

El MEM resolvió el Contrato de Concesión con el proyecto Ocoña, por no haber presentado ningún avance de obra a pesar que estaba programada su puesta en operación en el año 2001.

### **3.2.15 Ampliación de la CH Machupicchu**

La central hidroeléctrica Machupicchu viene operando con una sola de las 2 cavernas que dispone. La recuperación de la segunda caverna constituye la denominada Ampliación Machupicchu.

EGEMSA no ha informado a la fecha sobre las características que tendría esta ampliación y solo se sabe que la misma estaría limitada por restricciones en el sistema de transmisión actual. Se entiende que EGEMSA está contratando estudios relativos al tema.

Mientras no se cuente con información al respecto no se puede considerar este proyecto en el periodo de análisis.

### **3.3 Evaluación Económico Financiera**

En las tablas 3.2 a 3.6 se resume los datos técnicos y económicos de los proyectos, así como los resultados de evaluaciones económico financieras referenciales de cada uno de ellos.

En la evaluación económica se asume valores standard para estimar pérdidas en las líneas, gastos operativos, etc. Respecto a los precios de venta de potencia se ha asumido los vigentes. Respecto a los precios de venta de energía se ha sumido costos marginales promedio para los periodos 2004-2007, 2008-2010 y 2011 hacia delante.

En la evaluación financiera se asumió para todos los proyectos parámetros similares, estos son: préstamos del 60% de la inversión a tasas de 7% por periodos de gracia de 3 años y de repago de 8 años.

Los resultados son solo referenciales y deben entenderse solo con fines de comparación, ya que cada proyecto tiene condiciones de venta de energía y de financiamiento que son diferentes y que no corresponde analizar en este informe.

Tabla Nº 3.2

RESUMEN DE DATOS TÉCNICOS

Central	El Platamal Morro Arica	El Platamal	Chevez	Huanza	Marañón	Poecho	Yuncán	Quitacaca	Tarucani	Pucará	San Gabán I	Centrauro Hill
Caída bruta	225	630	1390	538	101	38.0	550	910	331.75	500	572	400
Conducción total	850	13 918	47350	16 138		60	22481	6 297	9 455	8960	9312	14700
Caudal de diseño	32.7	42.4	45	15.8	110	45	30	15	17	30	25.5	8
Potencia instalada	50	220	525	86	96	15.4	130	114.6	49	130	120	25
Energía total	230	1 032	2604	376	424.36	60.83	841.8	649	334	904	725	
Potencia garantizada	60	220	369.3	77.4	68	13.88	35.3	103.4	34.6	104	60.84	
Energía de punta	60	301	775.6	134	102.5	20.13	199.4	169.3	75.4	237	144.7	
Energía fuera de punta	180	901	1828.4	242	291.86	40.7	642.4	479.7	258.6	667	560.3	

Información deducida o calculada	8.236	8.393	8.531	8.641	9.006	7.879	8.396	8.688	8.667	8.227	7.813
	6.796										

	52.5%	53.5%	49.9%	50.5%	45.1%	73.9%	64.6%	77.8%	79.4%	69.0%	0.0%
--	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	------

RESUMEN DE LOS DATOS ECONÓMICOS

Tabla Nº 3.3

Central	El Platana Morro de A	Platana	Chevez	Huanza**	Marafón	Pochos 1	Yundín++	Quitaraesa ****	Tarucaní ***	Pucará ****	San Gabán I	Centauero Hill
Diseños e investigac	US\$ 2.500.000	5.000.000	12.680.000	2.070.000	31.000.000	748.074	2.630.000	3.000.000	1.455.200	3.510.000	4.785.000	
Financiam y gestión	US\$ 5.000.000	10.000.000	20.000.000	28.439.750	7.000.000	1.500.000	16.400.000	10.900.000	5.300.000	7.500.000	5.000.000	
Obra y aduanas	US\$ 68.000.000	145.000.000	252.290.000	59.778.300	68.300.000	10.321.473	178.000.000	66.660.000	37.288.136	101.500.000	106.315.000	
Supervisión y administ	US\$ 9.000.000	8.500.000	30.000.000	7.711.950	6.500.000	923.766	29.100.000	5.330.000	2.900.000	7.200.000	4.300.000	
Imprevistos	US\$ 7.500.000	13.000.000	30.000.000	6.588.000	3.200.000	1.000.000	10.000.000	10.000.000	5.000.000	9.500.000	2.100.000	
Total	US\$ 92.000.000	181.500.000	344.970.000	98.000.000	86.000.000	14.493.333	236.130.000	95.890.000	51.943.336	129.210.000	122.500.000	
IGV	US\$ 16.560.000	32.670.000	55.794.600	13.166.665	13.635.000	2.255.659	36.932.400	14.818.500	8.134.800	20.150.000	19.100.000	

Nota Muchos de los valores individuales son estimados, respetando el total reportado por los propietarios, u obtenidos del contrato de concesión 55.078.136

+ Corresponde a las 2 centrales que conforman el proyecto

++ Al costo reportado por EGEEN se ha adicionado 11.000.000 US\$ por el arbitraje, 5.000.000 US\$ por diseños y 100.000 US\$/mes por 2.5 años extras de administración

\* Valor estimado y/o incrementado

\*\* La cifra reportada por Huanza es 98 millones de dólares, pero no se sabe si es incluido IGV o no.

\*\*\* Se asume el dato total dado por el propietario, el que se incrementa en 5.000.000 us\$ por eventual pago por obras existentes.

\*\*\*\* Se asume el dato total dado por el propietario, el que se incrementa en 5.000.000 us\$ por obras que se requerirían aguas abajo de la central.

\*\*\*\*\* Se asume el dato total dado por el propietario, el que se incrementa en 5.000.000 us\$ para tener en cuenta sus dificultades constructivas.

NIVEL DE COMPROMISO

Tabla N° 3.4

Central	El Platamal Morro Arica	El Platamal	Chevez	Huanza	Marañón	Poachos 1	Yuncán	Quilarecsa	Tarucani	Pucará	San Gabán I	Centauro Hill
Empresa	ARPL	ARPL	Perúhydro	EMGHuanza	Marañón SRL	Sindicato En	EGECCEN	S&Z	TGC	Egeuzco	EG Macusani	Comipesa
Concesión Definitiva	si	si	si	si	si	si	si	si	si	si	en trámite	si
Nivel del estudio	Factibilidad	Factibilidad	Factibilidad	factibilidad	factibilidad	concluido	concluido	Factibilidad	Definitivo	Factibilidad	Factibilidad	sin dato
Contratos de venta	sin dato	sin dato	sin dato	no	sin dato	sin dato	sin dato	no	tendría	sin dato	sin dato	sin dato
Contratos de obra	sin dato	sin dato	sin dato	no	sin dato	si	si	no	adjudicados	sin dato	sin dato	ejecución propia
Entidad financiera	no	no	sin dato	no	no	CII	JBIC (Japón)	no	no	sin dato	sin dato	sin dato
Estado del financiam	buscando	buscando	sin dato	sin dato	buscando	otorgado	otorgado	buscando	buscando	sin dato	sin dato	sin dato
Operator	no	no	sin dato	no	sin dato	Sindic. Energ.	sin dato	no	no	sin dato	sin dato	sin dato
Contrato financiero	no	no	sin dato	no	no	si	si	no	no	sin dato	sin dato	sin dato

PLAZOS DE EJECUCIÓN

Tabla N° 3.5

Central	El Platanael Morro Arica	El Platanael	chevez	Huanza	Marañón	Poecho	Yuncán	Quitaracsca	Tarucani	Pucará	San Gabán I	Centauro III ***
Estudios pendientes	sin dato	no	Inves campo	Inves campo	Inves campo	no	no	Inves campo	Inves campo	Inves campo	Inves campo	sin dato
Concesión Definitiva	si	si	si	si	si	si	si	si	si	si	2 meses	si
Financiamiento	1 año o más	1 año o más	2 años o más	1 año o más	1 año o más	si	4 a 5 meses	2 años o más	1 año o más	2 años o más	32 meses	sin dato
Obra	48 meses	36 meses	51 meses	25 meses	31 meses	7 meses*	18 a 25 meses*	43 meses	24 meses	44 meses	36 meses	sin dato
Pruebas	sin dato	4 meses	3 meses	3 meses	2 meses**	2 meses	6 meses	5 meses	2 meses**	4 meses	4 meses	sin dato

\* tiempo neto que resta para que entre en operación la central  
 \*\* es un plazo optimista. Por prudencia se estima para 2 turbinas un plazo de 3 a 4 meses  
 \*\*\* la concesión solo estipula 5 años en total.

INDICES ECONÓMICOS

Tabla 3.6

Central		El Platanaal Morro Arica El Platanaal	chevez	Huanza	Marañón	Pochos 1	Yuncán	Quitaraoca	Tarucani	Pucará	San Gabán I	Centauro IIII
TIR	%	11.79	12.72	7.67	9.59	9.41	6.79	12.17	11.13	11.77	9.97	
VAN al 12%	us\$millon	-2.78	18.75	-30.7	-14.1	-2.3	-82.1	1.24	-3.25	-2.27	-17.39	
VAN al 10%	us\$millon	28.23	85.50	-18.8	-2.5	-0.6	-59.89	19.1	5.01	20.78	-0.26	
TIRF	%	15.79	17.63	8.62	11.79	12.13	7.25	16.54	14.58	15.71	12.43	

## 4.0 Centrales Térmicas

### 4.1 Antecedentes

La adquisición de Etevensa del contrato take or pay que firmó Electroperú con Camisea para la compra de 70 MMPCD, ha permitido que se defina uno de los aspectos que más ha venido perturbando el desarrollo de nuevas plantas de generación en el SEIN.

Los compromisos de Etevensa se deben plasmar en 3 contratos que han sido republicados en el diario El Peruano.

### 4.2 Adecuación de la CT Ventanilla a los contratos firmados por Etevensa

El compromiso de inversión de Etevensa es instalar o acondicionar una planta existente para utilizar el gas natural proveniente de Camisea. Las características mínimas de la planta deben ser:

<b>Etapa</b>	<b>Potencia Efectiva Mínima</b>	<b>Tipo de Operación</b>	<b>Plazo Máximo (meses)</b>
1ra etapa	250 MW	125 MW Ciclo Abierto 125 MW Ciclo Abierto	Planta existente: 15 Planta nueva: 18
2da etapa	312,5 MW	125 MW Ciclo Abierto 187,5 MW Ciclo Combinado	21 meses después de la anterior

El plazo de la 1ra etapa se computará desde la fecha de cierre del concurso (30 de Mayo del 2003). El plazo de la 2da etapa se computará desde la fecha que el COES determine la potencia efectiva de la 1ra etapa, lo cual no le confiere una fecha fija por el momento.

La planta de Ventanilla tiene 2 unidades de Ciclo Abierto, de 155 MW cada una, que con holgura satisfacen los requisitos de la primera etapa del contrato.

En la 1ra etapa la planta puede aprovechar el volumen mínimo de gas del TorP, operando con un factor de planta 57,8%. El máximo volumen de gas que puede consumir es 87,3 MMpcd operando con un factor de planta de 100%.

En la 2da etapa Etevensa convertiría una unidad en ciclo combinado, incrementando su potencia instalada en unos 70 Mw. Para ello tiene que invertir en la turbina a vapor y en el sistema de agua de enfriamiento que aparentemente provendría de agua de mar, agua que tiene que ser previamente tratada y bombeada para ser aprovechada.

Etevensa no debe tener problema para cumplir con estos compromisos en las fechas estipuladas, ya que se trata de una planta existente que solo requiere ser adecuada para que consuma gas. En el caso del Ciclo Combinado el plazo también se considera que puede ser cumplido.

#### **4.3 Entrada en operación del Proyecto Camisea**

Respecto a la llegada del gas a Lima, las informaciones disponibles indican que el proyecto Camisea cumpliría con los plazos estipulados en su contrato, por lo que se considera que deben respetarse los mismos en la presente dación tarifaria.

## 5.0 Conclusiones y Recomendaciones

De los análisis realizados se concluye:

- La excavación del túnel principal del proyecto Yuncán (Túnel nº 4) ha sufrido en Noviembre un derrumbe de dimensiones aun no precisadas, motivo por el cual en obra se estima un retraso en la excavación de mínimo 2 meses.

Adicionalmente, desde que se reiniciaron las obras en Junio, el proceso de transferencia al sector privado ha sido pospuesto en 2 oportunidades, recientemente hasta el 6 de Febrero del 2004, aparentemente porque no existiría por el momento ningún interesado en el proyecto.

Electroperú estaría firmando un contrato de compra de energía a futuro, para financiar la construcción hasta Febrero del 2004.

Dadas las circunstancias, nos ratificamos en nuestra opinión que debe considerarse como fecha más probable de inicio de operación del primer grupo de la central Octubre del año 2005, del segundo grupo Diciembre del 2005 y del tercero Febrero del 2006.

Cabe indicar que de los documentos de concurso de concesión entregados por Proinversión se desprende que la fecha máxima de puesta en operación del proyecto es Julio del 2006.

- El proyecto Platanal ha dividido su desarrollo en 2 etapas para independizar la generación eléctrica del problema de las tierras a irrigar. De concretarse la posible fecha de inicio de obras dada por el propietario y los plazos del cronograma aprobado en la nueva concesión, la primera etapa del proyecto no entraría a operar hasta fines de Octubre del año 2008, por lo que no se le considera en el programa de obras del periodo en análisis.
- Los propietarios de la central hidroeléctrica Huanza no han respondido a las últimas solicitudes de información remitidas por el COES-SINAC. Se sabe que hace meses solicitaron una prórroga al MEM sin precisar fechas, la que el MEM no ha resuelto a la fecha. Por el estado en que se encontrarían las decisiones relativas al proyecto no existen condiciones para considerar su ingreso en operación en el periodo en análisis.
- Los propietarios del proyecto Marañón no han respondido las recientes solicitudes de información del COES-SINAC. Los plazos de la concesión ya no pueden cumplirse pues la central debía comenzar a operar desde

Febrero del año 2005 y no se conoce de solicitudes de prórroga ante el MEM. No consideramos que existan condiciones para considerar su ingreso en operación en el periodo en análisis.

- La central Poechos 1 se encuentra en periodo de pruebas y se estima que entraría en operación en enero del 2004, como lo informa su propietario.
- La construcción de la central Poechos 2 ha sido diferida hasta nuevo aviso, por lo que no corresponde considerarla dentro del plan de expansión del periodo 2004 a 2008.
- El proyecto Quitarcasa habría reiniciado gestiones con entidades financieras, así como con el MEM para reactivar el proceso del estudio de Impacto Ambiental.

Disponiendo de una concesión por 6 años (hasta Junio del año 2008), y no reportando avances en su proceso de financiación ni de obtención de un socio inversionista, se mantiene la recomendación de no incluirlo en el plan de obras para la próxima fijación tarifaria.

- El proyecto Tarucani sigue sin el Derecho de Aguas que anuló la Dirección de Aguas de Arequipa en Abril del 2002, lo que informan les ha significado un retraso sustancial en el financiamiento. Tampoco tienen al socio inversionista. Su solicitud al MEM para que suspenda el computo referido al cronograma de obras aun no ha sido resuelta y mas bien han obtenido una resolución judicial la que por motivos de Fuerza Mayor les otorga que no se compute el plazo establecido en el contrato de Concesión mientras se resuelva el tema del Derecho de Aguas. Consideramos que no corresponde incluir este proyecto en el plan de obras de la próxima fijación tarifaria.
- La concesión definitiva del proyecto Cheves sería por 100 meses, por lo que no corresponde incluir este proyecto en el plan de obras.
- El proyecto Centauro I-III (25 MW) cuenta con una concesión por 5 años otorgada en Setiembre del 2002, la que presenta varias inconsistencias, como que reportan estar en obra, restar invertir 500,000 US\$ y haber invertido 4.2 Millones de US\$ de los cuales el 70% es en trochas carrozables.

La serie de datos poco consistentes de esta concesión y no habiendo respondido las solicitudes de información del COES-SINAC destinadas a saber del estado de financiamiento del proyecto, contratos de venta de energía y si cuentan con un socio inversionista, no se considera prudente considerar su ingreso en el plan de obras del periodo 2004 a 2008.

- El proyecto Pucará tiene plazo para concluir obras hasta mediados del año 2009 y todavía no cuenta con financiamiento ni socio inversionista, por lo que no corresponde incluir este proyecto en el plan de obras.
- El proyecto hidroeléctrico San Gabán 1 no tienen la concesión definitiva otorgada y su solicitud implica plazos de concesión del orden de 6 años, por lo que no corresponde considerarlo en el plan de obras de la presente fijación tarifaria.
- El proyecto Piiaz cuenta con concesión otorgada desde el año 1997, la que habría sido ampliada en el año 2001. Actualmente se estaría licitando la construcción de sus obras.

Se trata de una pequeña central hidroeléctrica que abastecería demandas mineras en un sistema aislado, por lo que no corresponde considerarlo dentro del plan de obras del SEIN.

- El MEM ha cancelado el contrato de Concesión otorgado al proyecto Ocoña, que debió haber entrado a operar en el año 2001. Se le elimina por tanto de la lista de proyectos factibles de ser construidos en los próximos años.
- Egemsa viene estudiando la ampliación de la CH Machupicchu, ampliación que requiere resolver las limitaciones existentes en su sistema de transmisión. El COES no cuenta con información sobre las características que tendría dicha ampliación.
- La conversión de las 2 unidades de la central Ventanilla al uso de gas natural no debe tener problemas para estar lista en Setiembre del año 2004.

El aspecto que podría posponer la fecha de operación de esta planta con gas natural es el avance del proyecto de Camisea, el que hasta donde se conoce no tendría problemas para concretarse.

- La conversión a Ciclo Combinado de una de las unidades de Ventanilla puede entrar a operar en Junio del año 2006, de acuerdo al compromiso adquirido por Etevensa, siempre que se cumpla con la fecha prevista para la operación con gas natural de las unidades a Ciclo Abierto y que el COES determine la potencia efectiva de dichas plantas en el plazo previsto por el contrato.

Julio Bustamante Ponce  
Diciembre 2003

**EVALUACIONES  
ECONÓMICO FINANCIERAS**

Tabla 15.1

EVALUACION CH QUITAPACSA

Año	Ingr. Energía	Ingr. Potencia	Ingr. X	Operación y Adm.	Seguros	Aporte COES	Inver. s/n receptor	IGV y su recargos	Flujo a Imp	Depre. a Imp	Ull a Imp	Ull d Imp	Flujo neto	Financiamiento	Intenés cap	cuota anual	pago de Intenés	pago de amortiz	salido	escudo	Finjo Financiero	punto
-3	2006						30 287.0	5 448.1					-35715.1	15 477	1 083							30.00
-2	2007						40 356.0	7 284.1					-47820.1	36 691	5 417							30.00
0	2008	17266.2	5039.4		649.0	573.0	305.6	(4 015.4)	20779.9	8296.6	12463.3	3745.0	8796.3	0	13064		5 872	7 193	15 477			30.00
1	2010	17266.2	5039.4		649.0	573.0	305.6	(4 015.4)	20779.9	8296.6	12463.3	3745.0	8796.3	1	13064		5 872	7 193	15 477			30.00
2	2011	15335.7	5039.4		649.0	573.0	305.6	(3 887.5)	18847.5	8296.6	12463.3	3745.0	7266.3	2	13064		5 872	7 193	15 477			30.00
3	2012	15335.7	5039.4		649.0	573.0	305.6	(3 887.5)	18847.5	8296.6	12463.3	3745.0	7266.3	3	13064		5 872	7 193	15 477			30.00
4	2013	15335.7	5039.4		649.0	573.0	305.6	(1 864.0)	18847.5	8296.6	12463.3	3745.0	7266.3	4	13064		5 872	7 193	15 477			30.00
5	2014	15335.7	5039.4		649.0	573.0	305.6		18847.5	8296.6	12463.3	3745.0	7266.3	5	13064		5 872	7 193	15 477			30.00
6	2015	15335.7	5039.4		649.0	573.0	305.6		18847.5	8296.6	12463.3	3745.0	7266.3	6	13064		5 872	7 193	15 477			30.00
7	2016	15335.7	5039.4		649.0	573.0	305.6		18847.5	8296.6	12463.3	3745.0	7266.3	7	13064		5 872	7 193	15 477			30.00
8	2017	15335.7	5039.4		649.0	573.0	305.6		18847.5	8296.6	12463.3	3745.0	7266.3	8	13064		5 872	7 193	15 477			30.00
9	2018	15335.7	5039.4		649.0	573.0	305.6		18847.5	8296.6	12463.3	3745.0	7266.3	9	13064		5 872	7 193	15 477			30.00
10	2019	15335.7	5039.4		649.0	573.0	305.6		18847.5	8296.6	12463.3	3745.0	7266.3	10	13064		5 872	7 193	15 477			30.00
11	2020	15335.7	5039.4		649.0	573.0	305.6		18847.5	8296.6	12463.3	3745.0	7266.3	11	13064		5 872	7 193	15 477			30.00
12	2021	15335.7	5039.4		649.0	573.0	305.6		18847.5	8296.6	12463.3	3745.0	7266.3	12	13064		5 872	7 193	15 477			30.00
13	2022	15335.7	5039.4		649.0	573.0	305.6		18847.5	8296.6	12463.3	3745.0	7266.3	13	13064		5 872	7 193	15 477			30.00
14	2023	15335.7	5039.4		649.0	573.0	305.6		18847.5	8296.6	12463.3	3745.0	7266.3	14	13064		5 872	7 193	15 477			30.00
15	2024	15335.7	5039.4		649.0	573.0	305.6		18847.5	8296.6	12463.3	3745.0	7266.3	15	13064		5 872	7 193	15 477			30.00
16	2025	15335.7	5039.4		649.0	573.0	305.6		18847.5	8296.6	12463.3	3745.0	7266.3	16	13064		5 872	7 193	15 477			30.00
17	2026	15335.7	5039.4		649.0	573.0	305.6		18847.5	8296.6	12463.3	3745.0	7266.3	17	13064		5 872	7 193	15 477			30.00
18	2027	15335.7	5039.4		649.0	573.0	305.6		18847.5	8296.6	12463.3	3745.0	7266.3	18	13064		5 872	7 193	15 477			30.00
19	2028	15335.7	5039.4		649.0	573.0	305.6		18847.5	8296.6	12463.3	3745.0	7266.3	19	13064		5 872	7 193	15 477			30.00
20	2029	15335.7	5039.4		649.0	573.0	305.6		18847.5	8296.6	12463.3	3745.0	7266.3	20	13064		5 872	7 193	15 477			30.00
21	2030	15335.7	5039.4		649.0	573.0	305.6		18847.5	8296.6	12463.3	3745.0	7266.3	21	13064		5 872	7 193	15 477			30.00
22	2031	15335.7	5039.4		649.0	573.0	305.6		18847.5	8296.6	12463.3	3745.0	7266.3	22	13064		5 872	7 193	15 477			30.00
23	2032	15335.7	5039.4		649.0	573.0	305.6		18847.5	8296.6	12463.3	3745.0	7266.3	23	13064		5 872	7 193	15 477			30.00
24	2033	15335.7	5039.4		649.0	573.0	305.6		18847.5	8296.6	12463.3	3745.0	7266.3	24	13064		5 872	7 193	15 477			30.00
25	2034	15335.7	5039.4		649.0	573.0	305.6		18847.5	8296.6	12463.3	3745.0	7266.3	25	13064		5 872	7 193	15 477			30.00
26	2035	15335.7	5039.4		649.0	573.0	305.6		18847.5	8296.6	12463.3	3745.0	7266.3	26	13064		5 872	7 193	15 477			30.00
27	2036	15335.7	5039.4		649.0	573.0	305.6		18847.5	8296.6	12463.3	3745.0	7266.3	27	13064		5 872	7 193	15 477			30.00
28	2037	15335.7	5039.4		649.0	573.0	305.6		18847.5	8296.6	12463.3	3745.0	7266.3	28	13064		5 872	7 193	15 477			30.00
29	2038	15335.7	5039.4		649.0	573.0	305.6		18847.5	8296.6	12463.3	3745.0	7266.3	29	13064		5 872	7 193	15 477			30.00
30	2039	15335.7	5039.4		649.0	573.0	305.6		18847.5	8296.6	12463.3	3745.0	7266.3	30	13064		5 872	7 193	15 477			30.00
31	2040	15335.7	5039.4		649.0	573.0	305.6		18847.5	8296.6	12463.3	3745.0	7266.3	31	13064		5 872	7 193	15 477			30.00
32	2041	15335.7	5039.4		649.0	573.0	305.6		18847.5	8296.6	12463.3	3745.0	7266.3	32	13064		5 872	7 193	15 477			30.00
33	2042	15335.7	5039.4		649.0	573.0	305.6		18847.5	8296.6	12463.3	3745.0	7266.3	33	13064		5 872	7 193	15 477			30.00

Financiamiento	77 363	milés US\$
Flujo de Intenés	7	%
Flujo de Intenés	6	%
Flujo de Intenés	13 064	milés US\$

Financiamiento	0.134465395	0.56096419
Flujo de Intenés	0.134465395	0.20103286



Depreciación total y anual	1892.5
i.o.c	53 079
Equipo	28 581
Financiamiento	19 290
Financiamiento	3946.0
Financiamiento	102 850

103.4 Potencia Firme
53.6 factor Pot. Remanente
27.62 factor despacho
81.8 Potencia Remanente

Costos marginales de energía en Lima	
2008 Av	0.0360
2009 Est	0.0360
2009 est	0.0360
2010 Av	0.0360
2010 Est	0.0360
2011 Av	0.0360
2011 Est	0.0360
2012 Av	0.0360
2012 Est	0.0360
2013 Av	0.0360
2013 Est	0.0360
2014 Av	0.0360
2014 Est	0.0360
2015 Av	0.0360
2015 Est	0.0360

2008 Av	30.00
2008 Est	30.00
2009 Av	30.00
2009 Est	30.00
2010 Av	30.00
2010 Est	30.00
2011 Av	30.00
2011 Est	30.00
2012 Av	30.00
2012 Est	30.00
2013 Av	30.00
2013 Est	30.00
2014 Av	30.00
2014 Est	30.00
2015 Av	30.00
2015 Est	30.00

114.6	103.4	84.7	84.7	353.1	126.6	643.0
-------	-------	------	------	-------	-------	-------

53079000	
28591000	
19230000	
100890000	

x Incluye el efecto de la potencia firme y de la potencia realmente despachada  
 xx Se incrementó el presupuesto en 5,000,000 US\$ para tener en cuenta las dificultades constructivas de este proyecto





EVALUACION CH POECHOS

Tabla 15.4

Potencia instalada:	15.40 MW	FP	0.45	941	US\$/kW
Potencia Remunerable:	10.51 MW				
Caudal:	45.0 m <sup>3</sup> /s				
Caida Bruta:	38.0 mt				
Caida Neta:	14.483 miles US\$				
Inversión:	0.0234				
tarifa energía desde 2008:	63.7 US\$/MWh				
Pérdidas línea:	3.00%				
Energ. Media anual:	60.83 GWh				
Energ. Anual NETA:	59.01 MW				
Potencia Firme:	10.51 MW				
Pot. Firme NETA:	10.20 MW				
Ingreso ENERGIA:	1461.9 miles US\$				
Ingreso POTENCIA:	649.8 miles US\$				
Operación:	91.2 miles US\$ (US\$ 0.0015/MWh)				
Seg. y Adm.:	115.5 miles US\$ (US\$ 0.0075/MWh)				
Aporte COES y aguas:	31.7 miles US\$ (1.5% ventas)				
Ingreso total y anual:	1449.5				
Equipos:	4.529				
Ingeniería:	3.175				
	14.493				

15.4	13.9	10.1	10.1	12.9	60.8
------	------	------	------	------	------

4528585.2	6792883.8	3177860	14493333
-----------	-----------	---------	----------

2008 AV	24.00
2008 ER	30.00
2009 av	30.00
2009 set	30.00
2010 av	35.00
2010 set	35.00
2011 av	30.00
2011 set	30.00
2012 av	30.00
2012 set	30.00
2013 av	30.00
2013 set	30.00
2014 av	30.00
2014 set	30.00
2015 av	30.00
2015 set	30.00

Financiamiento	65%	11 116 miles US\$
Tasa de interés	7%	
años de repago	8	
pagto total anual		1 877 miles US\$

Costo tarifa cont comisión	0.0317
2004 Est	0.0300
2005 av	0.0300
2005 set	0.0300
2006 av	0.0300
2006 set	0.0300
2007 av	0.0300
2007 set	0.0300
2008 av	0.0300
2008 set	0.0300
2009 av	0.0300
2009 set	0.0300
2010 av	0.0300
2010 set	0.0300
2011 av	0.0300
2011 set	0.0300
2012 av	0.0300
2012 set	0.0300
2013 av	0.0300
2013 set	0.0300
2014 av	0.0300
2014 set	0.0300
2015 av	0.0300
2015 set	0.0300

13.9 Potencia Firme	10.5 Potencia Remunerable
7.2 Ingresos Pot. Remunerable	
3.33 Ingresos Pot. Remunerable	
10.5 Potencia Remunerable	

Depreciación total y anual	135.9
o.c	4.529
Equipos	679.3
Ingeniería	3.175
	684.4

Año	Ingr. Energía	Ingr. Potencia	Costo Operación	Seguros y Adm.	Aporte COES	Inver sión	IGV y su recuperao	Flujo a Imp	Depre ciación	Utili a Imp	Imp.	Utili d Imp	Flujo neto	Flujo Financiero
-3	2001													
-2	2002													
-1	2003													
0	2004	789.9	649.8	91.2	115.5	31.7	5 797.3	1 048.5	1449.5	-248.2	-74.5	-175.8	-8940.9	2 223
1	2005	1786.6	649.8	91.2	115.5	31.7	8 696.0	1 565.3	1449.5	748.4	224.5	523.9	7 957	2 223
2	2006	1786.6	649.8	91.2	115.5	31.7			1449.5	748.4	224.5	523.9	11 207	2 223
3	2007	1786.6	649.8	91.2	115.5	31.7			1449.5	748.4	224.5	523.9	9 046	2 223
4	2008	1656.8	649.8	91.2	115.5	31.7			1449.5	618.9	185.9	433.0	7 695	2 223
5	2009	1461.9	649.8	91.2	115.5	31.7			1449.5	1058.1	317.4	740.7	6 357	2 223
6	2010	1461.9	649.8	91.2	115.5	31.7			1449.5	1058.1	317.4	740.7	4 925	2 223
7	2011	1461.9	649.8	91.2	115.5	31.7			1449.5	1058.1	317.4	740.7	3 393	2 223
8	2012	1461.9	649.8	91.2	115.5	31.7			1449.5	1058.1	317.4	740.7	1 754	2 223
9	2013	1461.9	649.8	91.2	115.5	31.7			1449.5	1058.1	317.4	740.7	0	2 223
10	2014	1461.9	649.8	91.2	115.5	31.7			1449.5	1058.1	317.4	740.7	0	2 223
11	2015	1461.9	649.8	91.2	115.5	31.7			1449.5	1058.1	317.4	740.7	0	2 223
12	2016	1461.9	649.8	91.2	115.5	31.7			1449.5	1058.1	317.4	740.7	0	2 223
13	2017	1461.9	649.8	91.2	115.5	31.7			1449.5	1058.1	317.4	740.7	0	2 223
14	2018	1461.9	649.8	91.2	115.5	31.7			1449.5	1058.1	317.4	740.7	0	2 223
15	2019	1461.9	649.8	91.2	115.5	31.7			1449.5	1058.1	317.4	740.7	0	2 223
16	2020	1461.9	649.8	91.2	115.5	31.7			1449.5	1058.1	317.4	740.7	0	2 223
17	2021	1461.9	649.8	91.2	115.5	31.7			1449.5	1058.1	317.4	740.7	0	2 223
18	2022	1461.9	649.8	91.2	115.5	31.7			1449.5	1058.1	317.4	740.7	0	2 223
19	2023	1461.9	649.8	91.2	115.5	31.7			1449.5	1058.1	317.4	740.7	0	2 223
20	2024	1461.9	649.8	91.2	115.5	31.7			1449.5	1058.1	317.4	740.7	0	2 223
21	2025	1461.9	649.8	91.2	115.5	31.7			1449.5	1058.1	317.4	740.7	0	2 223
22	2026	1461.9	649.8	91.2	115.5	31.7			1449.5	1058.1	317.4	740.7	0	2 223
23	2027	1461.9	649.8	91.2	115.5	31.7			1449.5	1058.1	317.4	740.7	0	2 223
24	2028	1461.9	649.8	91.2	115.5	31.7			1449.5	1058.1	317.4	740.7	0	2 223
25	2029	1461.9	649.8	91.2	115.5	31.7			1449.5	1058.1	317.4	740.7	0	2 223
26	2030	1461.9	649.8	91.2	115.5	31.7			1449.5	1058.1	317.4	740.7	0	2 223
27	2031	1461.9	649.8	91.2	115.5	31.7			1449.5	1058.1	317.4	740.7	0	2 223
28	2032	1461.9	649.8	91.2	115.5	31.7			1449.5	1058.1	317.4	740.7	0	2 223
29	2033	1461.9	649.8	91.2	115.5	31.7			1449.5	1058.1	317.4	740.7	0	2 223
30	2034	1461.9	649.8	91.2	115.5	31.7			1449.5	1058.1	317.4	740.7	0	2 223
31	2035	1461.9	649.8	91.2	115.5	31.7			1449.5	1058.1	317.4	740.7	0	2 223
32	2036	1461.9	649.8	91.2	115.5	31.7			1449.5	1058.1	317.4	740.7	0	2 223
33	2037	1461.9	649.8	91.2	115.5	31.7			1449.5	1058.1	317.4	740.7	0	2 223

x incluye el efecto de la potencia firme y de la potencia realmente despachada



EVALUACION CH HUANZA

Tabla 15.6

0.5545264

Potencia Instalada:	86.00 MW	FP	0.50	1.216	US\$/MWh
Potencia Remanente:	61.03 MW				
Caudal:	15.8 m <sup>3</sup> /s				
Caida Bruta:	638.0 mt				
Caida Neta:	104.588 miles US\$				
Inversión:	0.0234				

tarifa energía desde 2008:	63.7	US\$/MWh
Pérdidas línea:	3.00%	
Energ. Media anual:	376.00	GWh
Energ. Anual NETA:	364.72	GWh
Potencia Firme:	61.03	MW
Pot. Firme NETA:	59.20	MW

Ingreso ENERGIA:	9048.8	miles US\$
Ingreso POTENCIA:	3772.2	miles US\$
Operación:	376.0	miles US\$ (0.001/MWh)
Seg. y Adm.:	43.0	miles US\$ (0.035/MWh)
Aporte COES y agua:	192.3	miles US\$ (1.3% ventas)

depreciación total y anual:	1294.3	
depreciación equipo:	23.228	
depreciación intangible:	38.222	
	7644.3	

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

Costos marginales de energía en Lima:	0.0240	
2008 Av:	0.0300	
2008 Est:	0.0350	
2009 Av:	0.0300	
2009 Est:	0.0350	
2010 Av:	0.0250	
2010 Est:	0.0300	
2011 Av:	0.0250	
2011 Est:	0.0300	
2012 Av:	0.0250	
2012 Est:	0.0300	
2013-2015 Av:	0.0250	
2013-2015 Est:	0.0300	
	0.00%	

Financiamiento:	65%	80.219	miles US\$
tas de interés:	7%		
tas de repago:	6	13.543	miles US\$
pagto total anual:			

Financiamiento:	0.18370257	0.55427014
tas de interés:	0.18370257	0.10525256

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

Financiamiento:	16.044	
tas de interés:	40.109	
tas de repago:	24.066	
pagto total anual:	1.123	
	5.615	

2008 Av	30.00	24.00
2008 Est	35.00	26.00
2009 Av	30.00	24.00
2009 Est	35.00	26.00
2010 Av	30.00	24.00
2010 Est	35.00	26.00
2011 Av	35.00	25.00
2011 Est	30.00	23.00
2012 Av	30.00	22.00
2012 Est	30.00	23.00
2013 Av	30.00	22.00
2013 Est	30.00	23.00
2014 Av	25.00	20.00
2014 Est	30.00	22.00
2015 Av	25.00	20.00
2015 Est	30.00	23.00

2008 Av	30.00	24.00
2008 Est	35.00	26.00
2009 Av	30.00	24.00
2009 Est	35.00	26.00
2010 Av	30.00	24.00
2010 Est	35.00	26.00
2011 Av	35.00	25.00
2011 Est	30.00	23.00
2012 Av	30.00	22.00
2012 Est	30.00	23.00
2013 Av	30.00	22.00
2013 Est	30.00	23.00
2014 Av	25.00	20.00
2014 Est	30.00	22.00
2015 Av	25.00	20.00
2015 Est	30.00	23.00

2008 Av	30.00	24.00
2008 Est	35.00	26.00
2009 Av	30.00	24.00
2009 Est	35.00	26.00
2010 Av	30.00	24.00
2010 Est	35.00	26.00
2011 Av	35.00	25.00
2011 Est	30.00	23.00
2012 Av	30.00	22.00
2012 Est	30.00	23.00
2013 Av	30.00	22.00
2013 Est	30.00	23.00
2014 Av	25.00	20.00
2014 Est	30.00	22.00
2015 Av	25.00	20.00
2015 Est	30.00	23.00

2008 Av	30.00	24.00
2008 Est	35.00	26.00
2009 Av	30.00	24.00
2009 Est	35.00	26.00
2010 Av	30.00	24.00
2010 Est	35.00	26.00
2011 Av	35.00	25.00
2011 Est	30.00	23.00
2012 Av	30.00	22.00
2012 Est	30.00	23.00
2013 Av	30.00	22.00
2013 Est	30.00	23.00
2014 Av	25.00	20.00
2014 Est	30.00	22.00





**EVALUACION CHEL PLATANAL**  
(con Paucarcocha)

Potencia Instalada :	220.00 MW	FP	0.54	825	US\$/MWh
Potencia Remunerable:	173.47 MW				
Caudal:	41.6 m <sup>3</sup> /s				
Caudal Bruto:	578.0 m <sup>3</sup> /s				
Caudal Neto:	181.500 m <sup>3</sup> /s				
Inversión	0.0234				
tarifa energía desde 2008:	63.7 US\$/MWh				
Pérdidas líneas :	3.00%				
Energ. Media anual:	1032.00 GWh				
Energ. Anual NETA:	1001.04 GWh				
Potencia Firme:	173.47 MW	m <sup>3</sup> /s			
Pot. Firme NETA:	168.27 MW	m <sup>3</sup> /s			
Ingreso ENERGIA:	24578.8 miles US\$				
Ingreso POTENCIA:	10722.2 miles US\$				
Operación y Adm.:	11032.0 miles US\$ (US\$ 0.001/MWh)				
Aporte COES y aguas:	529.5 miles US\$ (US\$ 0.005/MWh)				

depreciación total y anual	2689.8
o.c	89.650
equipo	73.850
intangible	18.500
total	3700.0
depreciación total	181.500

220.0 Potencia Firme	
59.40 factor despacho	
173.6 Potencia Remunerable	



Costos marginales de energía en Lima					
año	2008 Av	0.0300	0.0240	promedio	0.0250
	2009 Est	0.0350	0.0260		0.0275
	2009 Av	0.0300	0.0240		0.0250
	2009 est	0.0350	0.0260		0.0275
	2010 Av	0.0300	0.0240		0.0250
	2010 Est	0.0350	0.0260		0.0275
	2011 Av	0.0250	0.0200		0.0225
	2011 Es	0.0300	0.0230		0.0242
	2012 Av	0.0250	0.0200		0.0225
	2012 Es	0.0300	0.0230		0.0242
	2012-2015 Av	0.0250	0.0200		0.0225
	2012-2015 est	0.0300	0.0230		0.0242

Financiamiento	65%	139 211	miles US\$
Tasa de interés	7%		
Años de repago	8		
pagto total anual		23 503	miles US\$



Tabla 15.10

220.0	220.0	150.5	150.5	511.7	219.3	1 032.0
-------	-------	-------	-------	-------	-------	---------

0.53549191

Año	Ingr. Energía	Ingr. Potencia	Costo Operación y Adm.	Seguros	Aporte COES	IGV y su recuperación	Flujo a Imp.	Depreciación	Util. a Imp.	Imp.	Util. d Imp.	Flujo Neto	Financiamiento Interés cap	cuota anual	pagto de interés	pagto de amortiz	saldo	escudo	Flujo Financiero	punto	punta
2006	2765.1	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	9 801.0	35625.7	13724.8	22101.0	6630.3	15470.7	-64251.0	27 842	1 949	10 563	12 939	27 842	36 409	30.00	24.00	
2007	2765.1	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	9 801.0	35625.7	13724.8	22101.0	6630.3	15470.7	-64251.0	69 605	9 745	10 563	12 939	150 904	22 488	35.00	26.00	
2008	2765.1	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	9 801.0	35625.7	13724.8	22101.0	6630.3	15470.7	36123.2	41 763	23503	8 866	14 636	140 341	15 780	30.00	24.00	
2009	2457.8	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	6 927.7	32639.4	13724.8	22101.0	5674.4	13240.3	36123.2	23503	23503	8 866	14 636	126 662	2 947	35.00	26.00	
2010	2457.8	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	6 927.7	32639.4	13724.8	22101.0	5674.4	13240.3	33319.2	23503	23503	6 746	16 757	112 026	2 860	35.00	26.00	
2011	2457.8	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	248.0	32639.4	10024.8	22614.7	6784.4	15830.3	29607.0	23503	23503	5 973	17 980	79 608	2 024	30.00	24.00	
2012	2457.8	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	248.0	32639.4	10024.8	22614.7	6784.4	15830.3	29607.0	23503	23503	4 317	19 165	42 483	1 835	35.00	26.00	
2013	2457.8	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	248.0	32639.4	10024.8	22614.7	6784.4	15830.3	29607.0	23503	23503	2 973	20 362	21 965	3 046	35.00	26.00	
2014	2457.8	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	248.0	32639.4	10024.8	22614.7	6784.4	15830.3	29607.0	23503	23503	1 538	21 965	461	2 814	30.00	24.00	
2015	2457.8	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	248.0	32639.4	10024.8	22614.7	6784.4	15830.3	29607.0	23503	23503	0	0	0	25 655	30.00	24.00	
2016	2457.8	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	248.0	32639.4	10024.8	22614.7	6784.4	15830.3	29607.0	23503	23503	0	0	0	23 655	30.00	24.00	
2017	2457.8	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	248.0	32639.4	10024.8	22614.7	6784.4	15830.3	29607.0	23503	23503	0	0	0	23 655	30.00	24.00	
2018	2457.8	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	248.0	32639.4	10024.8	22614.7	6784.4	15830.3	29607.0	23503	23503	0	0	0	23 655	30.00	24.00	
2019	2457.8	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	248.0	32639.4	10024.8	22614.7	6784.4	15830.3	29607.0	23503	23503	0	0	0	23 655	30.00	24.00	
2020	2457.8	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	248.0	32639.4	10024.8	22614.7	6784.4	15830.3	29607.0	23503	23503	0	0	0	23 655	30.00	24.00	
2021	2457.8	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	248.0	32639.4	10024.8	22614.7	6784.4	15830.3	29607.0	23503	23503	0	0	0	23 655	30.00	24.00	
2022	2457.8	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	248.0	32639.4	10024.8	22614.7	6784.4	15830.3	29607.0	23503	23503	0	0	0	23 655	30.00	24.00	
2023	2457.8	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	248.0	32639.4	10024.8	22614.7	6784.4	15830.3	29607.0	23503	23503	0	0	0	23 655	30.00	24.00	
2024	2457.8	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	248.0	32639.4	10024.8	22614.7	6784.4	15830.3	29607.0	23503	23503	0	0	0	23 655	30.00	24.00	
2025	2457.8	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	248.0	32639.4	10024.8	22614.7	6784.4	15830.3	29607.0	23503	23503	0	0	0	23 655	30.00	24.00	
2026	2457.8	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	248.0	32639.4	10024.8	22614.7	6784.4	15830.3	29607.0	23503	23503	0	0	0	23 655	30.00	24.00	
2027	2457.8	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	248.0	32639.4	10024.8	22614.7	6784.4	15830.3	29607.0	23503	23503	0	0	0	23 655	30.00	24.00	
2028	2457.8	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	248.0	32639.4	10024.8	22614.7	6784.4	15830.3	29607.0	23503	23503	0	0	0	23 655	30.00	24.00	
2029	2457.8	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	248.0	32639.4	10024.8	22614.7	6784.4	15830.3	29607.0	23503	23503	0	0	0	23 655	30.00	24.00	
2030	2457.8	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	248.0	32639.4	10024.8	22614.7	6784.4	15830.3	29607.0	23503	23503	0	0	0	23 655	30.00	24.00	
2031	2457.8	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	248.0	32639.4	10024.8	22614.7	6784.4	15830.3	29607.0	23503	23503	0	0	0	23 655	30.00	24.00	
2032	2457.8	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	248.0	32639.4	10024.8	22614.7	6784.4	15830.3	29607.0	23503	23503	0	0	0	23 655	30.00	24.00	
2033	2457.8	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	248.0	32639.4	10024.8	22614.7	6784.4	15830.3	29607.0	23503	23503	0	0	0	23 655	30.00	24.00	
2034	2457.8	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	248.0	32639.4	10024.8	22614.7	6784.4	15830.3	29607.0	23503	23503	0	0	0	23 655	30.00	24.00	
2035	2457.8	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	248.0	32639.4	10024.8	22614.7	6784.4	15830.3	29607.0	23503	23503	0	0	0	23 655	30.00	24.00	
2036	2457.8	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	248.0	32639.4	10024.8	22614.7	6784.4	15830.3	29607.0	23503	23503	0	0	0	23 655	30.00	24.00	
2037	2457.8	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	248.0	32639.4	10024.8	22614.7	6784.4	15830.3	29607.0	23503	23503	0	0	0	23 655	30.00	24.00	
2038	2457.8	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	248.0	32639.4	10024.8	22614.7	6784.4	15830.3	29607.0	23503	23503	0	0	0	23 655	30.00	24.00	
2039	2457.8	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	248.0	32639.4	10024.8	22614.7	6784.4	15830.3	29607.0	23503	23503	0	0	0	23 655	30.00	24.00	
2040	2457.8	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	248.0	32639.4	10024.8	22614.7	6784.4	15830.3	29607.0	23503	23503	0	0	0	23 655	30.00	24.00	
2041	2457.8	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	248.0	32639.4	10024.8	22614.7	6784.4	15830.3	29607.0	23503	23503	0	0	0	23 655	30.00	24.00	
2042	2457.8	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	248.0	32639.4	10024.8	22614.7	6784.4	15830.3	29607.0	23503	23503	0	0	0	23 655	30.00	24.00	
2043	2457.8	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	248.0	32639.4	10024.8	22614.7	6784.4	15830.3	29607.0	23503	23503	0	0	0	23 655	30.00	24.00	
2044	2457.8	10722.2	1032.0	1100.0	529.5	248.0	32639.4	10													



## **D2: CARTAS DE PROYECTOS DE GENERACION**

- SINDICATO ENERGETICO S.A. (C.H. POECHOS 1)
- TERMOSELVA
- ETEVENSA
- EDEGEL
- EGASA
- EGENEN (C.H. YUNCAN)
- ARPL TECNOLOGIA INDUSTRIAL S.A. (C.H. PLATANAL)
- S&Z CONSULTORES ASOCIADOS (C.H. QUITARACSA)
- TARUCANI GENERATING COMPANY (C.H. TARUCANI)
- EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA CHEVES (C.H. CHEVES)
- EGECUZCO S.A. (C.H. PUCARA)
- EEPSA
- EGENOR
- EGEMSA
- EGESUR
- ELECTROANDES
- ELECTROPERU
- ENERSUR
- SAN GABAN
- SHOUGANG



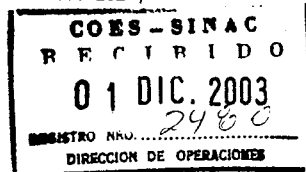
# Sindicato Energético S.A.

SINERSA  
 Calle Los Ruiseñores Oeste 277, Of. 102  
 Urb. Córpac, San Isidro  
 Lima 27 - Perú  
 Teléfonos: (51-1) 421-7359 / 222-4888  
 Fax: (51-1) 421-4997  
 Correo electrónico: sinersa@interaccess.com.pe

Central Hidroeléctrica de Curumuy  
 San Juan de Curumuy - Piura - Perú  
 (Alt. Km 1006 Carretera Piura-Sullana)  
 Telefax: (51-73) 964-7576  
 Correo electrónico: chcurumuy@sinersa.com.pe

Central Hidroeléctrica de Poechos 1  
 Represa de Poechos - Distrito de Lancon  
 Sullana - Piura - Perú  
 Teléfono: (51-73) 343-6558 anexo 4000  
 Correo electrónico: poechos@sinersa.com.pe

RUC: 20256391202 *7.00.08*



## C.1073/2003-SINERSA

Lima, 28 de noviembre de 2003

### COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO NORTE

Av. Camino Real 456, Torre Real, Piso 16  
San Isidro

Atención: Ing. Jaime Guerra Montes de Oca - Director de Operaciones.  
 Asunto: Información para el estudio técnico económico de determinación de precios de potencia y energía en barras para la fijación tarifaria de mayo 2003  
 Ref.: Su Carta COES-SINAC/D-790-2003 del 14.10.2003.

De nuestra consideración:

En atención a su carta de la referencia les informamos que la información fue enviada con nuestra Carta 1060/2003-SINERSA del 19 de noviembre de 2003.

Pedimos disculpas por el atraso en la contestación a su carta.

Si otro particular, quedamos de ustedes.

Atentamente,

*[Signature]*  
**BRANISLAV ZDRAVKOVIC**  
 Gerente General

**01 DIC. 2003**

DOA <input type="checkbox"/>	DEV <input type="checkbox"/>	OA <input type="checkbox"/>
DES <input checked="" type="checkbox"/>	DTR <input type="checkbox"/>	OI <input type="checkbox"/>
DPC <input type="checkbox"/>	CCO <input type="checkbox"/>	AL <input type="checkbox"/>

1 PREP. RPTA	6 ATENDER
2 OPINAR	7 INFORMAR
3 REVISAR	8 CONOCIMIENTO Y FINES
4 COORDINAR	9 DIFUNDIR
5 CONVERSAR	10 ARCHIVAR
	11 COPIA



**Sindicato Energético S.A.**

SINERSA  
 Calle Los Ruiseñores Oeste 277, Of. 102  
 Urb. Corpac, San Isidro  
 Lima 27 - Perú  
 Teléfonos: (51-1) 421-7359 / 222-4888  
 Fax: (51-1) 421-4997  
 Correo electrónico: sinersa@interaccess.com.pe

**C.1060/2003-SINERSA**

A.12

<b>COES - SINAG</b> <b>R F C I R I D O</b> <b>20 NOV. 2003</b> REGISTRO N.º 2394 DIRECCION DE OPERACIONES
---

Lima, 19 de noviembre de 2003

Central Hidroeléctrica de Curumuy  
 San Juan de Curumuy - Piura - Perú  
 (A. Km 1006 Carretera Piura-Sullana)  
 Teléfono: (51-73) 964-7576  
 Correo electrónico: chcurumuy@sinersa.com.pe

Central Hidroeléctrica de Poechos 1  
 Reserva de Poechos - Distrito de Lancon  
 Sullana - Piura - Perú  
 Teléfono: (51-73) 343-6558 anexo 4000  
 Correo electrónico: poechos@sinersa.com.pe

RUC: 20256391202

**COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA  
 INTERCONECTADO CENTRO NORTE**

Av. Camino Real 456, Torre Real, Piso 16  
San Isidro

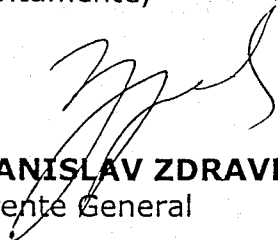
Atención: Ing. Jaime Guerra Montes de Oca - Director de Operaciones.  
 Asunto: Central Hidroeléctrica de Poechos  
 Ref.: a) Nuestra Carta 1014 del 05.11.2003  
 b) Nuestra Carta 1021 del 11.10.2003

De nuestra consideración:

Según lo coordinado en la reunión de trabajo del día martes 11.11.2003, con nuestros ingenieros Boljsakov y Velapatíño, adjuntamos documentación solicitada impresa y en medio magnético.

Estamos a su disposición para cualquier consulta y/o aclaración.

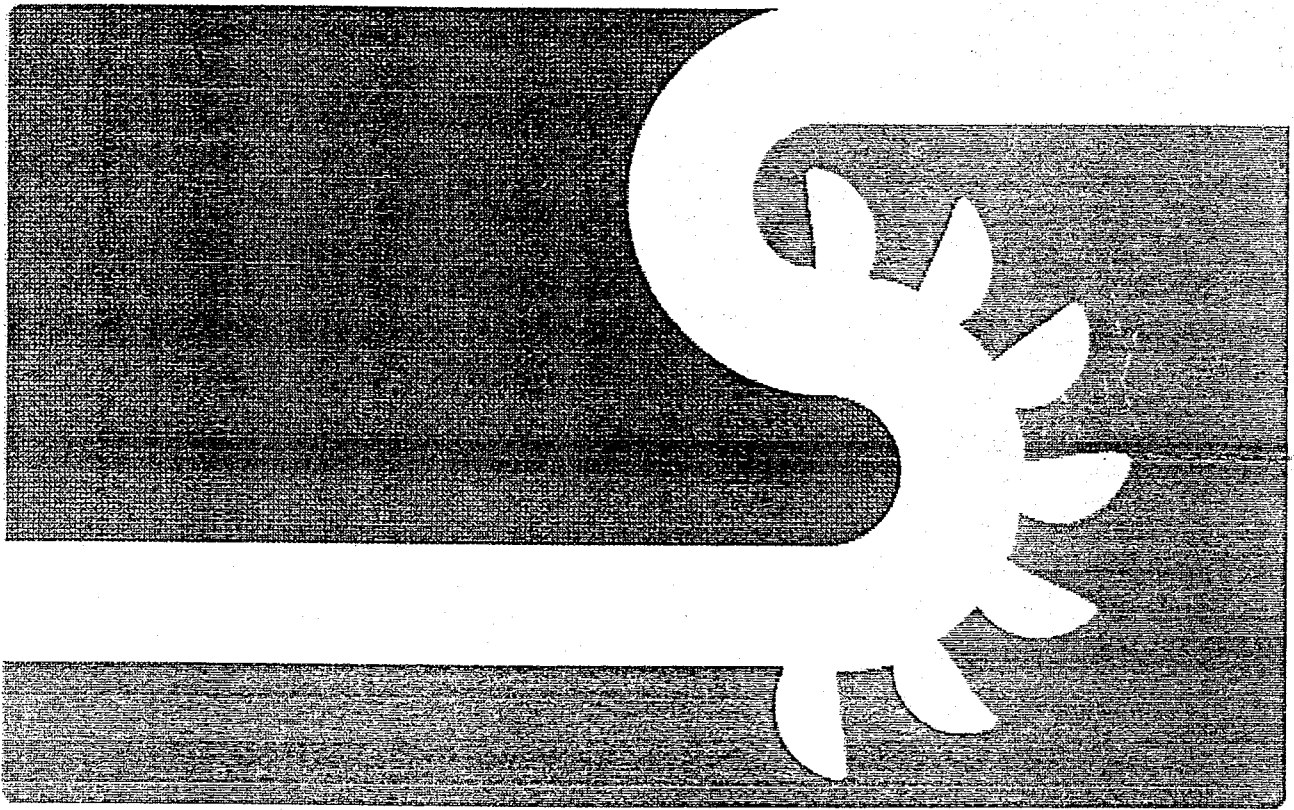
Atentamente,

  
**BRANISLAV ZDRAVKOVIC**  
 Gerente General



20 NOV. 2003

DOA <input checked="" type="checkbox"/>	DEV <input checked="" type="checkbox"/>	OA <input type="checkbox"/>
DES <input checked="" type="checkbox"/>	DTR <input type="checkbox"/>	OI <input type="checkbox"/>
DPC <input type="checkbox"/>	CCO <input type="checkbox"/>	AL <input type="checkbox"/>
<b>1</b> PREP. RPTA	<b>6</b> ATENCER	
<b>2</b> OPINAR	<b>7</b> INFORMAR	
<b>3</b> REVISAR	<b>8</b> CONOCIMIENTO Y FINES	
<b>4</b> COORDINAR	<b>9</b> DEFUNDIR	
<b>5</b> CONVERSAR	<b>10</b> ARCHIVAR	
	<b>11</b> CCPIA	



**Sindicato Energético S.A.**

**FICHA DE REGISTRO PARA FUTUROS INTEGRANTES DEL COES**

**1. DATOS DE IDENTIFICACIÓN**

- 1.1. RAZÓN SOCIAL: SINDICATO ENERGÉTICO S.A.
- 1.2. DOMICILIO LEGAL: CALLE LOS RUISEÑORES OESTE 277, OF. 102, SAN ISIDRO.
- 1.3. REPRESENTANTE LEGAL: BRANISLAV ZDRAVKOVIC
- 1.4. NÚMERO DE FICHA DE INSCRIPCIÓN DE REGISTRO MERCANTIL: INSCRITA EN LA PARTIDA ELECTRÓNICA Nº 00304697 DEL LIBRO DE SOCIEDADES MERCANTILES DEL REGISTRO DE PERSONAS JURÍDICAS DE LA OFICINA REGISTRAL DE LIMA Y CALLAO.

**2. DATOS SOBRE LA ACTIVIDAD DE LA EMPRESA**

- 2.1. TIPO DE ACTIVIDAD: GENERACIÓN
- 2.2. TIPO DE AUTORIZACIÓN: CONCESIÓN

**3. DATOS GENERALES DE LOS SISTEMAS CON QUE CUENTA**

**3.1. DEL SISTEMA DE GENERACIÓN**

**3.1.1. Centrales Hidroeléctricas:**

- C.H. de Curumuy, en operación desde 1998
- C.H. de Poechos (en fase de montaje de equipo), prevista para entrar en operación durante primer trimestre de 2004.
  
- a. Concesiones o autorizaciones definitivas aprobadas:
  - C.H. de Curumuy R.S. Nº 004-95-EM del 17.01.1995
  - C.H. de Poechos R.S. Nº 075-97-EM del 23.07.1997
  
- b. Contratos de concesión:
  - C.H. de Curumuy Contrato s/n del 28.02.1995
  - C.H. de Poechos Contrato Nº 180-2001 del 24.04.2001.
  
- c. Capacidad instalada total en MVA y MW:
  - C.H. de de Curumuy 15 MVA y 12.5 MW
  - C.H. de Poechos 19 MVA y 15,4 MW
  
- d. Inscripción en el registro de concesiones y/o autorizaciones:
  - C.H. de Curumuy Partida Electrónica Nº 05000333, del Registro de la Propiedad Inmueble de la Oficina Regional de los Registros Públicos de Piura
  - C.H. de de Poechos: Partida Electrónica Nº 11000427, del Registro de Propiedad Inmueble de la Oficina Registral de los Registros Públicos de Sullana.
  
- e. Cantidad de grupos por central (detallar datos por unidades):
  - C.H. de Curumuy 2 grupos de 6.25 MW cada uno.
  - C.H. de Poechos 2 grupos de 7.7 MW cada uno.

- e.1. Capacidad instalada en MVA y MW.  
 C.H. de Curumuy 15 MVA y 12.5 MW  
 C.H. de Poechos 19 MVA y 15,4 MW
- e.2. Potencia efectiva en MW.  
 C.H. de Curumuy U1:5,75 MW, U2:5,75 MW TOTAL:11,50 MW  
 C.H. de Poechos U1:7,5 MW, U2:7,5 MW TOTAL:15,00 MW
- e.3. Energía producida anual de los últimos 5 años de ser el caso (MWh).

C.H. de Curumuy

AÑO	1998	1999	2000	2001	2002
Producción	54.123,99	61.603,20	64.486,67	78.113,05	63.763,48

C.H. de Poechos - no es el caso

- e.4. Esquema unifilar de las instalaciones con los datos principales del Sistema Eléctrico.  
 C.H. de Curumuy ver en el Anexo B - Ficha Técnica 1 - Adjunto 1  
 C.H. de Poechos ver en el Anexo B - Ficha Técnica 1 - Adjunto 2

3.1.2. Centrales Termoeléctricas: No es el Caso

### 3.2. DEL SISTEMA PRINCIPAL Y/O SISTEMA SECUNDARIO DE TRANSMISIÓN

- a. Esquema unifilar del sistema de transmisión  
 C.H. de Curumuy ver Anexo B - Ficha Técnica 1 - Adjunto 3  
 C.H. de Poechos ver Anexo B - Ficha Técnica 1 - Adjunto 4
- b. Esquema unifilar de detalle por cada línea de transmisión  
 C.H. de Curumuy ver Anexo B - Ficha Técnica 1 - Adjunto 3  
 C.H. de Poechos ver Anexo B - Ficha Técnica 1 - Adjunto 4
- c. Concesión  
 C.H. de Curumuy aprobada por R.S. Nº 029-2002-EM del 28.08.2002.  
 C.H. de Poechos en trámite.
- d. Características técnicas y parámetros de los sistemas de transmisión adecuados para efectuar estudios estáticos y dinámicos de sistemas de potencia.  
 Ver Formatos de Línea de Transmisión: FL-01, FL-02 y FL-03 que se adjuntan.

C.H. de Curumuy:

Número de ternas. 1  
 Número de kilómetros. 3.99  
 Nivel de tensión. 60 KV

C.H. de Poechos:

Número de ternas. 1  
 Número de kilómetros. 35  
 Nivel de tensión. 60 KV



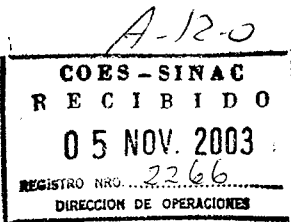
SINERSA  
 Calle Los Ruiseñores Oeste 277, Of. 102  
 Urb. Córpac, San Isidro  
 Lima 27 - Perú  
 Teléfonos: (51-1) 421-7359 / 222-4888  
 Fax: (51-1) 421-4997  
 Correo electrónico: sinersa@inleraccess.com.pe

Central Hidroeléctrica de Curumuy  
 San Juan de Curumuy - Piura - Perú  
 (Alt. Km 1005 Carretera Piura-Sullana)  
 Telefax: (51-73) 984-7578  
 Correo electrónico: chcurumuy@sinersa.com.pe

Central Hidroeléctrica de Poechos 1  
 Represa de Poechos - Distrito de Lancones  
 Sullana - Piura - Perú  
 Teléfono: (51-73) 343-6558 anexo 4000  
 Correo electrónico: poechos@sinersa.com.pe

RUC: 20256391202

**C.1014/2003-SINERSA**



Lima, 05 de noviembre de 2003

**COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO NORTE**  
 Av. Camino Real 456, Torre Real, Piso 16  
 San Isidro

05 NOV. 2003

DOA <input type="checkbox"/>	DEV <input checked="" type="checkbox"/>	OA <input type="checkbox"/>
DES <input checked="" type="checkbox"/>	DTR <input type="checkbox"/>	OI <input type="checkbox"/>
DPC <input checked="" type="checkbox"/>	CCO <input type="checkbox"/>	AL <input type="checkbox"/>

1] PREP. RESPUESTA	6] ATENDER
2] OPINAR	7] INFORMAR
3] REVISAR	8] CONOCIMIENTO Y FINES
4] COORDINAR	9] DIFUNDIR
5] CONVERSAR	10] ARCHIVAR
	11] COPIA

Atención: Ing. Jaime Guerra Montes de Oca - Director de Operaciones.  
 Asunto:

De nuestra consideración:

El motivo de la presente es para comunicarle que Sindicato Energético S.A. (SINERSA), empresa generadora de energía en el departamento de Piura - Central Hidroeléctrica de Curumuy - está terminando de construir una nueva planta de generación eléctrica de 2 x 9,5 MVA denominada Central Hidroeléctrica Poechos 1, y sus Subestación de Potencia y Línea de Transmisión en 60 kV correspondientes.

La Central Hidroeléctrica Poechos 1, está ubicada próxima al aliviadero de compuertas de la Represa de Poechos (distrito de Lancones, provincia de Sullana, departamento de Piura); la Subestación Eléctrica de Potencia asociada, está ubicada al costado de la Casa de Máquinas de la central, lugar de donde se eleva la tensión y se transmite la energía utilizando nuestra Línea de Transmisión de 60 kV de 35 km aproximadamente: SEP Poechos - SEP Sullana.

La puesta en funcionamiento de nuestras obras e instalaciones, tiene el siguiente cronograma:

<u>Ítem</u>	<u>Descripción</u>	<u>Fecha</u>
1.	Central Hidroeléctrica de Poechos 1 Unidad 1 (9,5 MVA) Unidad 2 (9,5 MVA)	30/12/2003 30/01/2004
2.	Subestación de Potencia Poechos 1	01/12/2003
3.	Celda de Llegada en Subestación Sullana	01/12/2003
4.	Línea de Transmisión en 60 kV SEP Poechos - SEP Sullana	01/12/2003



Pág. 2

En vista de ello, y con el objeto de cumplir con todos los requisitos que la normatividad vigente obliga, recurrimos a ustedes para solicitarles se sirvan proporcionarnos la relación de documentos que son necesarios presentar, para ingresar al Sistema Interconectado Nacional en calidad de generador de energía eléctrica de conformidad con la Ley de Concesiones Eléctricas (D.L. N° 009-93-EM) y su Reglamento correspondiente (D.S. N° 009-93-EM).

Por lo tanto, agradeceremos nos concedan una reunión el día martes 11 de noviembre de 2003, a la hora que ustedes estimen conveniente, en sus oficinas.

A la espera de su confirmación, quedamos de ustedes.

Atentamente,

  
**BRANISLAV ZDRAVKOVIC**  
Gerente General



c.c.: Ing. Andrés Vargas