



# Operación del Sector Eléctrico

Año 10, Septiembre 2009

Reporte Estadístico

Información de: Julio, 2009

## INTRODUCCIÓN

El presente boletín muestra los principales indicadores de la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), basado en la información alcanzada al OSINERGHMIN por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), correspondiente al mes de JULIO del 2009.

Salvo indicación expresa en contrario, los valores de potencia se indican en MW, y los valores de energía en GW.h.

Los costos marginales han sido calculados con el tipo de cambio venta del último día útil del mes de julio (TC = 2,987 S/. / US\$). Asimismo, los valores calculados para los costos marginales, están referidos a la Barra Santa Rosa 220 kV.

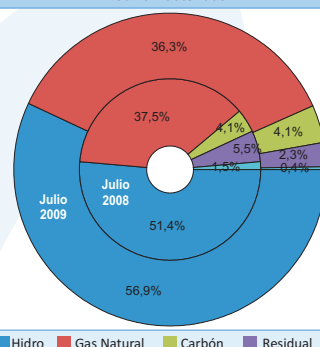
La Potencia Firme, es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo a lo que define el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, según la ÚNICA disposición complementaria modificatoria de la Ley 28832.

## Producción de Energía en el SEIN

### Producción de Energía Eléctrica por Tipo de Fuente de Energía

Fuentes de Producción		Año	I Trimestre	II Trimestre	III Trimestre			IV Trimestre	Acumulado Julio-2009
					Julio	Agosto	Septiembre		
Hidroeléctrica	Hidro	2009	5 144,1	4 752,1	1 362,8	-	-	-	11 259,0
		2008	5 307,5	4 502,4	1 264,4	-	-	-	11 074,3
Termoeléctrica	Gas Natural	2009	1 912,4	2 215,7	870,1	-	-	-	4 998,2
		2008	1 709,1	2 362,0	923,9	-	-	-	4 994,9
	Carbón	2009	192,6	181,3	97,1	-	-	-	471,0
		2008	124,9	223,3	100,5	-	-	-	448,7
	Residual	2009	112,1	156,1	54,6	-	-	-	322,8
		2008	120,9	194,7	135,5	-	-	-	451,1
	Diesel	2009	24,3	15,9	10,2	-	-	-	50,4
		2008	40,3	54,9	36,4	-	-	-	131,5
Periodo 2009			7 385,5	7 321,1	2 394,8	-	-	-	17 101,4
Periodo 2008			7 302,7	7 337,2	2 460,6	-	-	-	17 100,4
Variación 2009/2008			1,1%	-0,2%	-2,7%	-	-	-	0,0%

Producción del SEIN por Tipo de Combustible  
Julio 2009/2008



En julio, la producción total de energía en el SEIN disminuyó en 2,7% respecto al mismo mes del año 2008. La producción termoeléctrica se efectuó principalmente sobre la base del Gas de Camisea, cuya participación en la producción mensual se incrementó de 4,9% en el mes que se inició la explotación de este yacimiento (septiembre 2004) a 28,9% correspondiente al presente mes.

La producción de energía hidráulica del SEIN, durante el mes de julio, muestra un predominio con 56,9% del total de la energía producida, ha aumentado su participación en 5,5% respecto al mismo mes del año anterior y ha aumentado su participación en 1,0% en lo que va del año. Con relación al mes anterior, existe una menor participación hidráulica debido a una menor productividad diaria.

## Producción de Energía Eléctrica por Empresa

Empresa	Producción de Energía SEIN (GW.h)			
	Jul-09	Acumulado Jul-09	Acumulado Jul-08	Variación (2009/2008)
Cahua	38,5	319,1	347,4	-8,2%
Edegel	516,8	4 863,1	4 901,2	-0,8%
Eepsa	61,7	246,6	366,6	-32,7%
Egasa	56,4	433,1	539,0	-19,6%
Egensa	65,5	437,8	434,7	0,7%
Egenor	125,4	1 374,8	1 481,1	-7,2%
Egesur	9,2	59,3	63,9	-7,3%
E. Santa Cruz	1,4	10,9	0,0	0,0
E. Santa Rosa	(*)	0,0	0,9	-100,0%
Electroandes	93,8	665,2	605,8	9,8%
Electroperú	570,8	4 115,2	4 069,8	1,1%
Enersur	443,0	2 570,7	2 565,5	0,2%
GEPSA (**)	0,7	0,7	0,0	-
Kallpa	215,0	736,6	419,1	75,8%
San Gabán	42,3	472,6	464,3	1,8%
SDF Energía	21,6	101,4	0,0	-
Shougesa	5,6	41,8	96,4	-56,6%
S. M. Corona	11,2	90,2	84,9	0,0%
Termoselva	116,0	562,2	659,9	-14,8%
<b>Total</b>	<b>2 394,8</b>	<b>17 101,4</b>	<b>17 100,4</b>	<b>0,0%</b>

(\*) La empresa de generación E. Santa Rosa dejó de ser parte del COES desde el 7 de febrero de 2008.

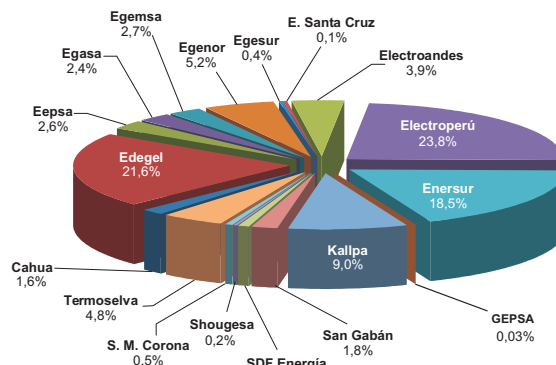
(\*\*) La empresa Generadora de Energía del Perú (GEPSA) produjo energía por pruebas operativas de su central La Joya

En julio, la producción de energía a nivel de empresas, no muestra variaciones significativas con relación al mes anterior. Las empresas con mayor participación continúan siendo Edegel y Electroperú; en lo que va del año Edegel disminuyó su participación respecto al mismo periodo del año anterior, de 28,7% a 28,4%, mientras que Electroperú aumentó su participación de 23,8% a 24,1%, Enersur mantuvo su participación en 15,0% y Kallpa aumentó su participación de 2,5% a 4,3% debido a una mayor producción.

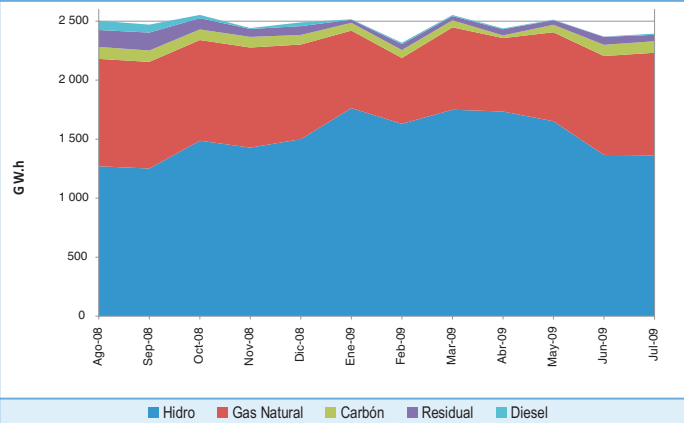
Empresa	Producción Termoeléctrica por Tipo de Combustible							
	Gas Natural		Carbón		Residual		Diesel	
	GW.h	%	GW.h	%	GW.h	%	GW.h	%
Cahua	-	-	-	-	-	-	-	-
Edegel	203,1	23,3%	-	-	-	-	1,2	11,5%
Eepsa	61,7	7,1%	-	-	-	-	-	-
Egasa	-	-	-	-	6,9	12,6%	0,1	0,8%
Egensa	-	-	-	-	-	-	-	-
Egenor	-	-	-	-	4,3	7,9%	1,7	16,8%
Egesur	-	-	-	-	-	-	-	-
E. Santa Cruz	-	-	-	-	-	-	-	-
Electroandes	-	-	-	-	-	-	-	-
Electroperú	-	-	-	-	2,2	4,0%	4,13	40,5%
Enersur	252,7	29,0%	97,1	100,0%	35,7	65,5%	2,8	27,1%
GEPSA	-	-	-	-	-	-	-	-
Kallpa	215,0	24,7%	-	-	-	-	-	-
San Gabán	-	-	-	-	-	-	0,3	2,6%
SDF Energía	21,6	2,5%	-	-	-	-	-	-
Shougesa	-	-	-	-	5,5	10,1%	0,1	0,7%
S. M. Corona	-	-	-	-	-	-	-	-
Termoselva	116,0	13,3%	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>870,1</b>	<b>100,0%</b>	<b>97,1</b>	<b>100,0%</b>	<b>54,6</b>	<b>100,0%</b>	<b>10,2</b>	<b>100,0%</b>

En julio, la producción de las plantas a gas natural representaron el 36,3% de la producción del SEIN, aumentando su participación respecto al mes anterior que fue de 35,4%. Las plantas a carbón representaron el 4,1% de la producción, mientras las plantas con combustible diesel y residual representaron 2,7%.

## Producción de Energía por Empresa Julio 2009



## Evolución de la Producción de Energía por Fuente de Generación y Tipo de Combustible - Julio 2009

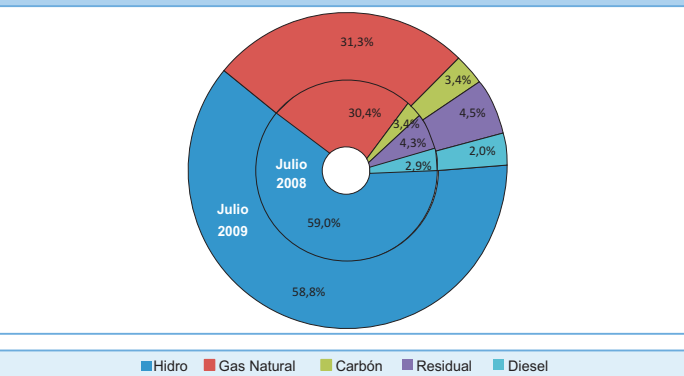


## Máxima Demanda

### Cobertura de la Máxima Demanda del SEIN por Fuente de Generación

Meses	Cobertura de la Máxima Demanda - SEIN (MW)						Variación 2009 / 2008 %		
	2009			2008			Hid.	Term.	Total
	Hid.	Term.	Total	Hid.	Term.	Total			
Enero	2 648	1 444	4 091	2 687	1 296	3 983	1,5%	11,4%	2,7%
Febrero	2 640	1 465	4 105	2 758	1 251	4 009	-4,3%	17,1%	2,4%
Marzo	2 622	1 533	4 155	2 610	1 462	4 072	0,5%	4,8%	2,0%
Abril	2 742	1 438	4 180	2 633	1 410	4 043	4,1%	2,0%	3,4%
Mayo	2 664	1 461	4 125	2 409	1 610	4 019	10,6%	-9,3%	2,6%
Junio	2 481	1 553	4 034	2 469	1 621	4 091	0,5%	-4,2%	-1,4%
Julio	2 336	1 637	3 973	2 384	1 656	4 040	-2,0%	-1,1%	-1,6%
Agosto	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Septiembre	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Octubre	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Noviembre	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diciembre	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>MD a Jul</b>	<b>2 742</b>	<b>1 438</b>	<b>4 180</b>	<b>2 469</b>	<b>1 621</b>	<b>4 091</b>	<b>11,0%</b>	<b>-11,3%</b>	<b>2,2%</b>
<b>%</b>	<b>65,6%</b>	<b>34,4%</b>	<b>100,0%</b>	<b>60,4%</b>	<b>39,6%</b>	<b>100,0%</b>			

## Máxima Demanda del SEIN por Fuente de Generación y Tipo de Combustible en Julio 2009/2008



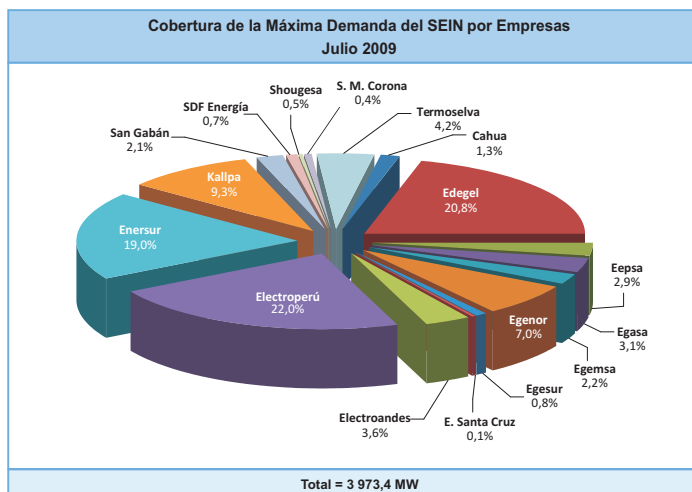
En julio, la máxima demanda del SEIN, se registró el día 02 a las 19:00 horas y alcanzó 3 973,4 MW, lo cual representó un 1,6% de disminución respecto a la máxima demanda de julio de 2008. Con relación al mes de junio la máxima demanda disminuyó en 1,5%.

La generación hidroeléctrica, en la cobertura de la máxima demanda del SEIN, no ha sufrido mayores variaciones desde el año 2002; sin embargo, su participación ha decrecido a favor del incremento de la participación de la generación termoeléctrica, que pasó de 14,9% a 34,4% desde dicho año.

La participación de la generación con Gas Natural en la cobertura de la máxima demanda del SEIN, ha disminuido a 29,6% respecto a la registrada en julio del año anterior, cuyo valor registrado fue de 33,0%.

## Cobertura de la Máxima Demanda del SEIN por Empresas

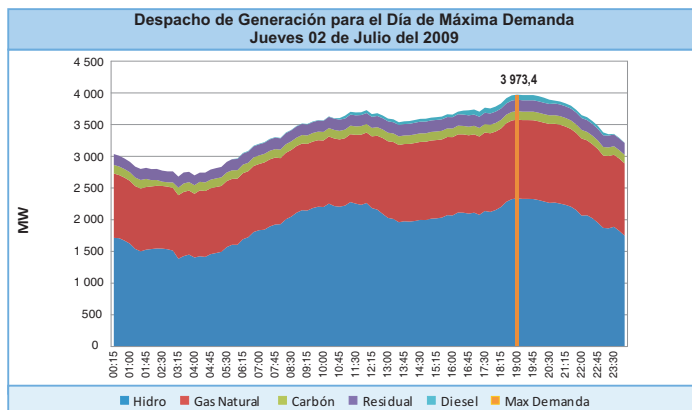
Empresa	Hidroeléctrica	Termoeléctrica	Total
Cahua	50,3	0,0	50,3
Edegel	602,0	225,2	827,2
Eepsa	0,0	116,5	116,5
Egasa	109,8	14,1	123,8
Egema	88,6	0,0	88,6
Egenor	258,5	21,3	279,8
Egesur	31,4	0,0	31,4
E. Santa Cruz	1,8	0,0	1,8
Electroandes	142,2	0,0	142,2
Electroperú	860,7	11,4	872,1
Enersur	96,4	657,9	754,4
Kallpa	0,0	367,8	367,8
San Gabán	79,3	3,9	83,3
SDF Energía	0,0	29,0	29,0
Shougesa	0,0	21,5	21,5
S. M. Corona	15,5	0,0	15,5
Termoselva	0,0	168,1	168,1
<b>Total</b>	<b>2 336,5</b>	<b>1 636,9</b>	<b>3 973,4</b>



Electroperú aumentó su participación en la cobertura de la máxima demanda del SEIN de 21,4% a 21,9% con relación al año 2008, así mismo Enersur aumentó su participación de 16,4% a 19,0%.

## Despacho de Centrales para la Cobertura de la Máxima Demanda del SEIN

Barra de Transferencia	Tensión	CMg (ctv US\$/kW.h)
Piura	220	6,5
Talara	220	6,4
Trujillo Norte	220	6,2
Cerro Verde	138	6,1
Toquepala	138	6,0
Santa Rosa	220	6,0
Socabaya	138	6,0
Cajamarquilla	220	6,0
Puno	220	6,0
Los Heroes	220	6,0
Desierto	220	5,9
Montalvo	220	5,9
Marcona	220	5,9
Independencia	220	5,9
Huayucachi	220	5,7
Aguaytia	220	5,5

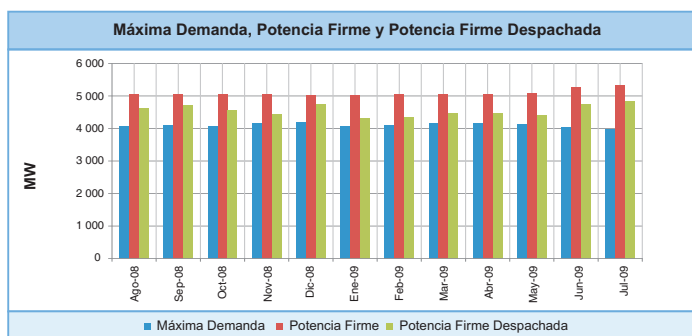


Para la hora de máxima demanda, la unidad que marginó fue la unidad TGN4 de la C.T. Malacas con costo marginal de 6,0 ctv US \$/kW.h en la barra Santa Rosa, la cual operó con Gas Natural y costo variable de 5,9 US \$/kW.h..

El valor más alto de costo marginal que se obtuvo fue de 6,5 ctv US \$/kW.h en la barra Piura; así mismo en la barra Aguaytia se registró el costo marginal más bajo, el cual fue de 5,5 ctv US \$/kW.h.

## Evolución de la Máxima Demanda y Potencia Firme Despachada

Meses	Máxima Demanda (MW)	Potencia Firme (MW)	Potencia Firme Despachada (*) (MW)	Var % PF/MD-1
Enero	4 091,1	5 036,9	4 315,3	23,1%
Febrero	4 105,3	5 043,8	4 358,8	22,9%
Marzo	4 155,1	5 070,7	4 488,6	22,0%
Abril	4 180,0	5 068,8	4 481,4	21,3%
Mayo	4 124,9	5 091,5	4 413,3	23,4%
Junio	4 033,8	5 280,7	4 744,8	30,9%
Julio	3 973,4	5 343,4	4 842,9	34,5%
Agosto	-	-	-	-
Septiembre	-	-	-	-
Octubre	-	-	-	-
Noviembre	-	-	-	-
Diciembre	-	-	-	-

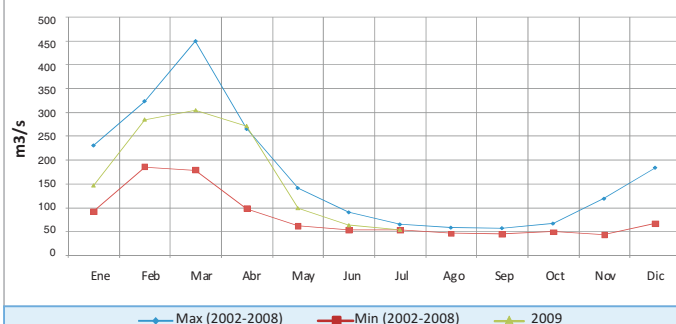


La máxima demanda registrada en el SEIN correspondiente al mes de julio de 2009 representó el 74,4% de la potencia firme (oferta) quedando una reserva disponible de 25,6%.

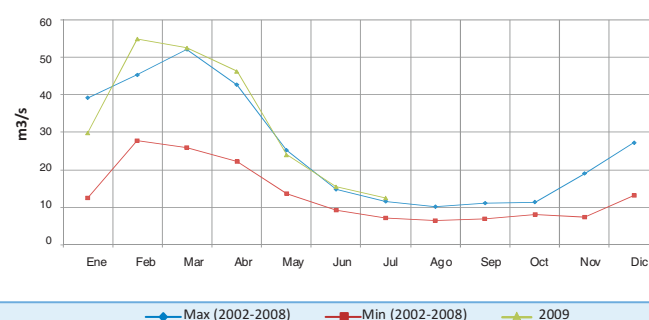
(\*) Corresponde a la sumatoria de las Potencias Firmes de las centrales que participaron en la hora de máxima demanda.

## Río Mantaro - Ríos Rímac y Santa Eulalia

Caudal Natural Río Mantaro



Caudal Natural Río Rímac y Santa Eulalia

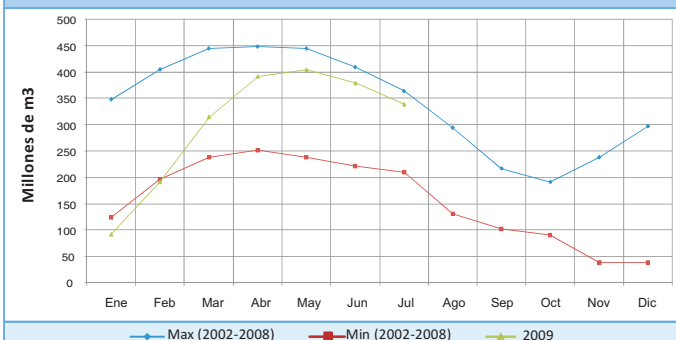


El caudal natural registrado en el río Mantaro (en la Estación La Mejorada) en julio, fue menor en 14,6% con relación a junio del 2009. Así mismo, el caudal natural conjunto de los ríos Rímac y Santa Eulalia (afluentes a Sheque y Tamboraque), resultó ser menor en 19,0% con relación a junio del 2009.

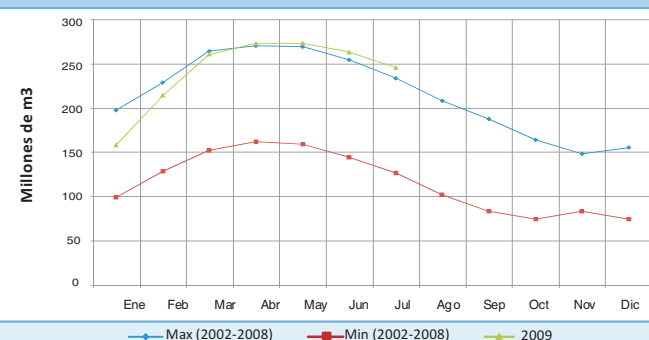
## Volúmenes Almacenados

## Lago Junín - Lagunas Edegel

Volumen Útil del lago Junín



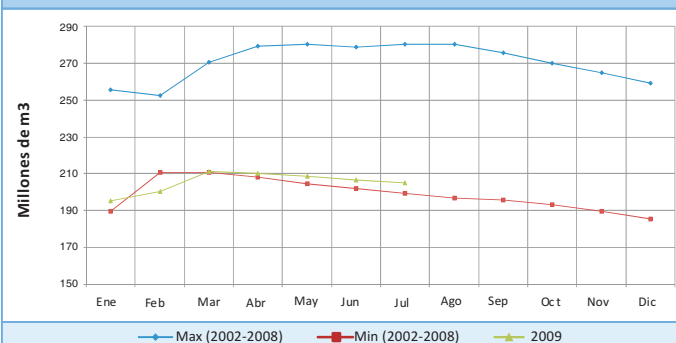
Volumen Útil de las lagunas de Edegel



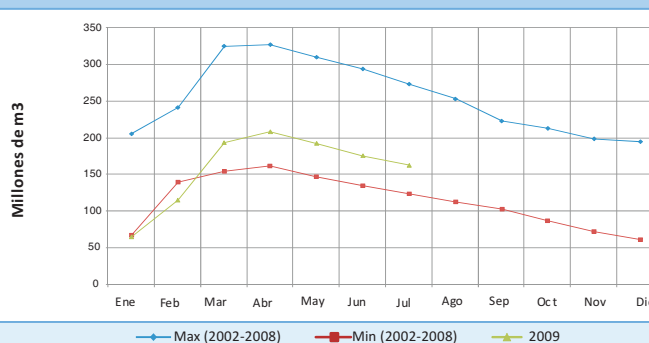
El volumen de agua registrado en el lago Junín en julio del 2009, disminuyó en 10,7% con relación al mes anterior. Así mismo, el volumen de agua registrado en las lagunas de Edegel en julio, fue menor en 6,6% con relación a junio.

## Laguna Aricota – Cuenca Río Chili

Volumen Útil laguna Aricota



Volumen Útil Cuenca Río Chili



El volumen de agua registrado en la laguna Aricota en julio, ha sido menor en 0,8% con relación al mes de junio.

En la cuenca del río Chili (conformado por las presas El Frayle, Aguada Blanca, El Pañe y Pillones) el volumen de agua registrado en julio del 2009, fue menor en 7,4% con relación a junio.

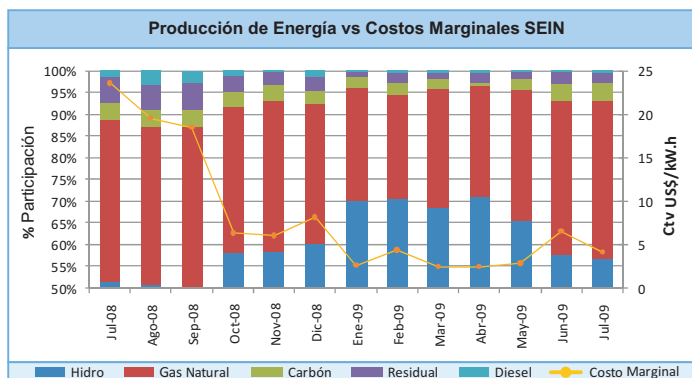
## Costos Marginales de Energía

### Evolución de los Costos Marginales de Energía – SEIN

Meses	Costos Marginales (ctv US\$/kW.h)		Variación %
	SEIN 2009	SEIN 2008	
Enero	2,67	1,74	54%
Febrero	4,38	1,84	138%
Marzo	2,49	2,09	19%
Abril	2,53	2,09	21%
Mayo	2,87	4,79	- 40%
Junio	6,57	15,44	- 57%
Julio	4,12	23,60	- 83%
Agosto	-	-	-
Septiembre	-	-	-
Octubre	-	-	-
Noviembre	-	-	-
Diciembre	-	-	-
<b>Ponderado a Julio</b>	<b>3,63</b>	<b>7,39</b>	<b>- 51%</b>

NOTA: Los costos marginales para el año 2009 se están determinando sin restricciones de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad, en aplicación del D.U. 049-2008.

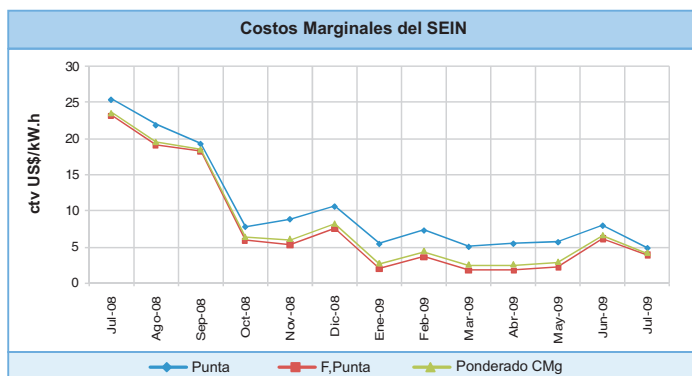
El valor promedio ponderado mensual del costo marginal de energía para el SEIN correspondiente al mes de julio del 2009, fue 83% menor respecto al valor registrado el mismo mes del 2008, debido a una mayor producción hidráulica y menor producción de las unidades térmicas, sumados a una menor producción total.



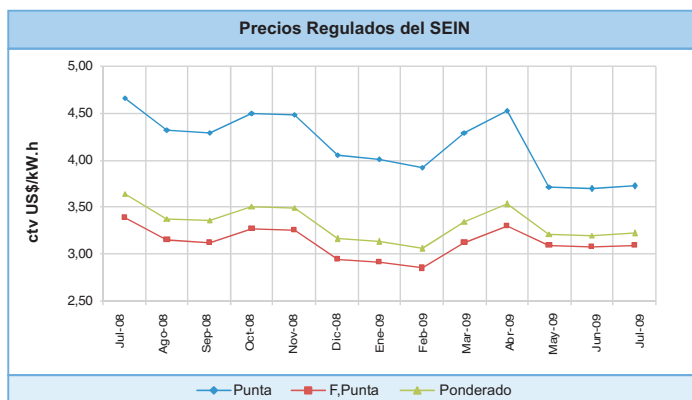
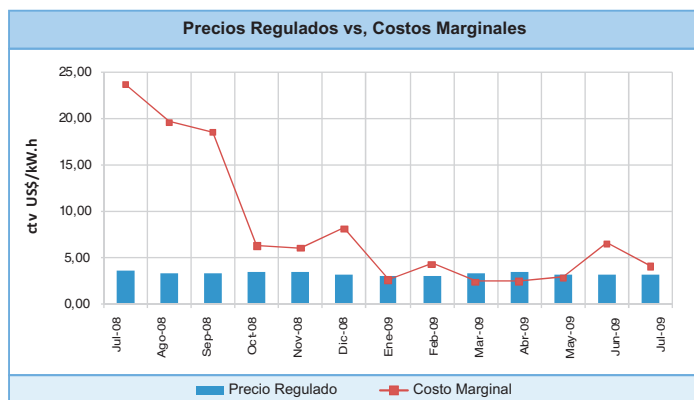
### Costos Marginales y Precios Regulados de Energía – SEIN

Meses	Costos Marginales y Precios Regulados de Energía (ctv US\$/kW.h)					
	Hora Punta		Fuera de Punta		Ponderado	
	CMg	PR	CMg	PR	CMg	PR
Enero	5,50	4,01	1,98	2,92	2,67	3,13
Febrero	7,36	3,92	3,64	2,85	4,38	3,06
Marzo	5,11	4,29	1,85	3,12	2,49	3,35
Abril	5,53	4,52	1,83	3,30	2,53	3,53
Mayo	5,75	3,71	2,19	3,09	2,87	3,21
Junio	8,03	3,69	6,21	3,08	6,57	3,20
Julio	4,93	3,72	3,93	3,10	4,12	3,22
Agosto	-	-	-	-	-	-
Septiembre	-	-	-	-	-	-
Octubre	-	-	-	-	-	-
Noviembre	-	-	-	-	-	-
Diciembre	-	-	-	-	-	-

CMg: Costo Marginal, PR: Precio Regulado



En julio el costo marginal en las horas de punta disminuyó en 38,6% respecto al mes anterior, en las horas fuera de punta la disminución fue de 36,7% debido a una menor producción diaria (disminución de la demanda). El costo marginal en horas punta, respecto a las horas fuera de punta, fue 25,4% mayor.



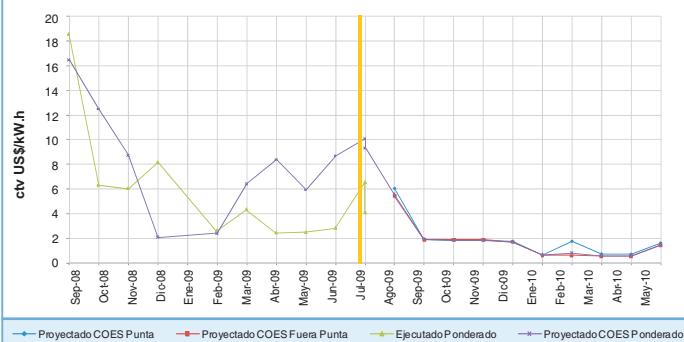
En julio el precio regulado de energía (PR) fue 21,8% menor que el costo marginal promedio (CMg) registrado en el COES en dicho mes.

## Costos Marginales Projectados

Meses	Costos Marginales Projectados (ctv US\$/kW.h)		
	Punta	Fuera Punta	Ponderado
Agosto-09	6,09	5,46	5,59
Septiembre-09	1,97	1,94	1,94
Octubre-09	1,91	1,90	1,90
Noviembre-09	1,93	1,90	1,90
Diciembre-09	1,81	1,73	1,75
Enero-10	0,72	0,64	0,66
Febrero-10	1,81	0,63	0,87
Marzo-10	0,78	0,60	0,64
Abril-10	0,76	0,58	0,62
Mayo-10	1,67	1,50	1,53
Junio-10	1,68	1,67	1,67
Julio-10	1,74	1,72	1,72

En julio, los costos marginales estuvieron 55,8% por debajo de los precios proyectados por el COES para dicho mes. Los costos marginales proyectados muestran la típica variación estacional entre los periodos de avenida y estiaje, observándose que en el primer periodo se espera que éstos varíen entre 0,62 y 1,75 ctv US\$/kW.h, mientras que en periodo de estiaje, los mismos estarían entre 1,53 y 5,59 ctv US\$/kW.h. Los costos marginales proyectados son de carácter referencial y brindan una señal de su posible comportamiento para los próximos meses.

## Costos Marginales del SEIN



Meses	Costos Marginales Ejecutados y Projectados (ctv US\$/kW.h)				Desviación respecto al Proyectoado COES
	Ejecutado Punta	Ejecutado Fuera Punta	Ejecutado Ponderado	Proyectoado COES Ponderado	
Feb-09	7,36	3,64	4,38	6,44	-32,0%
Mar-09	5,11	1,85	2,49	8,40	-70,4%
Abr-09	5,53	1,83	2,53	5,95	-57,5%
May-09	5,75	2,19	2,87	8,70	-67,0%
Jun-09	8,03	6,21	6,57	10,07	-34,8%
Jul-09	4,93	3,93	4,12	9,33	-55,8%

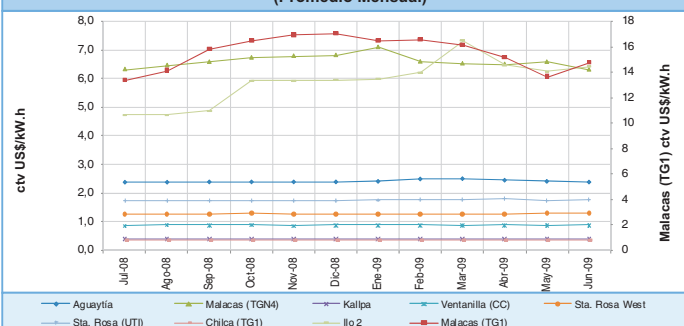
## Costos Variables de Operación

### Costos Variables de Operación de las Centrales que operan con Gas Natural y Carbón

Meses	Costos Variables de Operación de Centrales a Gas Natural y Carbón (ctv US\$/kW.h)								
	Aguaytia	Malacas (TG1)	Malacas (TG4)	Kallpa	Ventanilla (CC)	Sta. Rosa West	Sta. Rosa (UTI)	Chilca (TG1)	Ilo 2
Ene - 09	2,43	16,49	7,11	0,40	0,89	1,28	1,76	0,37	5,99
Feb - 09	2,51	16,54	6,60	0,40	0,89	1,28	1,77	0,37	6,23
Mar - 09	2,52	16,16	6,53	0,40	0,89	1,28	1,78	0,37	7,33
Abr - 09	2,47	15,20	6,51	0,40	0,89	1,28	1,82	0,37	6,49
May - 09	2,43	13,66	6,59	0,40	0,89	1,31	1,75	0,37	6,27
Jun - 09	2,41	14,78	6,32	0,40	0,90	1,31	1,77	0,37	6,42
Jul - 09	2,43	11,55	6,24	1,63	1,30	3,27	4,38	0,37	3,35
Ago - 09	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sep - 09	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Oct - 09	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nov - 09	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dic - 09	-	-	-	-	-	-	-	-	-

**Nota:** Los precios de gas natural y sus factores de aplicación han sido declarados por las empresas generadoras en el mes de junio 2009, para el periodo comprendido entre julio 2009 a junio 2010.

### Costos Variables de Operación de Centrales a Gas y Carbón (Promedio Mensual)



## Transferencia de Energía Activa y Potencia en el SEIN

### Transferencia de Energía Activa

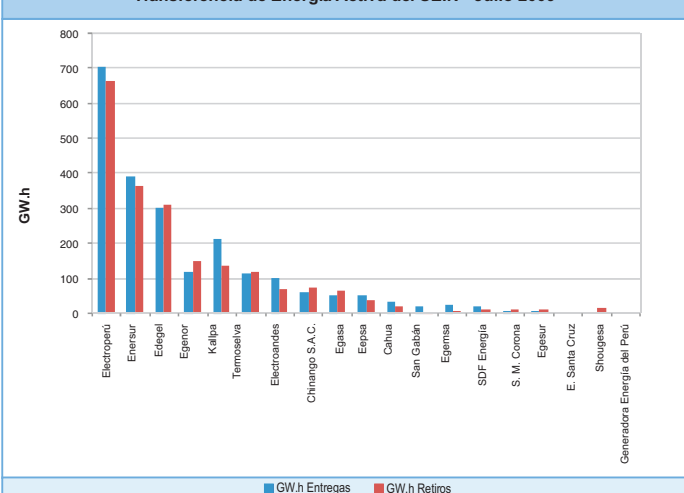
Empresa	GW.h		Miles de US\$	
	Entregas	Retiros	Venta	Compra
Electroperú	705,9	665,1	-	1 616,6
EnerSur	393,0	365,2	2 735,1	-
Edegel	306,6	308,7	-	413,8
Egenor	121,7	151,6	-	1 697,1
Kallpa	213,7	134,6	-	325,5
Termoselva	115,0	116,6	-	224,3
Electroandes	105,6	67,9	1 441,3	-
Chinango S.A.C.	62,5	71,5	-	981,1
Egasa	54,9	64,5	-	410,0
Eepsa	54,7	35,7	990,1	-
Cahua	36,3	17,6	664,7	-
San Gabán	22,1	1,3	-	474,9
Egamsa	28,5	4,9	502,2	-
SDF Energía	21,3	10,0	423,1	-
S. M. Corona	9,6	9,5	1,8	-
Egesur	8,9	11,4	-	179,6
E. Santa Cruz	1,4	-	-	7,1
Shougesa	1,8	15,3	-	447,9
Generadora Energía del Perú	0,7	-	19,5	-
Retiros sin Contrato	-	158,7	-	-
Sin Contrato Libre	-	8,0	-	-
Saldo Res.	-	46,0	-	-
<b>Total</b>	<b>2 264,1</b>	<b>2 264,1</b>	<b>6 777,9</b>	<b>6 777,9</b>

**Nota1:** Los montos de transferencia de energía activa incluyen los pagos por entregas y retiros de energía activa y por los servicios complementarios.

**Nota2:** Las entregas y retiros de cada empresa consideran las inyecciones y retiros netos de energías realizadas en las barras de transferencia.

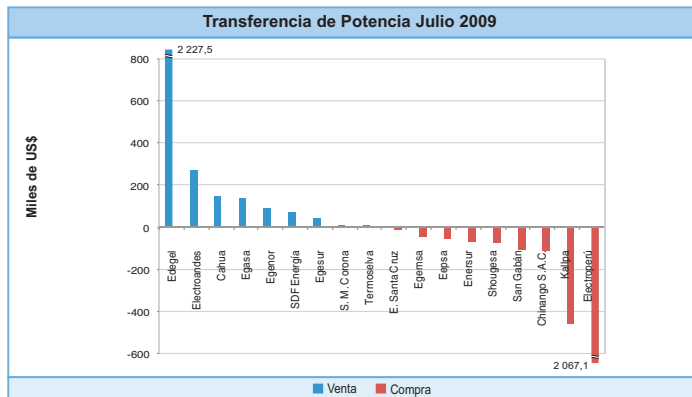
**Nota3:** Los montos de retiros de las empresas distribuidoras sin contrato, se han prorrateado entre todas las empresas generadoras de acuerdo con el Decreto de Urgencia 049-2008.

### Transferencia de Energía Activa del SEIN - Julio 2009



## Transferencia de Potencia

Empresa	Miles de US\$	
		Compra
Edegel	2 227,5	-
Electroandes	266,6	-
Cahua	144,2	-
Egasa	133,6	-
Egenor	93,2	-
SDF Energía	70,7	-
Egesur	40,8	-
S. M. Corona	9,6	-
Termoselva	9,1	-
E. Santa Cruz	-	10,5
Egema	-	41,7
Eepsa	-	55,3
Enersur	-	69,4
Shougesa	-	74,4
San Gabán	-	107,1
Chinango S.A.C.	-	112,9
Kallpa	-	456,7
Electroperú	-	2 067,1
<b>Total</b>	<b>2 995,2</b>	<b>2 995,2</b>



En julio del 2009, las transferencias por potencia entre integrantes del COES-SINAC fueron del orden de 3,0 millones de US\$.

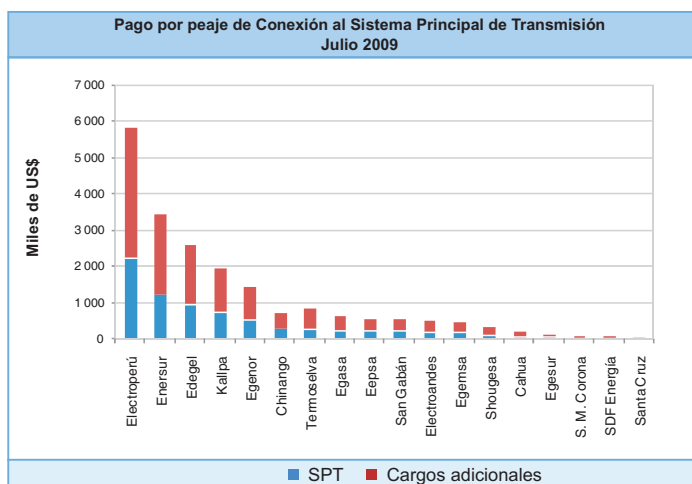
## Pago por Peaje de Conexión al Sistema Principal de Transmisión

### PCSPT

Empresa	SPT	Pago (Miles de US\$)					Total
		CCVOA-CMG	CCVOA-RSC	CTGN	CSS	CGA	
Electroperú	2 217,6	1 263,3	1 459,4	243,0	-	611,1	5 794,4
Enersur	1 230,2	700,8	809,6	134,8	-	549,8	3 425,2
Edegel	935,7	541,0	615,8	102,5	-	384,8	2 579,9
Kallpa	739,8	421,5	486,9	81,1	-	216,0	1 945,2
Egenor	533,1	303,7	350,8	58,4	-	164,0	1 410,0
Chinango	283,4	161,4	186,5	31,0	-	53,2	715,6
Termoselva	274,5	156,4	180,6	30,1	-	184,4	826,0
Egasa	217,8	124,1	143,4	23,9	-	98,9	608,0
Eepsa	213,8	121,8	140,7	23,4	-	46,1	545,7
San Gabán	210,6	120,0	138,6	23,1	-	44,8	536,9
Electroandes	182,5	104,0	120,1	20,0	-	79,1	505,6
Egema	176,5	100,5	116,1	19,3	-	49,4	461,8
Shougesa	91,7	52,2	60,3	10,0	-	84,2	298,4
Cahua	70,0	39,9	46,1	7,7	-	13,6	177,3
Egesur	39,5	14,6	26,0	4,3	-	10,8	95,3
S. M. Corona	27,6	15,7	18,2	3,0	-	11,9	76,5
SDF Energía	23,9	13,6	15,7	2,6	-	21,1	77,0
Santa Cruz	6,9	3,9	4,5	0,8	-	1,0	17,1
<b>Total</b>	<b>7 475,2</b>	<b>4 258,3</b>	<b>4 919,3</b>	<b>819,0</b>	<b>-</b>	<b>2 624,3</b>	<b>20 096,1</b>

**CCVOA-CMG:** Compensación por Costo Variable de Operación Adicional al Costo Marginal  
**CCVOA-RSC:** Compensación por Costo Variable de Operación Adicional por Retiro Sin Contrato  
**CTGN:** Compensación por Transporte por Gas Natural para Generación Eléctrica  
**CSS:** Compensación por Seguridad de Suministro  
**CGA:** Compensación por Generación Adicional

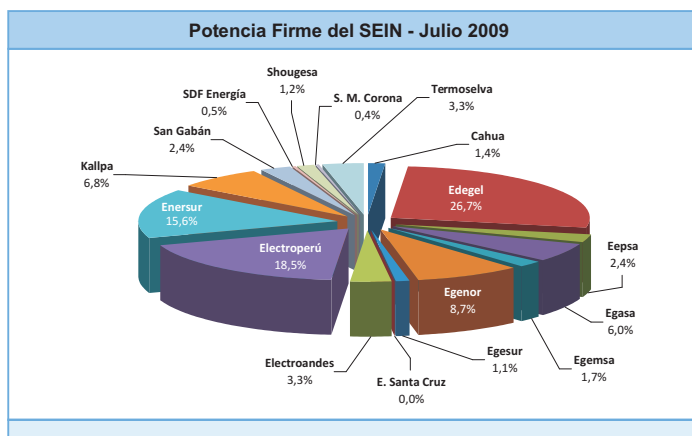
En julio del 2009, el pago por Peaje de Conexión al Sistema Principal de Transmisión fue de 20,1 millones de US\$. Dicho está constituido en un 36,4% por el pago a las empresas transmisoras, por el uso de sus instalaciones pertenecientes a SPT, mientras que, el 63,6% corresponde a los cargos adicionales establecidos por el D.L. 1041, D.U. 049-2008 y D.U.038-2009.



## Potencia Firme

### Potencia Firme por Empresa

Empresa	Potencia Firme (MW) - Julio 2009		
	Hidráulica	Térmica	Total
Cahua	76,5	-	76,5
Edegel	717,1	710,6	1 427,7
Eepsa	-	130,2	130,2
Egasa	174,2	144,6	318,9
Egema	88,8	-	88,8
Egenor	346,6	119,7	466,3
Egesur	34,9	25,5	60,4
E. Santa Cruz	1,9	-	1,9
Electroandes	177,4	-	177,4
Electroperú	886,0	101,0	987,0
Enersur	136,8	694,4	831,2
Kallpa	-	364,3	364,3
San Gabán	113,1	14,0	127,1
SDF Energía	-	29,0	29,0
Shougesa	-	62,0	62,0
S. M. Corona	19,6	-	19,6
Termoselva	-	175,3	175,3
<b>Total en el mes</b>	<b>2 772,9</b>	<b>2 570,5</b>	<b>5 343,4</b>

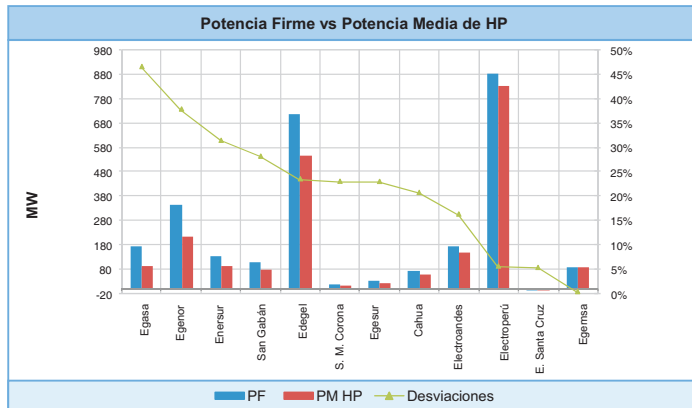


La Potencia Firme registrada en julio aumentó a 5 343,4 MW; de los cuales 2 772,9 MW fueron hidráulicos y 2 570,5 MW térmicos. Las empresas con mayor participación en orden descendente fueron Edegel, Electroperú y Enersur con 26,7%, 18,5% y 15,6% respectivamente.

## Potencia Firme y Potencia Disponible de las Centrales Hidroeléctricas

Empresa	Potencia Firme (MW)	Pot. Media en HP (MW)	Exceso (MW)	Déficit (MW)	% (*)
Cahua	76,5	60,7	-	15,8	20,7%
Edegel	717,1	548,8	-	168,3	23,5%
Egasa	174,2	93,2	-	81,0	46,5%
Egema	88,8	88,5	-	0,3	0,3%
Egenor	346,6	215,6	-	131,0	37,8%
Egesur	34,9	26,9	-	8,0	22,9%
E. Santa Cruz	1,9	1,8	-	0,1	5,3%
Electroandes	177,4	148,6	-	28,8	16,2%
Electroperú	886,0	836,7	-	49,3	5,6%
Enersur	136,8	93,9	-	42,9	31,4%
San Gabán	113,1	81,3	-	31,8	28,1%
S. M. Corona	19,6	15,1	-	4,5	23,0%
<b>TOTAL</b>	<b>2 772,9</b>	<b>2 211,2</b>	<b>-</b>	<b>561,7</b>	<b>20,3%</b>
<b>ESTATAL</b>	<b>1 299,0</b>	<b>1 128,5</b>	<b>-</b>	<b>170,5</b>	<b>13,1%</b>
<b>PRIVADA</b>	<b>1 473,9</b>	<b>1 082,7</b>	<b>-</b>	<b>391,2</b>	<b>26,5%</b>

Nota (\*): Porcentaje de los excesos o déficit respecto a la potencia firme correspondiente.



## Potencia Firme y Potencia Disponible de los Grupos Térmicos

Empresa	Central	Unidad	Potencia Efe.(MW)	Horas Man Programa	Horas Ind Fortuita	Tot Horas Indisp	Tot Horas Disp	Potencia Firme (MW)	Potencia Disp.(MW)	Exceso (MW)	Déficit (MW)	% (*)
Egasa	Chilina	SULZ 1	5,2	744,0	-	744,0	-	5,1	0,0	-	5,1	-100,0%
Egasa	Chilina	TV 2	6,0	490,7	-	490,7	253,3	6,0	2,1	-	3,9	-64,9%
Egasa	Mollendo	MIR2 y MIR3	20,7	744,0	-	744,0	-	19,8	-	-	19,8	-100,0%
Egasa	Mollendo	TGMS	73,2	744,0	-	744,0	-	72,8	-	-	-	-100,0%
Egenor	Chiclayo Oeste	CHO_GMT1	4,1	744,0	-	744,0	-	3,7	-	-	3,7	-100,0%
Egenor	Chiclayo Oeste	CHO_SZ1	5,5	209,6	-	209,6	534,4	5,1	4,0	-	1,2	-22,1%
Egenor	Piura	MIRRL -1	1,3	744,0	-	744,0	-	1,1	0,0	-	1,1	-100,0%
Egenor	Piura	PIURGMT1	4,8	422,1	-	422,1	321,9	4,3	2,1	-	-	-51,7%
Egenor	Piura	PIURGMT2	4,7	255,5	-	255,5	488,5	4,2	3,1	-	1,1	-26,4%
Egesur	Calana	CAL1, CAL2, CAL3 y CAL4	24,8	744,0	-	744,0	-	24,8	-	-	24,8	-100,0%
Electroperú	Tumbes	MAK1	8,5	624,0	-	624,0	120,0	8,7	1,4	-	7,3	-83,8%
Electroperú	Yarinacocha	TODOS	24,5	648,0	-	648,0	96,0	24,0	-	-	-	-100,0%
San Gabán	Bellavista	MAN 1	1,7	744,0	-	744,0	-	1,7	-	-	1,7	-100,0%
Shougesa	San Nicolás	ONAN	1,2	360,0	-	360,0	384,0	1,2	0,6	-	0,6	-50,7%
Shougesa	San Nicolás	TV1	18,0	186,0	-	186,0	558,0	18,4	13,5	-	4,9	-26,7%

La potencia disponible de las centrales termoeléctricas está determinada por la potencia efectiva multiplicada por las horas disponibles de las unidades, dividida entre las horas totales del mes. El cuadro muestra la potencia disponible de las centrales térmicas que durante el mes de julio del 2009, tuvieron horas de indisponibilidad (programada o fortuita). Para el resto de centrales termoeléctricas, la potencia disponible es igual a su potencia efectiva.

## Hechos Relevantes

### Hechos Relevantes Registrados en Julio en el SEIN

Empresa	Central	Grupo	Potencia Efectiva (MW)	Inicio	Final	Motivo y Observaciones
<b>Grupo Térmico</b>						
Edegel	Ventanilla (Edegel)	TG3	156,0	01-07-09 00:00	22-07-09 10:10	Mantenimiento mayor, inspección ruta de gases calientes
Egasa	Chilina	SULZ 1	5,2	01-07-09 00:00	01-08-09 00:00	Se está a la espera de la llegada de monoblock a Arequipa
Egasa	Chilina	TV 2	6,0	01-07-09 00:00	21-07-09 10:43	Cambio de cardan de ventilador de la Torre N°2
Egasa	Mollendo	MIR2 y MIR3	20,7	01-07-09 00:00	01-08-09 00:00	Se está a la espera de los repuestos, pistones y block
Egasa	Mollendo	TGMS	73,2	01-07-09 00:00	01-08-09 00:00	Indisponibilidad parcial generación hasta el 75% por alta de sellos
Egenor	Chiclayo Oeste	CHO_GMT1	4,1	01-07-09 00:00	01-08-09 00:00	Inspección sistema de distribución
Egenor	Chiclayo Oeste	CHO_SZ1	5,5	16-07-09 09:50	25-07-09 03:25	Reparación serpentines caldera vapor
Egenor	Piura	MIRRL-1	1,3	01-07-09 00:00	01-08-09 00:00	Mantenimiento a unidades de potencia.
Egenor	Piura	PIURGMT1	4,8	01-07-09 00:00	18-07-09 14:08	Mantenimiento a unidades de potencia.
Egenor	Piura	PIURGMT2	4,7	21-07-09 08:30	01-08-09 00:00	Cambio de culata.
Egesur	Calana	CAL1,CAL2,CAL3 y CAL4	24,8	01-07-09 00:00	01-08-09 00:00	Conversión para operación con gas natural
Electroperú	Tumbes	MAK1	8,5	06-07-09 00:00	01-08-09 00:00	Trabajos en el regulador de velocidad.
Electroperú	Yarinacocha	TODOS	24,5	05-07-09 00:00	01-08-09 00:00	Trabajos en el acoplamiento flexible motor - generador.
San Gabán	Bellavista	MAN 1	1,7	01-07-09 00:00	01-08-09 00:00	En espera de mantenimiento mayor.
Shougesa	San Nicolás	ONAN	1,2	01-07-09 00:00	16-07-09 00:00	Revisión sistema de escape
Shougesa	San Nicolás	TV1	18,0	01-07-09 00:00	08-07-09 18:01	Revisión cojinete de empuje de turbina
<b>Grupo Hidráulico</b>						
Cahua	Pariac	CH-3N	0,8	13-07-09 11:44	26-07-09 15:15	Modernización del regulador de velocidad
Cahua	San Ignacio	TODOS	0,4	01-07-09 00:00	19-07-09 22:10	Mantenimiento del generador.
Egasa	Charcani V	CHAV1	46,6	01-07-09 00:00	01-08-09 00:00	Mantenimiento mayor de generador y modificación sistema de extracción de vapores de aceite
Egenor	Carhuaquero	G4	10,0	15-07-09 08:00	01-08-09 00:00	Reparación rodete pelton
<b>Otros</b>						
Electroperú	Trujillo	Central	60,0	07-07-09 00:00		Entrada en Operación Comercial.
GEPSA	La Joya	Central	9,0	17-07-09 00:00		Inicios de pruebas operativas.