



COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL

Lima, 29 de enero de 2010

COES/D/DO-086-2010

Señores Representantes de las Empresas Generadoras Integrantes del COES-SINAC:

Rosa María Flores Aráoz	EDEGEL
Manuel Cieza Paredes	EEPSA
Jesús Hinojosa Ramos	EGASA
José Ángulo Echea	EGEMSA
Juan Salomón Flores C.	EGESUR
Raúl Tengan Matsutahara	ELECTROPERÚ
Rafael Flores Ch.	ENERSUR
Jesús Ramírez Gutiérrez	SAN GABÁN
Li Guohua	SHOUGESA
Alfredo Len Alvarez	CORONA
Mark Hoffmann	TERMOSELVA
Alejandro Ormeño D.	ELECTROANDES/CAHUA
Carlos Luis Fossati	EGENOR
Javier García Burgos	KALLPA
Javier Lei Siucho	GEPSA
Enrique Gubbins Bovet	SDF ENERGÍA
Juan Martín Calmet	ESCOSAC
Guillermo Cox Harman	HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ
Pedro Lerner Rizo Patrón	CELEPSA
Julián Cabello Yong	CHINANGO

**Asunto : CÁLCULO DE LOS FACTORES DE PROPORCIÓN 2010 RELATIVO AL
"PROCEDIMIENTO PARA COMPENSACIÓN DE LOS COSTOS
VARIABLES ADICIONALES Y DE LOS RETIROS SIN CONTRATO"**

Referencia : Resolución OSINERGMIN N° 001-2009-OS/CD.

De mi consideración:

Me dirijo a ustedes por encargo de la Dirección Ejecutiva, para manifestarle que con Resolución OSINERGMIN N° 001-2009-OS/CD publicada el 09 de enero de 2009 se aprobó el "Procedimiento para Compensación de los Costos Variables Adicionales y de los Retiros sin Contrato" (en adelante "Procedimiento").

Dicho Procedimiento en su numeral 4.4 establece que los Factores de Proporción, que forman parte de la aplicación del Procedimiento, se calcularán en el primer mes de cada año.

En cumplimiento de lo establecido por el Procedimiento, la Dirección Ejecutiva notifica por medio de la presente los Factores de Proporción antes referidos los cuales se encuentran en el Cuadro N° 4 del Informe COES/D/DO/STR-021-2010 que se adjunta a la presente.

Sin otro particular, aprovechamos la oportunidad para saludarlo.

Atentamente,

AGN/
C.c.: D, SPR, SCO, SEV, STR, DP.

.....
Ing. JUAN CARLOS PINO GAVINO
DIRECTOR DE OPERACIONES (e)
COES.

Manuel Roaud y Paz Soldán N° 364
San Isidro, Lima - Perú
Telf.: (51-1) 611-8585 - Fax: (51-1) 705-3076
www.coes.org.pe

**COES
DIRECCIÓN EJECUTIVA
DIRECCIÓN DE OPERACIONES
SUBDIRECCIÓN DE TRANSFERENCIAS**



COES/D/DO/ STR-021-2010

**CÁLCULO DE LOS FACTORES DE PROPORCIÓN 2010 RELATIVO AL
“PROCEDIMIENTO PARA COMPENSACIÓN DE LOS COSTOS VARIABLES
ADICIONALES Y DE LOS RETIROS SIN CONTRATO”**

LIMA, 29 DE ENERO DE 2010

**CÁLCULO DE LOS FACTORES DE PROPORCIÓN 2010 RELATIVO AL
"PROCEDIMIENTO PARA COMPENSACIÓN DE LOS COSTOS VARIABLES
ADICIONALES Y DE LOS RETIROS SIN CONTRATO"**

1. OBJETIVO

Calcular los Factores de Proporción definidos según Resolución de OSINERGMIN N° 001-2009-OS/CD que se refiere a la norma "Procedimiento para Compensación de los Costos Variables Adicionales y de los Retiros sin Contrato" (en adelante "Procedimiento").

2. PREMISAS Y CRITERIOS DE CÁLCULO

2.1 Con fecha 9 de enero de 2009 se publicó el Procedimiento mediante la Resolución de OSINERGMIN N° 001-2009-OS/CD. Dicho Procedimiento en su numeral 4.4 establece lo siguiente:

"4.4 Los Factores de Proporción se calcularán en el primer mes de cada año calendario, con la EFEA que resulta de cubrir la demanda prevista de energía anual con la EFA de las centrales generadoras existentes y aquellas cuya puesta en operación esté prevista de producirse hasta antes del 31 de diciembre de dicho año."

2.2 Para el cálculo de los Factores de Proporción, el Procedimiento incluye las siguientes definiciones y criterios:

"1.17 Factores de Proporción: Factores por medio de los cuales se determinará la proporción de la asignación de los retiros de potencia y energía sin contratos a cada uno de los Generadores."

"1.22 Saldo de Energía Anual: Resultado de restar, para cada Generador, la Energía Firme Eficiente Anual menos las Ventas de Energía por Contrato." (el subrayado es nuestro)

"7.2.1 Para cada uno de los Generadores Excedentarios, el Factor de Proporción a ser utilizado será igual a la participación de su Saldo de Energía Anual sobre la suma de los Saldos de Energía Anual de todos los Generadores."

"7.2.2 Para cada uno de los Generadores Deficitarios, el Factor de Proporción será igual a cero."

2.3 Se ha considerado los criterios del Directorio en su sesión 329, instruidos a la Dirección Ejecutiva para el cálculo de los Factores de Proporción, los cuales son los siguientes:

- a. Calcular los Factores de Proporción para cada composición del parque de generación previsto durante el año.
- b. En las valorizaciones de transferencias de energía, utilizar los Factores de Proporción correspondientes al parque de generación vigente al último día del mes en evaluación.

- c. Para aquellas unidades de generación previstas para entrar en operación durante el año, su Energía Firme Anual será evaluada considerando que opera desde el 1 de enero del año.
- d. En el caso de empresas de generación que se integren al COES durante el año, se considerará las ventas de energía por contrato anualizadas, desde el 1 de enero.

3. DATOS CONSIDERADOS

- 3.1 El presente informe tiene en cuenta el Informe COES/DO/STR-245-2009 presentado por la Subdirección de Transferencias que se refiere al Cálculo y Balance de Energía Firme de las empresas generadoras del COES SINAC – año 2010 revisión 1.
- 3.2 El presente informe tiene en cuenta el Informe N° 0151-2009 -GART presentado por OSINERGMIN que se refiere a la Fijación de los Precios en Barra correspondiente al período mayo 2009 - abril 2010 del cual se ha tomado los costos variables de las centrales generadoras. Se consideró la actualización de dichos costos variables con el tipo de cambio vigente al 2009.12.30.
- 3.3 El presente informe tiene en cuenta la demanda anual prevista para el año 2010 equivalente a 31 774,87 GWh considerado en el informe SPR-009-2009 de la Sub Dirección de Programación del COES referente denominado "Programa de operación de mediano plazo del SEIN de enero a diciembre 2010".
- 3.4 Respecto a las Ventas de Energía por Contratos de los generadores para el 2010, se está utilizando aquella que fue declarada en cumplimiento del PR-N°14 del COES-SINAC y la declaración complementaria solicitada con carta COES/D/DO-048-2010.
- 3.5 Se han considerado los proyectos de generación que entrarían a operar en el SEIN durante el año 2010, dichos proyectos se muestran en el Cuadro N°1

Cuadro N° 1
Proyectos de generación

Fecha	Proyecto	MW
Ene-10	C.H. Roncador - AGRO INDUSTRIAS MAJA	3,8
Ene-10	C.H. Platanal - CELEPSA	220
Ene-10	C.T. Paramonga - AIPSA	23
Feb-10	Interconexión al SEIN de CC.HH. Carpapata - CEMENTO ANDINO	11,5
Feb-10	C.H. Pías I - AGUAS Y ENERGIA PERU	12,6
Abr-10	C.T. Las Flores - TG1 - EGENOR	192,5
May-10	C.T. Independencia - EGESUR	22,9
May-10	C.T. Pisco - EGASA	73,2
Jul-10	C.T. Kallpa - TG3 - KALLPA	195,9
	C.H. Santa Cruz II - SANTA CRUZ	6,225

4. RESULTADOS

- 4.1 En el Cuadro N° 1 se presenta los Costos Variables de las Centrales Generadoras utilizado en la última fijación de tarifas en barra.
- 4.2 En el Cuadro N° 2 se presenta la determinación de la Energía Firme Eficiente de las unidades generadoras del COES SINAC para el mes de enero 2010.
- 4.3 En el Cuadro N° 3 se presentan los Factores de Proporción correspondientes a enero 2010.
- 4.4 Considerando que habrían 10 unidades generadoras posibles de entrar en operación durante el 2010, se obtiene $2^{10}=1024$ composiciones de parque generador posibles y sus correspondientes Factores de Proporción.
En el Cuadro N°4 se muestran los Factores de Proporción de cada una de las composiciones de parque generador posibles a presentarse durante el año 2010.

Lima 29 de enero de 2010


.....
ING. ADOLFO GARCIA NIETO
SUB DIRECTOR DE TRANSFERENCIAS
COES


.....
JUAN CARLOS PINO GAVINO
DIRECTOR DE OPERACIONES (R)
COES
CIP 23965

Cuadro N° 1
COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN

Descripción	Costo Variable	
	US\$/MWh	S/./MWh
Turbo Gas Natural Malacas 1	40,23	116,30
Turbo Gas Natural Malacas 2	39,53	114,28
Turbo Gas Diesel Malacas 2	205,41	593,84
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	30,39	87,86
Turbo Gas Natural Malacas 4 B	49,52	143,16
Turbo Gas de Chimbote	156,64	452,85
Turbo Gas de Trujillo	150,80	435,96
Turbo Gas de Piura con R6	139,40	403,01
Grupos Diesel de Piura	95,03	274,73
Grupos Diesel de Chiclayo	98,58	284,99
Grupos Diesel de Sullana	115,99	335,33
Grupos Diesel de Paita	113,68	328,65
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	36,23	104,74
Turbo Gas Natural Santa Rosa WTG (con inyección)	30,09	86,99
Turbo Vapor de Shougesa	101,12	292,34
G. Diesel Shougesa	98,82	285,69
Turbo Gas Natural Aguaytia TG-1	23,89	69,07
Turbo Gas Natural Aguaytia TG-2	24,40	70,54
G. Diesel Tumbes Nueva 1	77,53	224,14
G. Diesel Tumbes Nueva 2	77,43	223,85
G. Diesel Pucallpa Wartsila	91,58	264,76
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	18,31	52,93
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	18,93	54,73
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	18,37	53,11
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	18,99	54,90
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5 con GN	36,51	105,55
Turbo Gas Natural Kallpa TG1	26,54	76,73
Turbo Gas Natural Chilca TG1	25,33	73,23
Turbo Gas Natural Chilca TG2	25,57	73,92
Taparachi GD N° 1 al N° 4	116,82	337,73
Bellavista GD N° 1 al N° 2	119,27	344,81
Chilina GD N° 1 y N° 2	75,30	217,69
Chilina Ciclo Combinado	126,43	365,51
Chilina TV N° 2	127,97	369,96
Chilina TV N° 3	139,14	402,25
Mollendo I GD	76,38	220,81
Mollendo II TG	117,56	339,87
Calana GD	74,73	216,04
Ilo 1 TV N° 2	97,95	283,17
Ilo 1 TV N° 3	55,49	160,42
Ilo 1 TV N° 4	90,63	262,01
Ilo 1 TG N° 1	129,76	375,14
Ilo 1 TG N° 2	126,03	364,35
Ilo 1 GD N° 1	107,19	309,89
Ilo 2 TV Carbón N° 1	53,88	155,77

Fuente: Fijación de Tarifas Mayo 2009 - Abril 2010, Informe N° 0151-2009-GART - Cuadro No.3.9

Descripción	Precio Gas Natural	Consumo Especifico	CVC	CVNC	Costo Variable	
	US\$/MMBTU	MMBTU/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	S/./MWh
CT Las Flores	2,2270	10,6956	23,82	4,00	27,82	80,43
GD Calana - GN	2,2769	10,321	23,50	4,50	28,00	80,95
TG Mollendo II con GN	2,2322	13,724	30,63	3,00	33,63	97,24
Turbo Gas Natural Kallpa TG2	2,2373	10,215	22,85	4,00	26,85	77,64
Turbo Gas Natural Kallpa TG3	2,2373	10,215	22,85	4,00	26,85	77,64
Turbo Gas Natural Chilca TG3	2,2166	10,088	22,36	3,15	25,51	73,76
Santa Rosa GN	2,3446	11,213	26,29	4,00	30,29	87,57

Fuente: Estudio Fijación Tarifaria Mayo 2009 - Abril 2010

UNIDADES DE EMERGENCIA	CVC	CVNC	Costo Variable	
	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	S/./MWh
CT Trujillo Emergencia	126,06	14,400	140,456	406,06

Fuente: Estudio Fijación Tarifaria Mayo 2009 - Abril 2010

TIPO DE CAMBIO AL 30/12/2009 (venta)	2,891 S/./US\$
--------------------------------------	----------------

Fuente: www.sbs.gob.pe


ADOLFO GARCÍA NIETO
SUB-DIRECTOR DE TRANSFERENCIAS
COES


.....
ing. JUAN CARLOS PINO GAVINO
DIRECTOR DE OPERACIONES (e)
COES
CIP 23955

Cuadro N° 2
ENERGÍA FIRME EFICIENTE 2010
Considera composición de parque generador de enero 2010

Empresa	Código	Unidad	Costo Variable (\$/MWh)	Energía Firme (GWh)	Energía Firme Acumulada (GWh)	Factor de Carga (%)	Energía Firme Eficiente (GWh)
ELECTROANDÉS	ARICOTA		0.00	27.68	27.68	1.000	27.68
EGESUR	ARICOTA 1		0.00	81.94	89.61	1.000	81.94
EGESUR	ARICOTA 2		0.00	42.07	131.68	1.000	42.07
ELECTROANDÉS	CAJAMA		0.00	296.08	427.76	1.000	296.08
EDEGEL	CALLAHUANGA		0.00	448.56	876.31	1.000	448.56
EGENOR	CASA BRAVA		0.00	28.81	905.12	1.000	28.81
EGENOR	CARON DEL PATO		0.00	1 438.39	2 343.50	1.000	1 438.39
EGENOR	CARHUAGUERO		0.00	431.49	2 774.99	1.000	431.49
			0.00	0.00	2 774.99	1.000	0.00
			0.00	0.00	2 774.99	1.000	0.00
EGASA	CHARCANI	CH I	0.00	11.58	2 786.57	1.000	11.58
EGASA	CHARCANI	CH II	0.00	4.98	2 791.55	1.000	4.98
EGASA	CHARCANI	CH III	0.00	32.40	2 823.95	1.000	32.40
EGASA	CHARCANI	CH IV	0.00	62.47	2 886.42	1.000	62.47
EGASA	CHARCANI	CH V	0.00	351.41	3 237.84	1.000	351.41
EGASA	CHARCANI	CH VI	0.00	36.04	3 273.87	1.000	36.04
CHINANGO	CHIMAY		0.00	795.62	4 069.49	1.000	795.62
			0.00	0.00	4 069.49	1.000	0.00
			0.00	86.30	4 155.79	1.000	86.30
ELECTROANDÉS	GALLITO CIEGO		0.00	0.00	4 155.79	1.000	0.00
EDEGEL	HUAMPAM		0.00	175.83	4 331.61	1.000	175.83
SOCIEDAD MINERA CORONA	HUANCHOR		0.00	110.92	4 442.53	1.000	110.92
EDEGEL	HURCO		0.00	486.13	4 928.66	1.000	486.13
GEPSA	LA JOYA		0.00	27.83	4 956.49	1.000	27.83
EGEMSA	MACHUPICCHU		0.00	767.95	5 724.44	1.000	767.95
ELECTROANDÉS	MALPASO		0.00	147.18	5 871.62	1.000	147.18
ELECTROPERU	MANTARO	MANTARO	0.00	4 089.68	9 961.30	1.000	4 089.68
ELECTROPERU	MANTARO	RESTITUCION	0.00	1 373.40	11 334.71	1.000	1 373.40
EDEGEL	MATUCANA		0.00	575.39	11 910.09	1.000	575.39
EDEGEL	MOYORAMPA		0.00	411.40	12 321.50	1.000	411.40
SOF ENERGIA	OQUEENDO	TG1	0.00	241.58	12 563.07	1.000	241.58
ELECTROANDÉS	OROWA		0.00	39.45	12 602.52	1.000	39.45
ELECTROANDÉS	PACHACHACA		0.00	32.57	12 635.10	1.000	32.57
ELECTROANDÉS	PARIAC		0.00	37.72	12 672.82	1.000	37.72
			0.00	0.00	12 672.82	1.000	0.00
			0.00	0.00	12 672.82	1.000	0.00
SAN GABAN	SAN GABAN		0.00	734.90	13 407.71	1.000	734.90
SANTA CRUZ	SANTA CRUZ		0.00	24.38	13 432.10	1.000	24.38
			0.00	0.00	13 432.10	1.000	0.00
CHINANGO	YANANGO		0.00	202.25	13 634.35	1.000	202.25
ELECTROANDÉS	YALUP		0.00	752.81	14 387.16	1.000	752.81
ENERSUR	YUNCAN		0.00	747.95	15 135.11	1.000	747.95
ENERSUR	ILO 21	TV 1	53.88	1 151.47	16 286.58	1.000	1 151.47
EDEGEL	VENTANILLA		54.90	3 621.96	19 908.54	1.000	3 621.96
ENERSUR	TV 3		56.40	560.53	20 469.07	1.000	560.53
TERMOSELVA	AGUAYTIA	TG 1	69.07	636.17	21 105.25	1.000	636.17
TERMOSELVA	AGUAYTIA	TG 2	70.54	743.86	21 849.10	1.000	743.86
ENERSUR	CHILCA	TG 11	73.23	1 410.33	23 259.43	1.000	1 410.33
ENERSUR	CHILCA	TG 21	73.23	1 598.79	24 858.21	1.000	1 598.79
ENERSUR	CHILCA	TG 12	73.92	1 305.61	26 163.82	1.000	1 305.61
EGASA	MOLLENDI	MIRRELES 1	76.36	87.40	26 251.22	1.000	87.40
EGASA	MOLLENDI	MIRRELES 2	76.36	87.97	26 339.19	1.000	87.97
EGASA	MOLLENDI	MIRRELES 3	76.36	88.11	26 427.31	1.000	88.11
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA	TG 1	76.73	1 327.67	27 754.98	1.000	1 327.67
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA	TG 2	77.64	1 608.95	29 363.93	1.000	1 608.95
			0.00	0.00	29 363.93	1.000	0.00
			0.00	0.00	29 363.93	1.000	0.00
			0.00	0.00	29 363.93	1.000	0.00
EDEGEL	SANTA ROSA	WTG 7	86.99	978.75	30 342.68	1.000	978.75
EDEGEL	SANTA ROSA	TG 1	87.57	1 608.29	31 950.97	1.000	1 608.29
EEPSA	MALACAS	TG 4 SIN H2O	87.86	734.52	32 685.49	0.000	0.000
ENERSUR	ILO 1	TV 4	90.63	542.64	33 228.13	0.000	0.000
			0.00	0.00	33 228.13	0.000	0.000
ENERSUR	ILO 1	TV 2	97.95	0.07	33 228.20	0.000	0.000
EDEGEL	SANTA ROSA	WTG 8	104.74	392.15	33 620.35	0.000	0.000
EDEGEL	SANTA ROSA	WTG 9	105.56	398.42	34 018.77	0.000	0.000
ENERSUR	ILO 1	CATKATO	107.19	28.09	34 046.87	0.000	0.000
EEPSA	MALACAS	TG 2	114.28	123.32	34 170.19	0.000	0.000
EEPSA	MALACAS	TG 1	116.30	108.16	34 278.35	0.000	0.000
ENERSUR	ILO 1	TG 2	126.03	269.55	34 547.90	0.000	0.000
ENERSUR	ILO 1	TG 3	128.78	284.29	34 832.19	0.000	0.000
EEPSA	MALACAS	TG 4 con H2O	143.16	100.88	34 933.06	0.000	0.000
EGASA	CHILINA	SULZER 1	217.89	42.16	34 975.22	0.000	0.000
EGASA	CHILINA	SULZER 2	217.89	42.88	35 018.10	0.000	0.000
ELECTROPERU	TUMES	MAN 2	222.85	65.13	35 083.23	0.000	0.000
ELECTROPERU	TUMES	MAN 1	224.14	73.17	35 156.40	0.000	0.000
ELECTROPERU	YARINACOOCHA	WARTSLA 1	264.76	48.05	35 204.45	0.000	0.000
ELECTROPERU	YARINACOOCHA	WARTSLA 2	264.76	47.49	35 251.94	0.000	0.000
ELECTROPERU	YARINACOOCHA	WARTSLA 3	264.76	47.51	35 300.45	0.000	0.000
ELECTROPERU	YARINACOOCHA	WARTSLA 4	264.76	48.32	35 348.77	0.000	0.000
EGENOR	PIURA	DMT1	274.73	30.82	35 379.60	0.000	0.000
EGENOR	PIURA	DMT2	274.73	28.38	35 407.98	0.000	0.000
EGENOR	PIURA	MIRRELES 1	274.73	9.71	35 417.69	0.000	0.000
EGENOR	PIURA	MIRRELES 2	274.73	14.26	35 431.95	0.000	0.000
EGENOR	CHICLAYO OESTE	DMT1	284.99	32.95	35 464.91	0.000	0.000
EGENOR	CHICLAYO OESTE	DMT2	284.99	30.10	35 495.01	0.000	0.000
EGENOR	CHICLAYO OESTE	DMT3	284.99	29.58	35 524.59	0.000	0.000
EGENOR	CHICLAYO OESTE	SULZER1	284.99	35.37	35 560.00	0.000	0.000
EGENOR	CHICLAYO OESTE	SULZER2	284.99	35.71	35 595.71	0.000	0.000
SHOUJESA	SAN NICOLAS	CUMMINS	285.05	10.66	35 606.37	0.000	0.000
SHOUJESA	SAN NICOLAS	TV 1	292.34	150.49	35 756.87	0.000	0.000
SHOUJESA	SAN NICOLAS	TV 2	292.34	144.90	35 899.77	0.000	0.000
SHOUJESA	SAN NICOLAS	TV 3	292.34	200.56	36 099.28	0.000	0.000
EGENOR	PATA	EMD1	328.65	15.14	36 114.43	0.000	0.000
EGENOR	PATA	SKODAZ	328.65	8.18	36 122.61	0.000	0.000
EGENOR	PATA	SKODAZ	328.65	8.44	36 131.05	0.000	0.000
EGENOR	SULLANA	ALCO2	335.33	10.89	36 141.94	0.000	0.000
EGENOR	SULLANA	ALCO3	335.33	9.77	36 151.71	0.000	0.000
EGENOR	SULLANA	ALCO4	335.33	16.34	36 168.05	0.000	0.000
SAN GABAN	TAPARACHI	MAN 1	337.73	6.96	36 174.99	0.000	0.000
SAN GABAN	TAPARACHI	MAN 3	337.73	15.28	36 190.27	0.000	0.000
SAN GABAN	TAPARACHI	MAN 4	337.73	15.97	36 206.24	0.000	0.000
SAN GABAN	TAPARACHI	SKODA 1	337.73	3.71	36 210.00	0.000	0.000
SAN GABAN	BELLAVISTA	ALCO	344.81	15.20	36 225.20	0.000	0.000
SAN GABAN	BELLAVISTA	MAN 1	344.81	0.00	36 225.20	0.000	0.000
EGASA	CHILINA	C COMB	365.51	134.93	36 360.13	0.000	0.000
EGASA	CHILINA	TV 2	369.96	49.74	36 409.87	0.000	0.000
EGASA	CHILINA	TV 3	402.25	79.47	36 489.34	0.000	0.000
EGENOR	CHILINA	TG	403.01	149.18	36 638.52	0.000	0.000
ELECTROPERU	Emergencia Trujillo		406.06	631.68	37 170.20	0.000	0.000
EGENOR	TRUJILLO	TG 4	435.96	175.82	37 346.02	0.000	0.000
EGENOR	CHIMBOTE	TG 1	452.85	170.27	37 516.29	0.000	0.000
EGENOR	CHIMBOTE	TG 2	452.85	166.67	37 682.96	0.000	0.000
TOTAL				37 688.91	37 688.91		37 688.91

Demanda anual de energía prevista para el año 2010: 31 774.87 GWh

Fuente: SPP-035-2010 Programa de mediano plazo enero - diciembre 2010

CUADRO N° 3
FACTORES DE PROPORCION DE EMPRESAS GENERADORAS - AÑO 2010
Considera composición de parque generador de enero 2010

Empresa Generadora	Energía Firme Compensación (GWh)	Energía Firme Eficiente (GWh)	Ventas de Energía por Contrato (1) (GWh)	Saldo de Energía (GWh)	Factor de Proporción (%)
TERMOSELVA	1 380.03	1 380.03	1 315.18	64.85	2.03131
EDEGEL	9 094.86	8 129.19	6 932.23	1 196.96	37.49440
EEPSA	1 066.67	877.80	877.80	(877.80)	-
ELECTROANDÉS	1 419.79	1 419.79	1 555.00	(135.21)	-
EGENOR	2 877.24	1 898.68	1 857.36	41.32	1.29441
ELECTROPERU	6 324.44	5 463.08	6 097.74	(634.66)	-
SHOUJESA	506.61	-	427.85	(427.85)	-
SOCIEDAD MINERA CORONA	110.92	110.92	109.76	1.15	0.03618
EGASA	1 111.55	762.37	822.15	(59.78)	-
EGEMSA	767.95	767.95	888.01	120.06	2.50398
EGESUR	104.01	104.01	157.86	(53.85)	-
ENERSUR	7 903.31	6 774.67	5 689.16	1 085.51	34.00308
SAN GABAN	782.02	734.90	375.93	358.97	11.24448
KALLPA GENERACION S.A.	2 937.63	2 937.63	4 240.14	(1 302.51)	-
SOF ENERGIA	241.58	241.58	120.51	121.07	3.70243
SANTA CRUZ	24.38	24.38	-	24.38	0.76385
CELEPSA	-	-	-	-	-
GEPSA	27.83	27.83	-	27.83	0.87190
AGRO INDUSTRIAS MAJA	-	-	-	-	-
CHINANGO	997.87	997.87	807.48	190.39	5.96402
AIPSA	-	-	-	-	-
CEMENTO ANDINO	-	-	-	-	-
AGUAS Y ENERGIA PERU	-	-	-	-	-
TOTAL	37 688.91	31 774.87	31 874.17	(59.29)	100.00000

(1) Incluye pérdidas


Ing. ADOLFO GARCIA NIETO
SUB DIRECTOR DE TRANSFERENCIAS
COES


Ing. JUAN CARLOS PINO GAVINO
DIRECTOR DE OPERACIONES (o)
COES
C/P 23956

CUADRO N° 4 : FACTORES DE PROPORCIÓN 2010 PARA LAS DISTINTAS COMPOSICIONES DE PARQUE GENERADOR

[illegible]

CUADRO N.º 4: FACTORES DE PROPORCIÓN 2010 PARA LAS DISTINTAS COMPOSICIONES DE PARQUE GENERADOR

Compañía	Proveedor	Pedestal	Paramonga	Carpagay	Pao	Law Flores	Independencia	Pico	Kaipa TGO	Soc Cuzc II	TERMO-SELVA	EDGEEL	EPISA	ELECTRO-ANDÉS	EQUOR	ELECTRO-PIRU	SHOUKSEA	MINERÍA COBANA	EGASA	EOEMSA	ECOSUR	ENERGUR	SAN GABRIEL	KALPAPA GENERACION S.A.	SOF ENERGIA	SANTA CRUZ	CHILEPSA	CEPSA	AGRO INDUSTRIAS MAJAL	CHINANGO	APISA	CEMENTO ANDINO	AGUA Y ENERGIA PERU
793	✓	✓					✓	✓	✓		1.80357				43.77668					2.22323	1.46878	30.19088	9.83833	10.77044	3.38725	0.76121		0.71415	4.46291	5.28238	-		
794	✓						✓	✓	✓		1.80357				43.77668					2.22323	0.76127	46.25431	9.83833	14.26452	3.38725	0.76121		0.71415	4.46291	5.28238	-		
795	✓						✓	✓	✓		2.76318				1.76079					3.40613	3.40613	46.25431	15.29585	14.26452	5.15884	1.03606		1.86055	4.79291	8.11285	-		
796	✓						✓	✓	✓		2.76318				1.76079					3.40613	1.46878	46.25431	15.29585	13.22546	5.15884	0.76121		1.86055	4.79291	8.11285	-		
797	✓						✓	✓	✓		1.80357				43.77668					2.22323	1.46878	46.25431	9.83833	14.26452	3.38725	0.76121		0.71415	4.46291	5.28238	-		
798	✓						✓	✓	✓		1.80357				43.77668					2.22323	0.76127	46.25431	15.29585	14.26452	3.38725	0.76121		0.71415	4.46291	5.28238	-		
799	✓						✓	✓	✓		2.76318				1.76079					3.40613	1.46878	46.25431	15.29585	13.22546	5.15884	1.03606		1.86055	4.79291	8.11285	-		
800	✓						✓	✓	✓		2.76318				1.76079					3.40613	3.39566	44.55446	14.73372	10.77044	4.86925	1.00087		1.16246	6.80215	7.14170	-		
801	✓						✓	✓	✓		2.68163	14.04983			1.89028					3.39566	0.84740	44.55446	14.73372	10.77044	4.86925	1.00087		1.16246	6.80215	7.14170	-		
802	✓						✓	✓	✓		2.68163	13.04616			1.89028					3.39566	0.84740	44.55446	14.73372	10.77044	4.86925	1.00087		1.16246	6.80215	7.14170	-		
803	✓						✓	✓	✓		2.76318				1.76079					3.40613	0.84740	44.55446	14.73372	10.77044	4.86925	1.00087		1.16246	6.80215	7.14170	-		
804	✓						✓	✓	✓		2.76318				1.76079					3.40613	0.84740	44.55446	14.73372	10.77044	4.86925	1.00087		1.16246	6.80215	7.14170	-		
805	✓						✓	✓	✓		2.68163	13.04616			1.89028					3.39566	0.84740	44.55446	14.73372	10.77044	4.86925	1.00087		1.16246	6.80215	7.14170	-		
806	✓						✓	✓	✓		2.76318				1.76079					3.40613	0.84740	44.55446	14.73372	10.77044	4.86925	1.00087		1.16246	6.80215	7.14170	-		
807	✓						✓	✓	✓		1.89028				1.76079					3.39566	0.84740	44.55446	14.73372	10.77044	4.86925	1.00087		1.16246	6.80215	7.14170	-		
808	✓						✓	✓	✓		2.76318				1.76079					3.40613	0.84740	44.55446	14.73372	10.77044	4.86925	1.00087		1.16246	6.80215	7.14170	-		
809	✓						✓	✓	✓		2.71860	5.73884			1.73442					3.35512	6.36975	46.25431	15.29585	10.77044	5.15884	1.03606		1.86055	4.79291	8.11285	-		
810	✓						✓	✓	✓		2.71860	4.71444			1.73442					3.35512	6.36975	46.25431	15.29585	9.73138	5.15884	1.03606		1.86055	4.79291	8.11285	-		
811	✓						✓	✓	✓		2.76318				1.76079					3.40613	0.84740	46.25431	15.29585	10.77044	5.15884	1.03606		1.86055	4.79291	8.11285	-		
812	✓						✓	✓	✓		2.71860	5.73884			1.73442					3.35512	6.36975	46.25431	15.29585	9.73138	5.15884	1.03606		1.86055	4.79291	8.11285	-		
813	✓						✓	✓	✓		2.71860	4.71444			1.73442					3.35512	6.36975	46.25431	15.29585	9.73138	5.15884	1.03606		1.86055	4.79291	8.11285	-		
814	✓						✓	✓	✓		2.76318				1.76079					3.40613	0.84740	46.25431	15.29585	10.77044	5.15884	1.03606		1.86055	4.79291	8.11285	-		
815	✓						✓	✓	✓		2.76318				1.76079					3.40613	0.84740	46.25431	15.29585	9.73138	5.15884	1.03606		1.86055	4.79291	8.11285	-		
816	✓						✓	✓	✓		2.76318				1.76079					3.40613	0.84740	46.25431	15.29585	9.73138	5.15884	1.03606		1.86055	4.79291	8.11285	-		
817	✓						✓	✓	✓		1.78196				43.41227					2.26402	3.31477	46.25431	9.81744	10.77044	3.33815	0.72725		0.78746	4.45961	5.24681	-		
818	✓						✓	✓	✓		1.77695				43.98218					2.96492	3.46913	29.14532	8.83840	10.77044	3.31756	1.33640		0.76273	4.45961	5.24681	-		
819	✓						✓	✓	✓		2.76318				1.76079					3.46913	3.46913	46.25431	15.29585	10.77044	5.15884	1.03606		1.86055	4.79291	8.11285	-		
820	✓						✓	✓	✓		2.76318				1.76079					3.46913	3.46913	46.25431	15.29585	9.73138	5.15884	1.03606		1.86055	4.79291	8.11285	-		
821	✓						✓	✓	✓		1.78196				43.98218					2.96492	3.46913	29.14532	8.83840	10.77044	3.33815	0.72725		0.78746	4.45961	5.24681	-		
822	✓						✓	✓	✓		2.76318				1.76079					3.46913	3.46913	46.25431	15.29585	9.73138	5.15884	1.03606		1.86055	4.79291	8.11285	-		
823	✓						✓	✓	✓		2.76318				1.76079					3.46913	3.46913	46.25431	15.29585	9.73138	5.15884	1.03606		1.86055	4.79291	8.11285	-		
824	✓						✓	✓	✓		43.41227				43.41227					2.96492	3.46913	29.14532	8.83840	10.77044	3.33815	0.72725		0.78746	4.45961	5.24681	-		
825	✓						✓	✓	✓		1.78196				1.78196					3.46913	3.46913	46.25431	15.29585	9.73138	5.15884	1.03606		1.86055	4.79291	8.11285	-		
826	✓						✓	✓	✓		1.78196				43.98218					2.96492	3.46913	29.14532	8.83840	10.77044	3.33815	0.72725		0.78746	4.45961	5.24681	-		
827	✓						✓	✓	✓		2.76318				1.76079					3.46913	3.46913	46.25431	15.29585	9.73138	5.15884	1.03606		1.86055	4.79291	8.11285	-		
828	✓						✓	✓	✓		1.78196				1.78196					3.46913	3.46913	46.25431	15.29585	9.73138	5.15884	1.03606		1.86055	4.79291	8.11285	-		
829	✓						✓	✓	✓		1.78196				43.98218					2.96492	3.46913	29.14532	8.83840	10.77044	3.33815	0.72725		0.78746	4.45961	5.24681	-		
830	✓						✓	✓	✓		2.76318				1.76079					3.46913	3.46913	46.25431	15.29585	9.73138	5.15884	1.03606		1.86055	4.79291	8.11285	-		
831	✓						✓	✓	✓		1.78196				1.78196					3.46913	3.46913	46.25431	15.29585	9.73138	5.15884	1.03606		1.86055	4.79291	8.11285	-		
832	✓						✓	✓	✓		2.77174	15.93383			1.76517					3.47477	3.47477	46.25431	15.29585	10.77044	3.31756	1.33640		0.76273	4.45961	5.24681	-		
833	✓						✓	✓	✓		2.77174	14.02404			1.76517					3.47477	3.47477	46.25431	15.29585	10.77044	3.31756	1.33640		0.76273	4.45961	5.24681	-		
834	✓						✓	✓	✓		2.84530				1.81111					3.50736	3.50736	46.25431	15.29585	9.73138	5.15884	1.03606		1.86055	4.79291	8.11285	-		
835	✓						✓	✓	✓		2.84530				1.81111					3.50736	3.50736	46.25431	15.29585	9.73138	5.15884	1.03606		1.86055	4.79291	8.11285	-		
836	✓						✓	✓	✓		2.84530				1.81111					3.50736	3.50736	46.25431	15.29585	9.73138	5.15884	1.03606		1.86055	4.79291	8.11285	-		
837	✓						✓	✓	✓		2.77174	15.93383			1.76517					3.47477	3.47477	46.25431	15.29585	10.77044	3.31756	1.33640		0.76273	4.45961	5.24681	-		
838	✓						✓	✓	✓		2.77174	14.02404			1.76517					3.47477	3.47477	46.25431	15.29585	10.77044	3.31756	1.33640		0.76273	4.45961	5.24681	-		
839	✓						✓	✓	✓		2.84530				1.81111					3.50736	3.50736	46.25431	15.29585	9.73138	5.15884	1.03606		1.86055	4.79291	8.11285	-		
840	✓						✓	✓	✓		2.84530				1.81111					3.50736	3.50736	46.25431	15.29585	9.73138	5.15884	1.03606		1.86055	4.79291	8.11285	-		
841	✓						✓	✓	✓		2.84530	8.52128			1.81111																		

CUADRO N° 4 : FACTORES DE PROPORCIÓN 2010 PARA LAS DISTINTAS COMPOSICIONES DE PARQUE GENERADOR

[illegible]

..... JUAN CARLOS PINO GAVIÑO
DIRECTOR DE OPERACIONES (*)
COES
CIP 23955.

Ramiro
ING. ADOLFO GARCIA NIETO
 SUB DIRECTOR DE TRANSFERENCIAS
 COES