Martes, 20 de Enero de 2009 02:59 p.m.
To: Irwin Frisancho
Subject: Respuesta Observaciones Tarmay09

00276

Irwin

Te adjunto la respuesta a las observaciones que nos corresponden del Estudio Tarifario Mayo 2009.

- Observación N° 6.2

Se adjunta el consumo durante el año 2008 de Perubar y Tintaya, estas cargas corresponden a las suministradas por ENERSUR durante el 2008.

- Observación N° 8.2 y 8.2.4

Los proyectos indicados en el folio 363 del Estudio [son referenciales](#) y están sujetos al desarrollo del gasoducto al sur del Perú, como la construcción y puesta en operación del proyecto [del Gasoducto al Sur](#) está fuera del horizonte del estudio tarifario, los proyectos de generación mencionados no deben ser considerados en el Estudio Tarifario Mayo 2009. [ENERSUR ha presentado una carta específica para el Estudio tarifario mayo 2009 \(folio 430\), en la cual ha informado que el proyecto que se tiene es el relacionado a la tercera unidad de la C.T. Chilca 1.](#)

- Observación N° 13

Se adjunta el consumo de gas durante el año 2008 de la C.T. Chilca.

- Observación N° 18

En el folio 315 del Estudio Tarifario Mayo 2008 se adjuntó el sustento correspondiente al consumo específico (0.275 kg/kWh) de la unidad TG1 de la C.T. Ilo1.

- Observación N° 22.3.2

PA debe corregir la doble inclusión del mantenimiento de la C.T. Ilo1

Saludos,

Daniel Morvely Cabrera

Especialista en Mercados Energéticos

EnerSur S.A.

Tel. (51 1) 616 7812

Fax. (51 1) 616 7972

Daniel.Morvely@enersur.com.pe



From: Edwin Romero [mailto:Edwin.Romero@kg.com.pe]
Sent: Miércoles, 21 de Enero de 2009 10:08 a.m.
To: Irwin Frisancho
Cc: Daniel Morvely; Ernesto Bacigalupo; Cesar Montero; Ramon Miranda; Ruben Rosas
Subject: OBSERVACIONES DEL OSINERGMÍN AL ESTUDIO TARIFARIO

00277

Estimado Ing. Irwin Frisancho,

Mediante la presente remito la información solicitada para levantar las observaciones de Osinergmin al estudio tarifario, con respecto al punto 8.2 las fechas de entrada de Kallpa II y Kallpa III no se han modificado, más le estaré remitiendo la ficha técnica a la brevedad.

Saludos cordiales,
Edwin Romero M.
Kallpa Generación S.A.
Telf.: 706-7836