



**LOGROS EN EL SUBSECTOR ELÉCTRICO AL AÑO 2009**

**Contenido**

**Editorial**

- Indicadores del mercado eléctrico.....Pág 2
- Despacho de la máxima demanda por fuente diciembre 2009.... Pág. 3
- Costo marginal y tarifa en barra del SEIN diciembre 2009..... Pág 4
- Comportamiento hidrológico para generar energía..... Pág.5
- Consumo de gas natural en el sector eléctrico. .... Pág.6
- Noticias del subsector eléctrico..... Pág. 7
- Misceláneas sobre energía ..... Pág.8
- Logros del subsector electricidad .....Pág 9, 10
- Evolución de indicadores 2005 - 2009
- Visite la pagina web del MEM  
<http://www.minem.gob.pe/>  
..... Pág.11

Durante el periodo 1995 - 2009, la capacidad instalada de generación a nivel nacional creció a una tasa media anual de 4,5%. La participación de la capacidad térmica del total nacional representó el 56%.

En los últimos 15 años, la producción de energía eléctrica total ha tenido un crecimiento promedio anual de 4,8%. En este periodo, la generación de origen térmico ha tenido un acentuado crecimiento, la mayoría utilizando el gas natural de Camisea, que para el año 2009 tuvo una participación de 38% del total generado en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

En el año 2009 la producción de energía creció en 0,8 % y la máxima demanda en 2,9%. Cifras inferiores al crecimiento registrado en años previos, debido a los efectos de la crisis financiera internacional.

**1. Ampliación en generación y transmisión**

La capacidad instalada de generación de energía eléctrica en el año 2009 se incrementó en 722,0 MW, de los cuales 39,9 MW corresponden al sistema de cogeneración de la CT Oquendo (SDF ENERGÍA ), 7 MW de la CH Santa Cruz I (SANTA CRUZ), 10 MW de la CH Poechos II (SINERSA), 69,3 MW de la CT de Emergencia-Trujillo (ELECTROPERÚ), la segunda unidad TG2 a gas natural de la C.T. Kallpa con 192,4 MW (KALLPA), 10,4 MW de la CH La Joya (GEPESA), la puesta en marcha de 199,8 MW de la tercera unidad a gas natural CT Chilca TG3 (ENERSUR) y 193,2 MW de la CT Santa Rosa TG8 (EDEGEL).

En el 2009 se licitaron las siguientes líneas de transmisión (LT):

- LT. Zapallal - Chimbóte - Trujillo 500 kV se adjudicó al Consorcio ISA -CTM.
- LT 220 kV Independencia-Ica se adjudicó al Consorcio ISA - CTM.

Se encargó a Proinversión el proceso de licitación de las siguientes líneas:

- LT Piura-Talara 220 kV y subestaciones asociadas
- LT Tintaya - Socabaya 220 kV y subestaciones asociadas,
- LT Chilca - Marcona - Caraveli, 500 kV y subestaciones asociadas (modificada a LT Chilca - Marcona - Montalvo)

Se suscribió con REP la cláusula de ampliación para la repotenciación del 2° circuito de LT 220 kV - Chiclayo - Piura

**2. Comportamiento de la demanda**

La demanda máxima del SEIN ascendió a 4 322,4 MW a diciembre 2009, lo que representa un valor 2,9% mayor al registrado en el mismo periodo del año anterior.

Cabe mencionar, que a partir del 17 de noviembre de 2009, de acuerdo a lo dispuesto por el Decreto de Urgencia N° 109-2009-PCM, se exportó al Ecuador, por la L.T. 220 kV Zorritos - Machala, alrededor de 65 MW de potencia, que representó la venta total de 58 022,7 MW.h, entre noviembre y diciembre 2009.

La energía generada a nivel nacional en el 2009 alcanzó 32 697 GW.h, 0,8% mayor respecto al mismo periodo del año 2008.

El número de usuarios de las distribuidoras y generadoras ascendió a 4,8 millones en dicho periodo, cifra que aumentó 6% respecto al año 2008. Asimismo, la venta de energía durante el año 2009 fue 27 253 GW.h, que representó un incremento de 1,1% con relación año anterior.



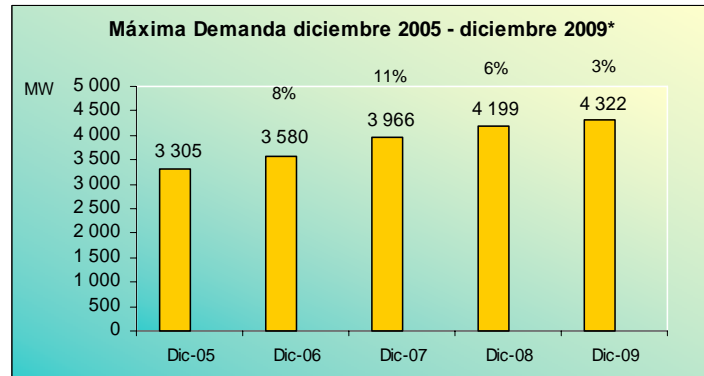


**INDICADORES DEL MERCADO ELÉCTRICO**

**I- INCREMENTOS DE VARIABLES OPERATIVAS DE DICIEMBRE 2005 A DICIEMBRE 2009**

**I.1 Máxima Demanda del SEIN**

Figura N° 1

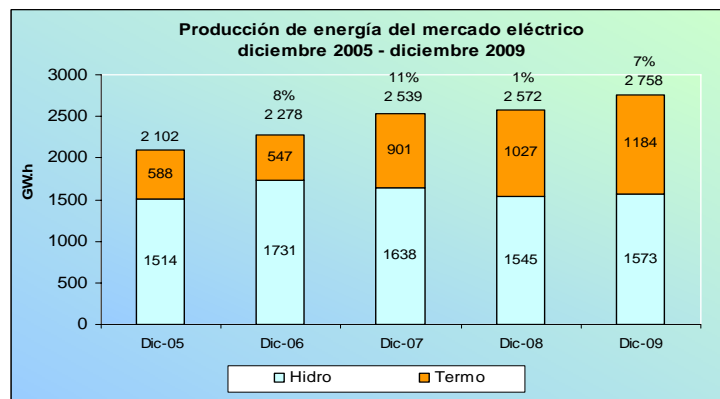


Fuente: COES - SINAC

\* Exportación a Ecuador 62,45 MW en la hora de máxima demanda

**I.2 Producción eléctrica del Mercado Eléctrico Nacional**

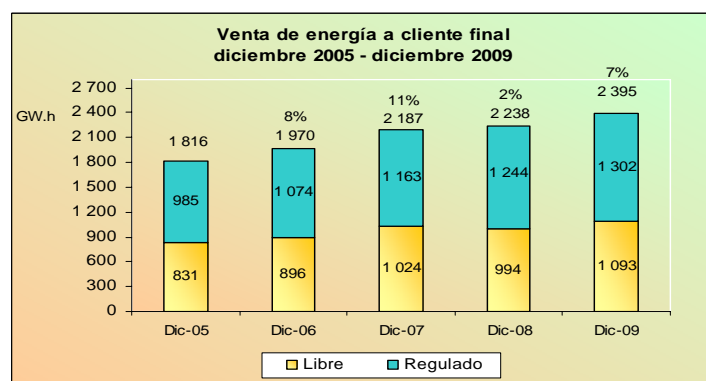
Figura N° 2



Fuente DGE/EPE

**I.3 Venta de energía a cliente final**

Figura N° 3



Fuente: DGE/EPE

(Nota: Fuente Estadística de COES al 5-01-2010)



**Ministerio de Energía y Minas**  
**Dirección General de Electricidad**

**INFORMATIVO DGE N° 1 ENERO 2010**

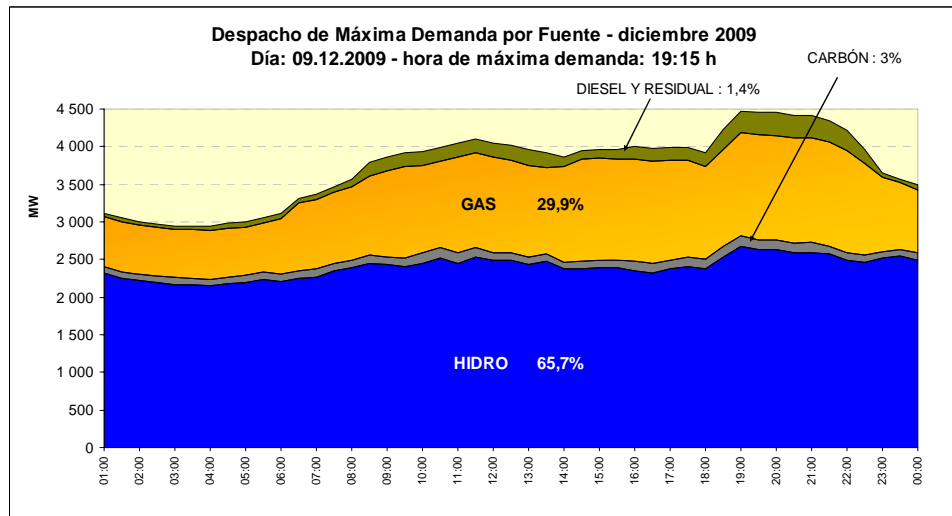


**II. DESPACHO DE LA MÁXIMA DEMANDA DE POTENCIA DE DICIEMBRE 2009**

**II.1 POR FUENTES DE ENERGÍA**

El despacho diario de carga correspondiente al 09 de diciembre del año 2009 (día de máxima demanda del SEIN que ascendió a 4 322 MW) se muestra en el Figura N° 4. En dicho día 65,7% se generó con hidroeléctricas, el 29,9% con gas natural, 3,0% con carbón mineral y 1,4% con diesel y residual.

Figura N° 4

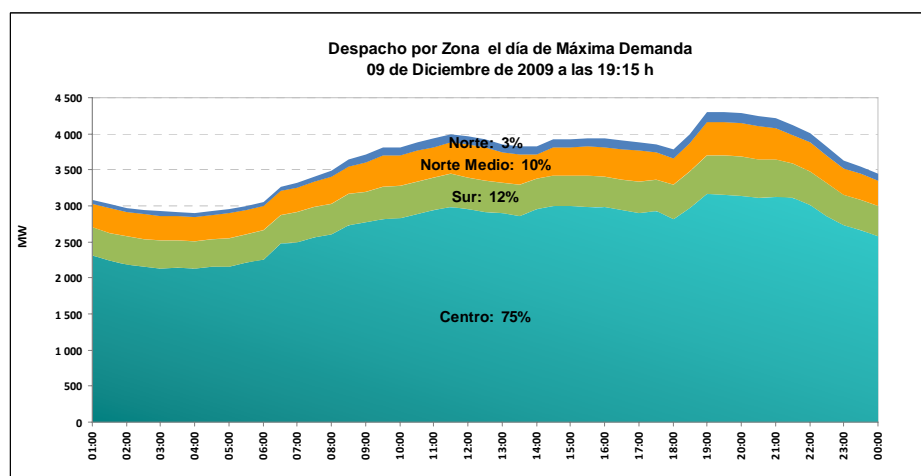


FUENTE: COES - SINAC

**II.2 POR ZONAS**

En la Figura N° 5, se muestra la distribución de la energía generada por zona de ubicación según el despacho del día 09 de diciembre del 2009. Las centrales ubicadas en el Centro del país aportaron al SEIN 65 244 MW.h (75%), las centrales del Sur entregaron 10 389 MW.h (12%), las del Norte Medio 9 306 MW.h (10%) y las centrales del Norte 2 532 MW.h (3%).

Figura N° 5



FUENTE: COES - SINAC



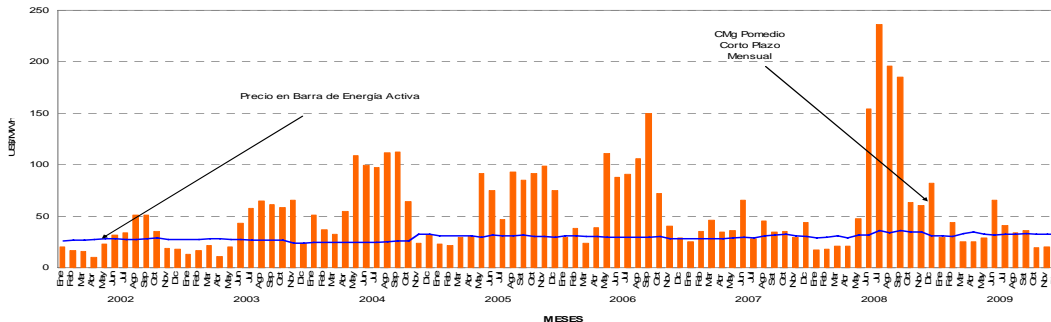
### III. EL COSTO MARGINAL Y LA TARIFA EN BARRA DE DICIEMBRE 2009

En el mes de diciembre 2009 el costo marginal promedio mensual del SEIN fue 15% menor que el mes anterior, y llegó a 17,2 dólares por Megavatio - hora (1,7 cent\$/kW.h) , mientras que el correspondiente precio en barra fue 1% menor al mes de noviembre con un valor de 32,5 dólares por Megavatio-hora (3,25 cent\$/kW.h). En la Figura N° 6, se observa el comportamiento mensual que mantienen los citados indicadores. Asimismo, dicho costo marginal fue 79% menor al registrado en el mismo periodo del año anterior que fue 81,8 dólares por Megavatio - hora (8,18 cent US\$ / kW.h).

Figura N° 6

**Evolución mensual del Costo Marginal y Precio de Barra de Energía Activa Mensual SEIN**  
**Costo Equivalente Barra Santa Rosa**

Mes	Costo Marginal (US\$/MW.h)	Precio en Barra (US\$/MW.h)
Oct-09	19,8	32,6
Nov-09	20,4	32,7
Dic-09	17,2	32,5



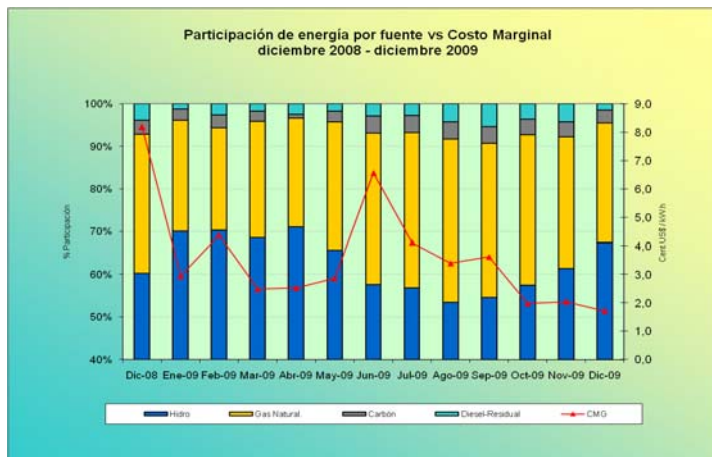
Fuente: COES - SINAC - diciembre 2009

### IV. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR FUENTE

La producción de energía en el SEIN durante diciembre<sup>1</sup> 2009 alcanzó 2 659 GW.h y fue 6,8% mayor respecto al mes de diciembre 2008. Asimismo, la energía generada con recurso hídrico fue 19,6% mayor respecto al mismo periodo del 2008, con gas natural disminuyó en 8,3%, con diesel - residual disminuyó 59,6% y, con carbón resultó 0,2% menor.

Del total generado en el mes de diciembre se observó que 67,5% corresponde a la producción de energía con fuente hídrica, mientras en diciembre 2008 fue 60,2%, tal como se muestra en la figura N° 7.

Figura N° 7

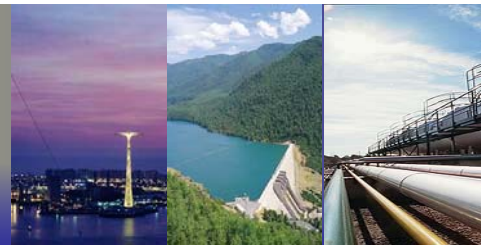


<sup>1</sup> Fuente: Estadística de COES - Informe de Operación Mensual - diciembre 2009



**Ministerio de Energía y Minas**  
**Dirección General de Electricidad**

**INFORMATIVO DGE N° 1 ENERO 2010**

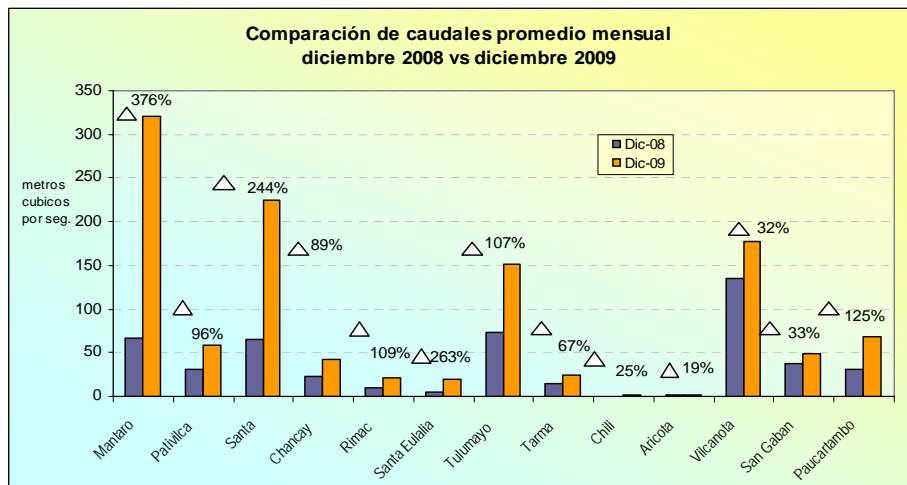


**V. RECURSOS ENERGÉTICOS**

**V.1. COMPORTAMIENTO HIDROLÓGICO PARA GENERAR ENERGÍA ELÉCTRICA**

En la Figura N° 8, se observa que los caudales de los ríos: Mantaro, Pativilca, Santa, Chancay, Rimac, Santa Eulalia, Chili, Aricota Tulumayo, Vilcanota, San Gabán y Paucartambo se han incrementado con relación al mes de diciembre del año 2008.

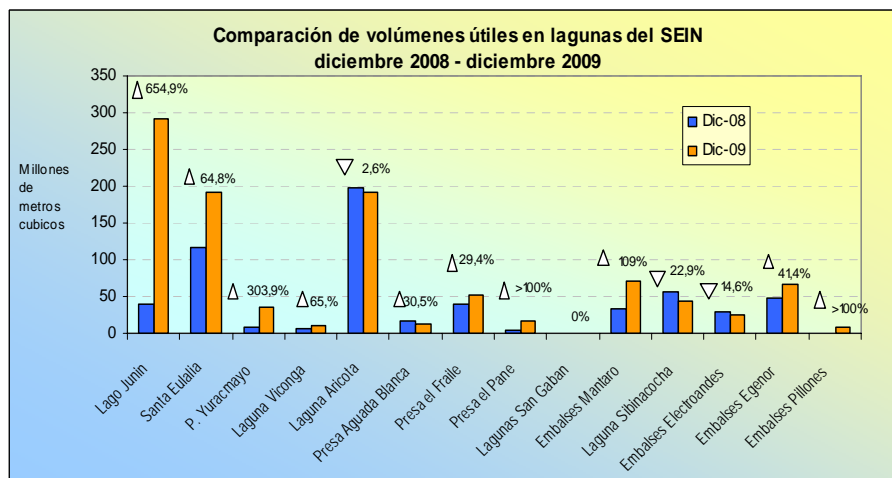
Figura N°8



Fuente: COES-SINAC - diciembre 2009

En la Figura N° 9 se muestra las variaciones de los volúmenes útiles de las lagunas y embalses, en millones de metros cúbicos, que abastecen a las centrales hidroeléctricas. En el mes de diciembre se registraron incrementos en Lago Junin, Santa Eulalia, Yuracmayo (centrales de Edegel), Embalses Mantaro (C.H. Mantaro y Restitución), Presa El Pañe, Aguada Blanca, Viconga, embalses de Egenor (C.H. Cañón del Pato) y embalse Pillones (CH. Charcani).

Figura N°9



Fuente: COES-SINAC -diciembre 2009



**Ministerio de Energía y Minas  
Dirección General de Electricidad**

**INFORMATIVO DGE N° 1 ENERO 2010**



**V. 2 CONSUMO DE GAS NATURAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO**

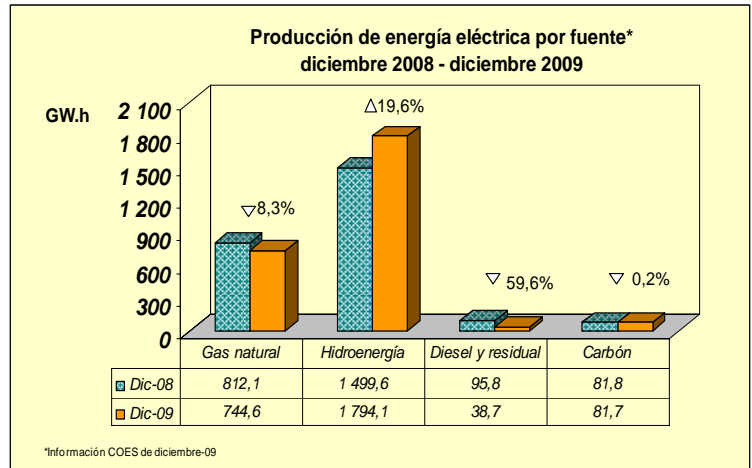
Figura N° 10

El consumo de gas natural para la generación de energía eléctrica en el mes de diciembre del año 2009 alcanzó los 193,9 millones de metros cúbicos (6 849,2 millones de pies cúbicos) y fue 6,7 % menor respecto al mismo periodo del año anterior. El consumo promedio diario ascendió a 220,9 millones de pies cúbicos.

Por otro lado, la producción de energía eléctrica con gas natural en el mes de diciembre alcanzó 744,6 GW.h, 8,3% menor que la producción del mismo periodo del año 2008.

En el mes de diciembre, el indicador de Megavatios hora generados por millón de pies cúbicos alcanzó 108,7.

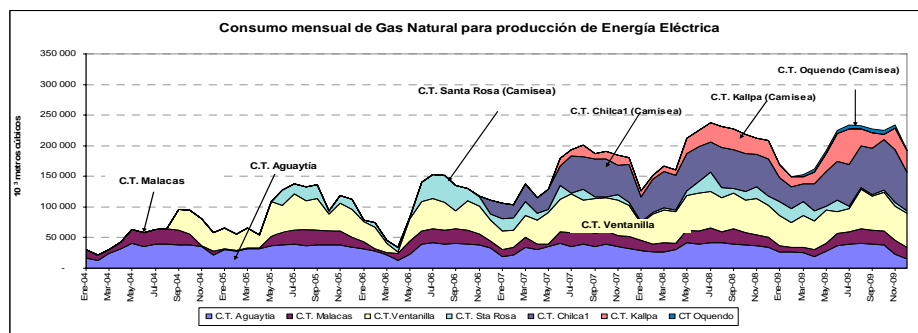
En la Figura N° 10, se aprecian las variaciones de la producción con gas natural, hidroenergía, diesel -residual y carbón respecto al mes de diciembre del año 2008.



Las contribuciones del gas natural, hidroenergía, diesel - residual y carbón para la generación de energía en diciembre del año 2009 fueron 28,0%, 67,7%, 1,5% y 3,1%, respectivamente.

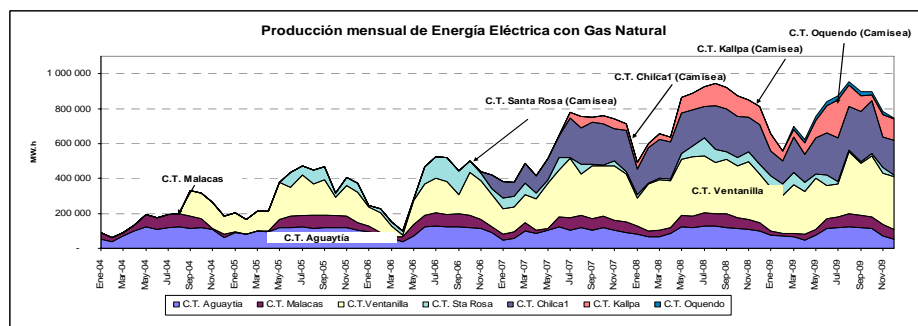
En la Figura N° 11 se muestra la evolución mensual del consumo de gas natural por cada central térmica desde enero 2004 a la fecha; y, en la Figura N° 12, se aprecia la evolución de la producción mensual de energía eléctrica de las centrales térmicas a gas: C.T. Ventanilla y Santa Rosa (Edegel), Malacas (EEPSA), Aguaytía (Termoselva), Chilca 1 (Enersur), Kallpa (Kallpa Generación) y Oquendo (SDF Energía).

Figura N° 11



Fuente: MEM/DGE/DPE

Figura N° 12



Fuente: COES - SINAC



## Ministerio de Energía y Minas Dirección General de Electricidad

### INFORMATIVO DGE N° 1 ENERO 2010



#### VI. NOTICIAS DEL SECTOR ENERGÍA

##### ARGENTINA

###### Es muy alta la demanda de energía y hay cortes de luz en algunas provincias

De acuerdo con datos de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (Commesa), a las 15.05 horas el consumo energético fue de 19343 MW un poco por debajo de los 19566 MW alcanzados en julio del año pasado. En la provincia de Córdoba se mantuvo la demanda de electricidad, a pesar de los cortes en el servicio que vienen afrontando sus habitantes. A las 15 horas la demanda máxima fue de 1434 MW y batió el record histórico de febrero de 2009 cuando alcanzó 1278 MW. El racionamiento eléctrico en Córdoba comenzó el 16 de enero, debido a problemas técnicos con algunos transformadores. Diariamente el suministro de energía es suspendido de manera programada entre los barrios de la ciudad. Los cortes se dan tres horas en la mañana y otras tres horas en la noche. En el barrio Centenario de Santa Fe se han presentado cortes en el suministro energético. La noche anterior, este sector de la ciudad no contó con el servicio debido a la fuerte demanda de energía. En La Pampa, la Administración Provincial de Energía anunció que continuarán los cortes de electricidad rotativos en al menos 20 localidades debido al incremento en el consumo por la ola de calor. (Clarín, 29/1/2010)

##### BOLIVIA

###### Ventas de gas cayeron en 2009 a menor nivel en 4 años

En 2009, el promedio diario llegó a 27.3 millones de metros cúbicos (MCD), en tanto que cuatro años antes fueron enviados 28.5 millones por día, de acuerdo con el reporte de la publicación “Petróleo y Gas” de la Cámara Boliviana de Hidrocarburos (CBH). El año pasado, el valor de las exportaciones de gas disminuyó en 36 por ciento en comparación con 2008; una caída de 1137 MUS\$. Estos resultados deben alertar al Gobierno, señaló el presidente de la CBH, Magela Bernardes, al reiterar la necesidad de contar con mercados para colocar el energético. La reducción de la demanda de gas natural por parte de Brasil “explica casi por sí sola la brusca caída de las exportaciones en 2009”, añade el informe. El descenso fue de 31 millones MCD, promedio de 2008, a 19.9 millones MCD en marzo de 2009. (Los Tiempos, 28/1/2009)

##### ECUADOR

###### La sequía continúa afectando a Paute

El estiaje en el Austro persiste. La situación de la Central Paute es similar a noviembre pasado cuando empezó la crisis energética. Las lluvias fueron esporádicas en las últimas semanas en esta región, por ello el promedio del caudal que llega al embalse de Amaluza es de 42,32 metros cúbicos en lo que va de este mes. En noviembre pasado fue de 41,2 y en diciembre 45,68. En épocas normales, la Central Paute contribuye con el 35% de la demanda nacional de energía. En estos días esa entrega se ha visto reducida y en ocasiones cayó al 2% de entrega. Para Esteban Alborno, director de la Unidad de Negocios Hidropaute y ex ministro de Electricidad, el estiaje continúa siendo complejo. “Siempre supimos que entre octubre y marzo es la época

de estiaje. Lo que no se puede predecir es la magnitud”. (El Comercio, 26/1/2010)

##### PERÚ

###### Perú debe aprovechar potencial hidroeléctrico de cuencas del Amazonas

Entre las consideraciones que se debe tener para el apoyo de los próximos proyectos hidroeléctricos está el desafío de desarrollar importantes planes con recursos provenientes de las cuencas del Amazonas o del Atlántico, señaló Alfredo Sausa, Director de Estudios y Promoción Eléctrica, de la Dirección General de Electricidad (DGE) del Ministerio de Energía y Minas (MEM).

“También se debe considerar el mayor desempeño en la gestión del Estado como promotor, regulador y planificador a largo plazo, además de la promoción en la eficiencia del consumo de la energía”, dijo Sausa, durante su exposición en el “II Seminario Desarrollo de Centrales Hidroeléctricas: Perú 2010”.

Recordó que en el año 1979 el MEM realizó una evaluación rigurosa de los recursos hídricos, el cual se concentró en proyectos hidroeléctricos de mayor envergadura, y se determinó 543 proyectos en todo el territorio del país.

“El mayor potencial se ubica en la cuenca del Atlántico con 45 341 MW, mientras que el de la vertiente del Pacífico es de 13 063 MW”, explicó.

Sausa, comentó, que el interés de los inversionistas sigue la tendencia histórica focalizándose más en proyectos ubicados en cuencas costeras occidentales, cerca de los principales centros de demanda eléctrica.

“Los proyectos del Amazonas tienden a ubicarse lejos de los centros de consumo con dificultades de acceso”, señaló. (NP-MINEM, 23/01/2010).

###### Tormenta eléctrica originó apagón en cinco regiones del sur del país

Una tormenta eléctrica que cayó en la Línea de Transmisión Mantaro - Socabaya, originó que las regiones de Arequipa, Cusco, Puno, Tacna y Moquegua, quedarán sin fluido eléctrico minutos antes de las 15:00 horas de hoy, informó el presidente del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), César Butrón.

“Se ha producido una tormenta eléctrica, con descargas atmosféricas, rayos, que han caído sobre la Línea de Transmisión Mantaro-Socabaya”, explicó.

Dijo que actualmente nuestro país atraviesa épocas de tormentas eléctricas que afecta todo el Perú. Una de ellas cayó sobre la Línea de Transmisión Mantaro - Socabaya, que se extiende desde la Central Hidroeléctrica del Mantaro hasta la Sub Estación Socabaya en Arequipa, y que “transporta una buena cantidad de energía que consume el sur del país”, aseveró Butrón.

Finalmente, señaló que el servicio eléctrico se está reponiendo progresivamente. “La reposición esta en pleno camino, no hay ningún problema estructural, el problema es coyuntural”, afirmó (NP-MINEM, 14/01/2010)



**Ministerio de Energía y Minas  
Dirección General de Electricidad**

**INFORMATIVO DGE N° 1 ENERO 2010**



**VII. MISCELÁNEAS SOBRE ENERGÍA**

**EL GAS NATURAL EN COLOMBIA - ESTRUCTURA DEL SECTOR ENERGÍA Y GAS**

En la figura N° 1 se presenta la estructura del sector energía y gas de Colombia donde se muestra un esquema que involucra a las entidades que producen la energía, las que la transportan, las que la venden, las que coordinan a todas las anteriores, las que establecen las políticas generales, las que hacen las normas para entregar productos de buena calidad a un precio razonable y las que vigilan que todos cumplan las normas existentes.

**Política**

El Gobierno Nacional está encargado de diseñar la política del sector, a través del Ministerio de Minas y Energía.

**Regulación**

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es la encargada de reglamentar, a través de normas jurídicas, el comportamiento de los usuarios y las empresas con el objetivo de asegurar la prestación de estos servicios públicos en condiciones de eficiencia económica con una adecuada cobertura y calidad del servicio.

**Mercado**

Está compuesto por los usuarios que se clasifican en regulados y no regulados, y los agentes.

**Regulados**

Persona natural o jurídica cuyo consumo es inferior a 100 mil pies cúbicos por día (ft3d) o su equivalente en metros cúbicos (m3). En esta clasificación están los pequeños usuarios industriales y comerciales y todos los usuarios residenciales clasificados por estratos socioeconómicos.

**No Regulados**

Persona natural o jurídica cuyo consumo es superior a 100 mil pies cúbicos por día (ft3d) o su equivalente en metros cúbicos (m3). En este nivel de consumo están las plantas de generación eléctrica a base de gas (termoeléctricas) y grandes usuarios industriales y comerciales.

**Agentes**

Hacen posible llevar el gas natural al usuario final (productores, transportadores, distribuidores y comercializadores).

Figura N° 1 Estructura del sector energía y gas



Fuente: Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia





**Ministerio de Energía y Minas  
Dirección General de Electricidad**

**INFORMATIVO DGE N° 1 ENERO 2010**



**VIII. LOGROS DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO AL AÑO 2009 (continuación de la página N° 1)**

**3. Inversiones en el subsector**

Al año 2009, las inversiones en el sector eléctrico alcanzaron los 1 066 millones de dólares, de los cuales el 33% corresponde a las empresas generadoras, 24% de las transmisoras, 26% de las distribuidoras y 17% para electrificación rural.

**4. Derechos otorgados**

**Concesiones definitivas**

Durante el periodo en gestión, se otorgaron un total de veinticuatro (24) concesiones definitivas para desarrollar actividades eléctricas; de las cuales ocho (08) corresponden a la actividad de generación, doce (12) a la actividad de transmisión y cuatro (04) para el desarrollo de la distribución eléctrica.

**Concesiones temporales**

Se concedieron veintinueve (29) concesiones temporales para desarrollar estudios, de los cuales diecisiete (17) son para centrales hidroeléctricas, nueve (09) para centrales eólicas y tres (03) relacionadas con la actividad de transmisión. Asimismo, se aprobó la renovación de la fecha de culminación de estudios para cuatro (04) centrales y la modificación de la concesión temporal por incremento de potencia instalada y de área para tres (03) centrales.

**Autorizaciones**

Se otorgaron siete (07) autorizaciones para desarrollar actividades de generación térmica, asimismo, se aprobaron seis (06) modificaciones de Autorizaciones, que corresponden a la actividad de generación térmica, que en total representan cerca de 883,42 MW de potencia instalada.

**Servidumbres**

Se han establecido treinta y tres (33) servidumbres de ocupación y de electroductos sobre propiedades de terceros y del Estado para subestaciones de distribución de Servicio Público de Electricidad a favor de las empresas Luz del Sur S.A.A., EDELNOR S.A.A., Sociedad Eléctrica de Arequipa S.A., Aceros Arequipa S.A., ELECTROPERÚ S.A., Electro Sur Este S.A.A. y Duke Energy S. en C. por A.

**5. Hechos relevantes del subsector**

**Interconexiones con países limítrofes**

Se inició las operaciones comerciales de venta de energía eléctrica al Ecuador. A partir del 18 de noviembre de 2009, de acuerdo a lo dispuesto por el Decreto de Urgencia N° 109-2009-P.

Asimismo, se continúan los trabajos conjuntos entre el Ministerio de Minas y Energía de Brasil con Eletrobrás (empresa eléctrica estatal de Brasil), a fin de impulsar el desarrollo de grandes proyectos hidroeléctricos en el Perú, cuya producción de electricidad se inyectaría al sistema eléctrico nacional peruano y otra parte se exportaría al mercado brasilero.

También se concretizó el aporte del Gobierno Peruano (US\$ 30,000) para la elaboración del estudio de factibilidad técnico-económica para la integración eléctrica entre Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Perú.

Además, el día 26 de marzo del 2009, se realizó la presentación del primer informe sobre el estudio de factibilidad técnico-económica para la integración eléctrica entre Colombia-Ecuador-Perú-Chile-Bolivia, en esta reunión participaron representantes del PNUD, de la CAF y de la Empresa Consultora, en la ciudad de Lima.

**Conducción de estudios en el marco de convenios intersectoriales**

- Convenio Ministerio de Energía y Minas y el Ministerio del Ambiente

Mediante el cual se desarrollaron los estudios preliminares sobre los Impactos del Cambio Climático en el sector hidroenergético y las propuestas de medidas de adaptación, estudios que han concluido el 2009.

- Convenio Ministerio de Energía y Minas, Ministerio del Ambiente y el Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología-SENAMHI

En el marco del presente convenio se viene desarrollando el proyecto: "Evaluación del cambio climático en la disponibilidad hídrica de cuencas con aporte hidroglaciar en Perú" (cuencas de los ríos Santa, Rímac y Mantaro).



## Ministerio de Energía y Minas Dirección General de Electricidad

### INFORMATIVO DGE N° 1 ENERO 2010



#### VIII. LOGROS DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO AL AÑO 2009 (continuación)

- Convenio Ministerio de Energía y Minas y el Ministerio de Economía y Finanzas  
El presente convenio tiene como ente ejecutor al Ministerio de Energía y Minas representado por la Dirección General de Electricidad. En el marco del convenio se ha previsto dos programas:
  - I) Apoyo a la estrategia energética del Perú, que incluye la ejecución de tres estudios; Elaboración de la matriz energética sostenible - NUMES; La evaluación Ambiental Estratégica para la NUMES y; Eficiencia en el transporte del gas natural en el Perú.
  - II) Plan estratégico de energía sostenible y bioenergía para el Perú, en el cual se incluye el desarrollo de cuatro estudios; Elaboración del Plan estratégico de energía sostenible; Fortalecimiento institucional, promoción de energías renovables y bioenergía; Estudio del marco legal, regulatorio y tributario y; Análisis de la cadena productiva, zonas con potencial para la sostenibilidad de las energías renovables y análisis de la demanda de biocombustibles.

#### Promoción de las energías renovables para generar electricidad

Se efectuó un estudio de diagnóstico de las energías renovables en el Perú, como una primera fase para la elaboración del Plan Nacional de Energías Renovables que tiene como objetivo promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables - RER para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad. Asimismo, el Plan Nacional en mención responde al interés del MINEM de diversificar la matriz energética nacional de tal manera de dotar al sistema energético nacional de una mixtura de fuentes que puedan ofrecerle un mayor nivel de seguridad de suministro e independencia de los recursos fósiles a largo plazo, garantizando con ello el objetivo nacional que es el desarrollo sostenido.

#### Campaña de sustitución de focos ahorradores

El 13 de julio de 2009 se inició la campaña de distribución de focos ahorradores hasta diciembre, habiéndose reemplazado cerca 1 millón cuatrocientos mil lámparas incandescentes de un total de 1 millón quinientos noventa mil; es decir se tiene un avance del 91 %. El rendimiento promedio ha sido de 7 930 reemplazos por día; debiendo culminarse la campaña el 30 de junio de 2010, según Addenda N° 3, estimándose que la reducción de la demanda eléctrica ha sido de 50 MW en el pico del perfil del día de máxima demanda coincidente del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

#### 6. Eventos de difusión de la normatividad, seguridad y uso eficiente de la energía

En el periodo, la Dirección Normativa de Electricidad desarrolló y participó en ciento cuarentiuno (141) eventos a nivel nacional, desagregados de la siguiente manera. En Auditorio del MEM se realizaron 99 eventos, en ferias fueron 35 eventos y en Módulo Perú se efectuaron 7.

#### 7. Perfeccionamiento del marco normativo

En el año 2009 se aprobaron las siguientes normas:

- Decreto Supremo N° 020-2009-EM, publicado el 2009-03-31, mediante el cual se modifica el Reglamento de Licitaciones de Suministro de Electricidad, en los artículos 13° y 15° correspondientes a la presentación de ofertas, evaluación de las mismas y otorgamiento de la Buena Pro para la ejecución de proyectos de Centrales Hidroeléctricas. Dicha modificación especifica el factor de descuento que debe aplicarse a las ofertas económicas de las Licitaciones y que deberá ser aprobado mediante Resolución Ministerial.
- Decreto Supremo N° 021-2009-EM, publicado el 2009-04-01, mediante el cual se modifica diversos aspectos del artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Decreto Supremo N° 022-2009-EM, publicado el 2009-04-16, mediante el cual se aprobó el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad y se modificaron los artículos 2° y 129° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, definiéndose los criterios mínimos a considerar en los contratos de suministro de Usuarios Libres, de acuerdo al procedimiento para la comparación del Precio en Barra con la nueva referencia que deberá precisar OSINERGMIN. El objetivo final es crear mejores condiciones de competencia en el mercado eléctrico.
- Decreto Supremo N° 052-2009-EM, publicado el 2009.06-20, mediante el cual se establece que el precio de gas natural y las tarifas de transporte para las Centrales de Cogeneración serán los mismos que corresponden para "Generadores Eléctricos", conforme a lo dispuesto por la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, Ley N° 27133.
- Decreto de Urgencia N° 056-2009, publicado el 2009-07-05, mediante el cual se dicta medidas para asegurar el suministro eléctrico en la zonas urbanas o urbano rurales.
- Mediante Resolución Viceministerial N° 078-2009-MEMA/ME, publicada el 15 de octubre, se aprobaron las bases de la primera subasta para el suministro de energía con recursos energéticos renovables al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional - SEIN, por un plazo de 20 años, en base a energía solar, eólica, biomasa e hidráulica.



**Ministerio de Energía y Minas  
Dirección General de Electricidad**

**INFORMATIVO DGE N° 1 ENERO 2010**



**IX EVOLUCIÓN DE INDICADORES DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO 2005 - 2009\***

**IX.1 Máxima demanda del SEIN, producción del mercado eléctrico y ventas de electricidad a cliente final**

Figura N° 13 Máxima demanda de potencia



Figura N° 14 Producción del mercado eléctrico

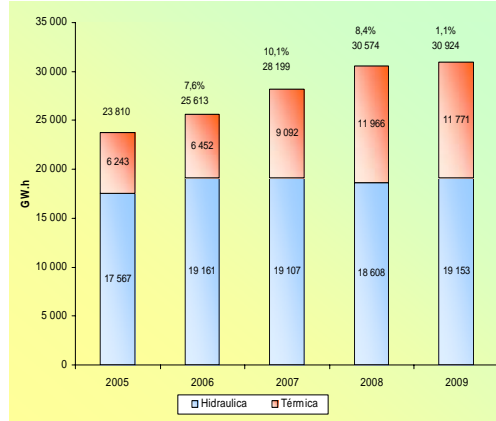
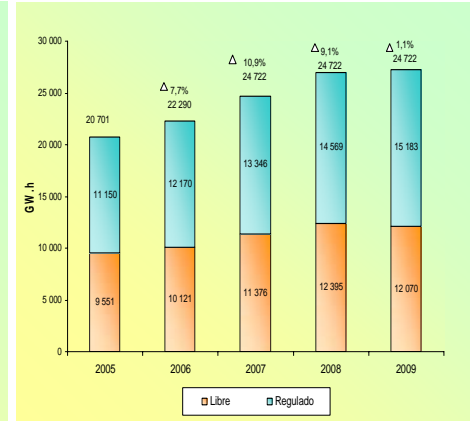


Figura N° 15 Ventas a cliente final



**IX.2 Participación del gas natural en el mercado eléctrico**

Figura N° 16 Generación de electricidad por fuente

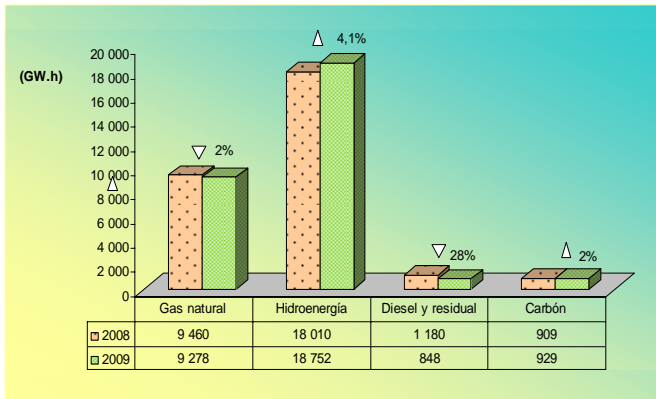
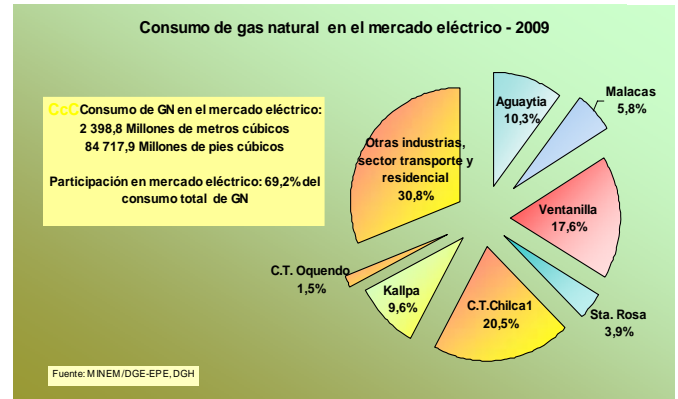


Figura N° 17 Consumo de gas natural en el mercado eléctrico

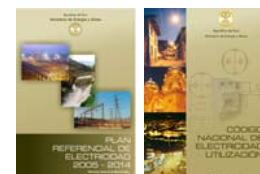


\* Cifras preliminares

Fuente: Dirección General de Electricidad - EPE

**Página Web del MEM/DGE**

- ❖ Estadística Eléctrica mensual 2009
- ❖ Evolución de Indicadores del subsector Electricidad Período 1995 – 2008
- ❖ Informativos Mensuales DGE – Año 2004 – Año 2009
- ❖ Estadística Eléctrica por Regiones 2008
- ❖ Estadística de Generación – Transmisión 2007 – 2008
- ❖ Plegables de Generación, Transmisión y Distribución 2007 - 2008
- ❖ Plan Referencial de Electricidad 2006 - 2015
- ❖ Estadísticas Año 2008



**Coordinación: Dirección de Estudios y Promoción Eléctrica – Dirección General de Electricidad  
Lima, enero 2010**

<http://www.minem.gov.pe/>