



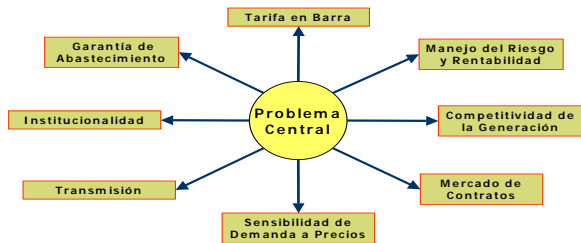
**Competencia y Regulación en el Sector Eléctrico Regional**

Del 13 al 15 de julio de 2005 se realizó el Foro Internacional "Competencia y Regulación en el Sector Eléctrico Regional", en la ciudad de Lima. El evento fue organizado por el Organismo Supervisor de la Energía – Osinerg y la Comisión de Integración Energética Regional – CIER a través del Comité Peruano - PCIER, con el objetivo de intercambiar experiencias entre los especialistas en regulación eléctrica de los países de la región sobre aspectos que permitan mejorar las condiciones regulatorias para el funcionamiento competitivo de las actividades del sector eléctrico latinoamericano.

El alcance del evento hizo posible un efectivo intercambio de experiencias entre expertos de las instituciones y empresas del sector eléctrico iberoamericano de Bolivia, Brasil, Colombia, Chile, Ecuador, Perú y Delegados Empresariales de Venezuela y España.

La situación y perspectivas del sector eléctrico del Perú fueron expuestos por el Viceministro de Energía, Economista Juan Miguel Cayo, quien indicó la problemática del subsector, y la propuesta de reformas en el marco normativo para impulsar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica.

En este contexto, el Viceministro de Energía planteó la problemática del sector, relacionada con los siguientes aspectos:



**Bases de la Reforma del Sector Eléctrico Peruano**

- 1.- Contratos de suministro (energía y potencia)
  - Suministro garantizado.
  - Opciones de contratación (bloques o full requirement).
  - Licitaciones para asegurar el abastecimiento oportuno
  - Incrementar la competencia en Generación via Licitaciones
  - Tarifas justas a base de las señales de mercado.
- 2.- Acceso de la demanda al mercado spot
  - Promover contratos y nueva generación.
  - Para comprar "faltantes" y vender "sobrantes".
  - Demanda sensible a precios.
- 3.- Modificación del marco de la Transmisión
  - Eliminar distorsiones en la remuneración de los Sistemas.
  - Brindar mayor certidumbre a inversionistas de Generación.
  - Planificar la entrada de las instalaciones necesarias.
- 4.- Reforma del COES
  - Para obtener un Operador Independiente.
  - Supervisor del mercado de contratos.
- 5.- Mejoras Complementarias
  - Referente del Precio de Barra será el precio de las Licitaciones.
  - Mejorar la participación del Usuario Libre

Con relación al acceso de la demanda al mercado spot, el Distribuidor o Usuario Libre pueden presentar desbalances originados por la diferencia entre la electricidad consumida y la contratada, o tienen la opción de eliminar estos desbalances en el mercado spot, de lo contrario pueden contratar sus desbalances con el Generador que lo abastece y evitar el ingreso al mercado spot. Asimismo, el Distribuidor tiene la obligación de estar contratado al 100% de su demanda con verificación ex post, aceptándose una Tolerancia Anual para errores de proyección. Sólo se penaliza la infra-contratación.

Si al generador le sobra energía la vende al spot, si le falta la compra al spot: todo dentro de ciertos márgenes de tolerancia mensual. Tolerancia Anual (TA) = 5% La Tolerancia Mensual (TM) podría variar entre 1 y 3 veces la TA. Esto permite aprovechar oportunidades del mercado y hacer el manejo sensible a los precios.

El precio de generación para los usuarios regulados estará compuesto por:

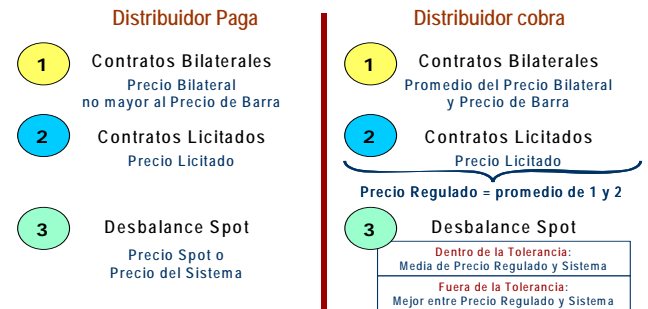
- a) **Contratos bilaterales:** precio medio entre el precio del contrato bilateral (menor o igual al precio de barra) y el precio de barra.
- b) **Contratos licitados:** precio del contrato.
- c) **SalDOS del mercado spot:** precio transferido del mercado spot.

El precio transferido del mercado spot es:

**Dentro de la tolerancia:** media entre el Precio Regulado y el Precio del Sistema.

**Fuera de la tolerancia:** valor más favorable al Usuario entre el Precio Regulado y el Precio del Sistema.

Precio Regulado: promedio ponderado de a) y b)  
Precio del Sistema: promedio ponderado de CMg



Las reformas en la Transmisión considera:

**Pago de la instalación:**

Pago por beneficio económico positivo, según se agrega la nueva inversión.

Luego de determinada la fracción entre Generadores y Demanda, se reparte el pago de acuerdo al método actual.

**Base Tarifaria:**

Igual para todos los sistemas de transmisión. Anualidad de Inversión (20 años) + O & M.

Determinada en función a procesos de licitación o a costos eficientes definidos por OSINERG.

Primer Contrato tipo BOOT

Contratos posteriores tipo RAG sin aporte para el Estado.





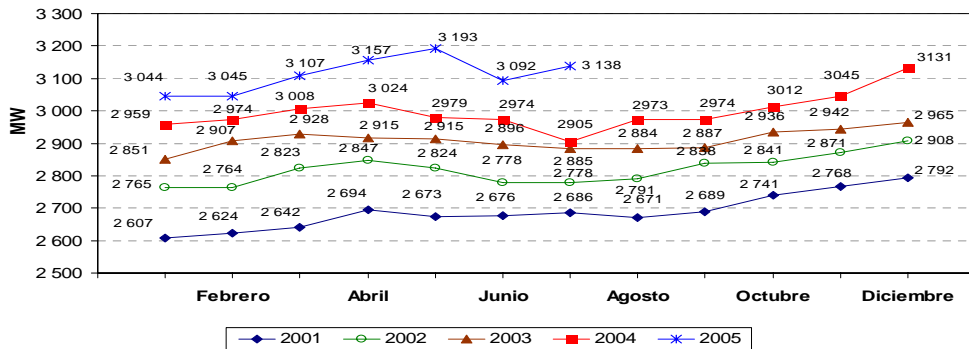
## COMPORTAMIENTO MENSUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO<sup>1</sup>: MÁXIMA DEMANDA, PRODUCCIÓN Y VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE JULIO 2005

La máxima demanda del Sistema Interconectado Nacional (SEIN) en julio del año 2005 fue 3 138,35 MW (registrada el día 13 de julio, a las 19:45 horas), cifra que representó un incremento de 8,0% respecto a la máxima demanda del mes de julio del año 2004. Asimismo, los incrementos relacionados a la máxima demanda del mismo periodo de los años 2003, 2002 y 2001 fueron: 8,7 %, 12,9 % y 16,8 %, respectivamente.

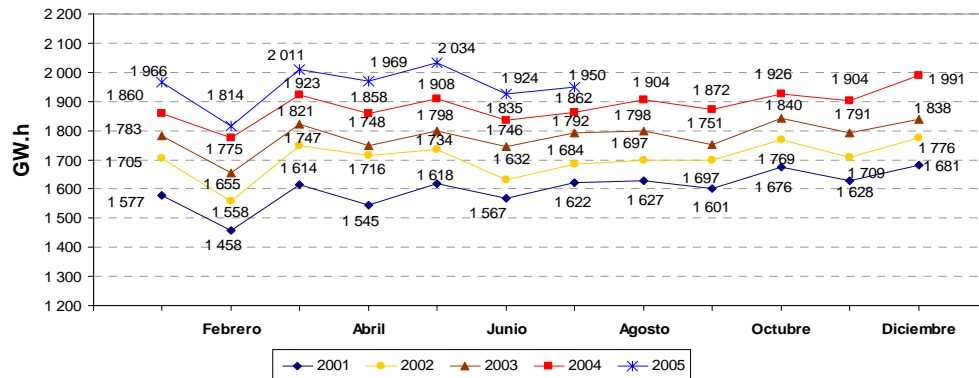
La producción mensual del mercado eléctrico en julio del año 2005 fue 1 950 GW.h, es decir superior en 4,7%, 8,8%, 15,8% y 20,2%, respecto a la producción del mismo mes de los años 2004, 2003, 2002 y 2001, respectivamente.

La venta de energía a cliente final en julio 2005 fue 1 667 GW.h, con un 2,5 % de incremento respecto a la venta de igual periodo del año anterior. Asimismo, con relación a julio 2003, este aumento fue 9,2 %, y con respecto a las ventas del mes de julio de los años 2002 y 2001, los incrementos fueron 15,9 % y 19,6%, respectivamente.

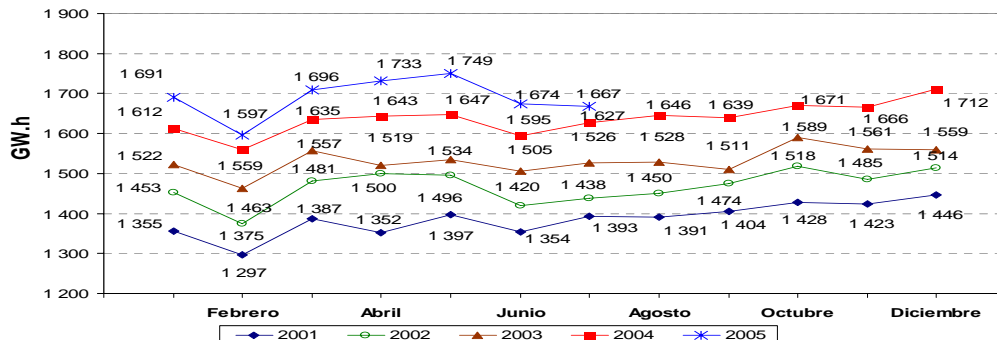
MÁXIMA DEMANDA MENSUAL EN EL SEIN 2001 - 2005\*



PRODUCCIÓN MENSUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2001 - 2005\*



VENTA MENSUAL DE ENERGÍA A CLIENTE FINAL 2001 - 2005\*



(\*) Preliminar

1 / Mercado Eléctrico: conformado por el mercado atendido por las empresas concesionarias y entidades autorizadas para generar energía eléctrica para el servicio público.

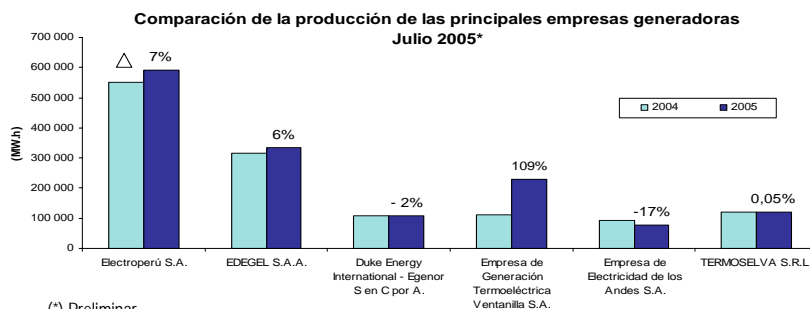


## Producción de Energía del mercado eléctrico – julio 2005 (MW.h)

N°	Principales empresas del mercado eléctrico	Julio			Acumulado (Enero - Julio)		
		2004	2005	Δ 05/04	2004	2005	Δ 05/04
1	Electroperú S.A.	552 567,9	593 006,2	7%	3 917 842,0	4 159 237,9	6%
2	EDEGEL S.A.A.	315 034,4	333 161,7	6%	2 553 805,4	2 683 574,9	5%
3	Duke Energy International - Egenor S en C por A.	109 288,7	107 273,6	-2%	1 317 320,1	1 297 781,5	-1%
4	Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla S.A.	110 436,9	230 635,0	109%	258 511,7	1 035 747,8	--
5	Empresa de Electricidad de los Andes S.A.	92 766,7	76 703,0	-17%	583 861,8	631 204,8	8%
6	TERMOSELVA S.R.L.	122 013,7	122 074,6	0%	609 641,8	718 380,1	18%
7	Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A.	49 706,9	48 581,0	-2%	488 245,6	456 160,6	-7%
8	Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A.	90 147,8	50 143,9	-44%	630 177,0	440 532,6	-30%
9	Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A.	63 013,5	64 530,3	2%	421 649,8	431 322,4	2%
10	Empresa de Generación Eléctrica Cahua S.A.	27 989,5	31 398,5	12%	199 874,4	313 041,0	57%
11	Otros	373 493,9	292 318,3	-22%	2 089 188,8	1 501 880,3	-28%
TOTAL		1 906 459,9	1 949 826,2	2%	13 070 118,5	13 668 863,8	5%

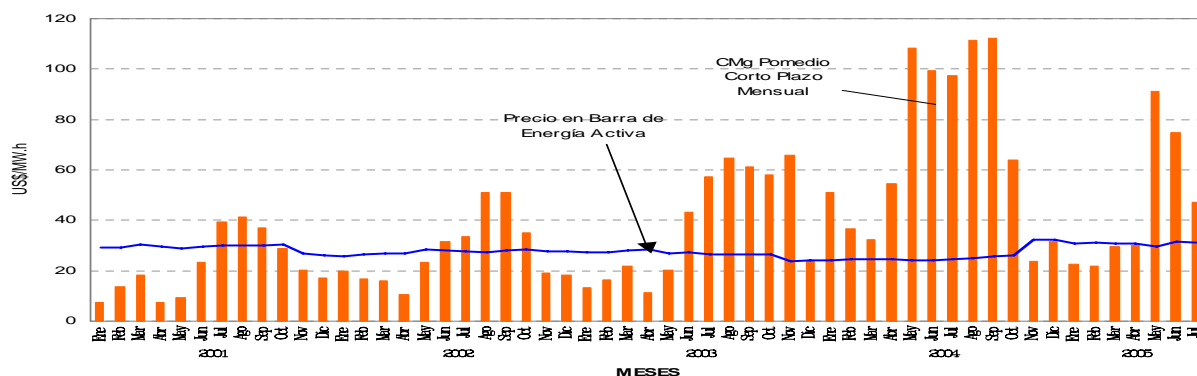
N°	Principales empresas del mercado eléctrico	TRIMESTRE I			TRIMESTRE II		
		2004	2005	Δ 05/04	2004	2005	Δ 05/04
1	Electroperú S.A.	1 763 505,0	1 842 621,4	4%	1 601 769,1	1 723 610,3	8%
2	EDEGEL S.A.A.	1 216 931,1	1 283 568,7	5%	1 021 840,0	1 066 844,6	4%
3	Duke Energy International - Egenor S en C por A.	653 053,9	677 881,0	4%	554 977,5	512 626,9	-8%
4	Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla S.A.	0,0	306 559,4	--	148 074,8	498 553,3	--
5	Empresa de Electricidad de los Andes S.A.	249 230,3	291 070,5	17%	241 864,8	263 431,3	9%
6	TERMOSELVA S.R.L.	158 258,8	267 059,5	69%	329 369,3	329 245,9	0%
7	Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A.	236 155,7	216 259,4	-8%	202 383,0	191 320,2	-5%
8	Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A.	278 728,8	201 749,7	-28%	261 300,3	188 639,0	-28%
9	Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A.	177 700,5	177 426,7	0%	180 935,9	189 365,3	5%
10	Empresa de Generación Eléctrica Cahua S.A.	85 771,3	154 368,4	80%	86 113,6	127 274,1	48%
11	Otros	739 163,6	373 088,3	-50%	976 531,3	836 473,7	-14%
TOTAL		5 558 499,1	5 791 653,0	4%	5 605 159,6	5 927 384,6	6%

Nota: La empresa ETEVENSA incrementó su producción a partir de junio del año 2004



(\*) Preliminar

## Costo Marginal y Precio de Barra de Energía Activa Mensual SEIN Costo Equivalente Barra Santa Rosa



Fuente: COES - SEIN

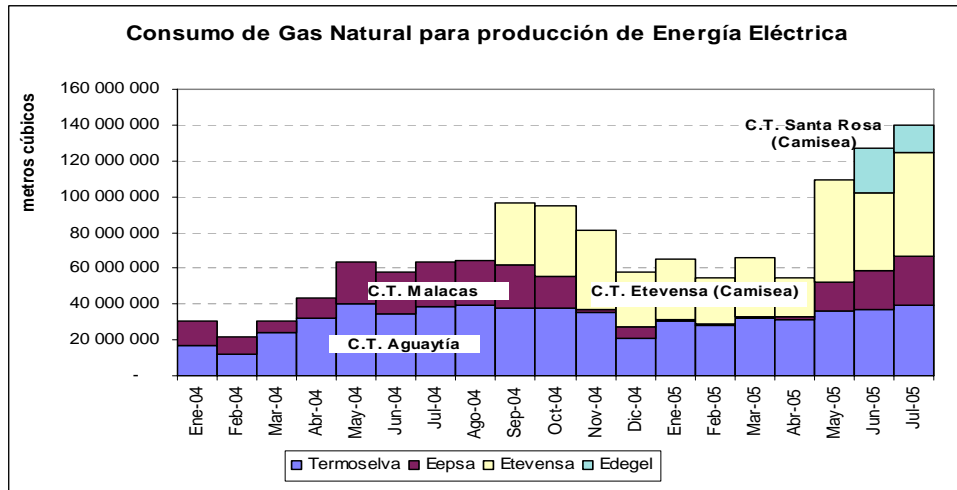


### EL MERCADO INTERNO DEL GAS NATURAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO

El gas natural, importante recurso energético del país proviene de los yacimientos de Camisea, Talara y Aguaytía. Este combustible, por sus características propias y por el impulso que le ha dado el Estado en los últimos años, viene siendo utilizado en la industria eléctrica, cada vez en mayor proporción.

Gráfico N° 1

En el periodo 2003 y 2004, el consumo de gas natural para la generación de energía se incrementó en 71%, habiéndose utilizado aproximadamente 706,5 millones de metros cúbicos para generar cerca de 2 235 GW.h, al año 2004.



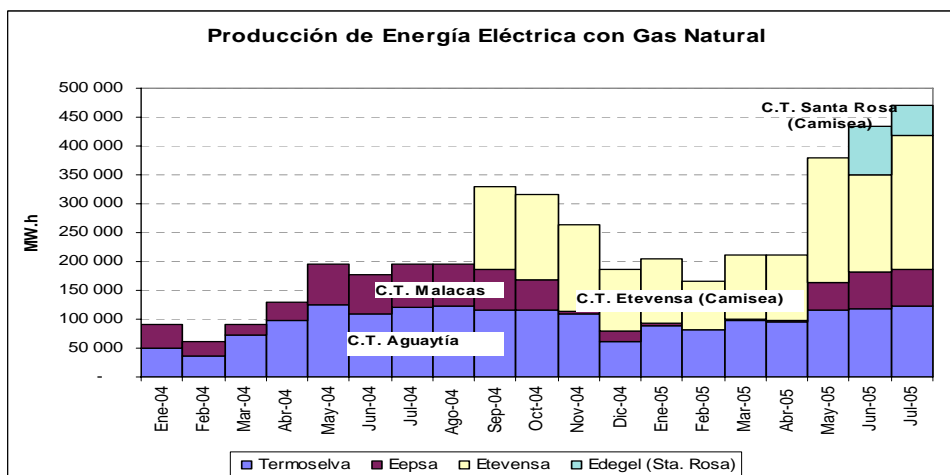
Asimismo, a julio del presente año, la potencia instalada de generación de energía

con gas natural está en el orden de 808 MW, para el mercado eléctrico. Al respecto, se ha considerado el último incremento de 128 MW (Grupo Westinghouse –Edegel, por conversión de diesel a gas natural), cuya puesta en servicio se efectuó en junio del año 2005.

La generación eléctrica a base de gas natural alcanzó 2 077 GW.h, entre los meses de enero y julio del año 2005. Esta cifra representa el 93% de la energía total generada con este recurso energético, en el año 2004. En el Gráfico N° 1 se muestra el comportamiento mensual del consumo de gas natural por cada central térmica; y, en el Gráfico N° 2 se puede apreciar la generación mensual de energía eléctrica de las centrales térmicas a gas: Ventanilla, Santa Rosa, Malacas y Aguaytía, para el periodo indicado.

Durante los últimos meses, varias empresas han solicitado autorizaciones o han hecho público su interés en invertir en generación termoeléctrica a base de gas natural a ciclo simple y ciclo combinado. Entre estas empresas se encuentran Egechilca (520 MW), Enersur (180 MW) y Globelec (180 MW).

Gráfico N° 2



Fuente: Ministerio de Energía y Minas – Dirección General de Electricidad  
Dirección de Promoción y Estudios.



## ARGENTINA

### **Gobiernos de Argentina y Bolivia retomarán negociaciones por 20 Mm3 para Gasoducto del Nordeste**

Argentina y Bolivia retomaron las negociaciones por la construcción de un gasoducto que abastezca con 20 millones diarios de metros cúbicos de combustible al mercado local. El ministro de Planificación Julio de Vido y su colega boliviano de Hidrocarburos, Jaime Dunn, acordaron reunirse en setiembre para discutir los avances que haya en ese sentido: "en medio debemos discutir la metodología para fijar el precio del gas", señalaron fuentes oficiales. El Gasoducto del Nordeste Argentino, originalmente propuesto por Techint, uniría la frontera boliviana con Santa Fe. La iniciativa se frenó cuando el Congreso boliviano dictó una nueva ley sobre combustibles. "Pero ahora ya hay certezas jurídicas para avanzar", dijeron miembros de la delegación argentina. Paralelamente, De Vido y Dunn acordaron ayer en Santa Cruz de la Sierra que Argentina podrá ampliar el cupo de gas que hoy importa por el gasoducto que opera Repsol-YPF. Actualmente el acuerdo es por 6,5 millones de metros cúbicos y ahora pasará a 7,7 millones. (Clarín, 28/7/2005)

## BOLIVIA

### **Autoridades de Paraguay visitan Bolivia para tratar construcción de gasoducto y acuerdos de integración**

Una delegación paraguaya encabezada por la canciller Leila Rachid y el ministro de Obras Públicas y Comunicaciones, José Alderete, llegó ayer a Tarija para iniciar una ronda de conversaciones con autoridades gubernamentales del país para concretar alianzas estratégicas en el sector energético, vial y comercial. Rachid confirmó que su país precisa de una fuente de provisión de gas natural, y considera que los yacimientos bolivianos podrían ser una posibilidad. (Los Tiempos, 29/7/2005)

## COLOMBIA

### **Colombia necesita nuevos proyectos de generación**

Expertos en el tema energético asistentes al foro "Perspectivas del sector de energía eléctrica", coincidieron en señalar que se requiere definir nuevos proyectos de generación para cubrir la demanda local y las exportaciones a Ecuador y Panamá. El director General de la Unidad de Planeación Minero Energética (Upme), Carlos Arturo Flórez y el presidente de la Asociación Colombiana de Generadores de Energía (Acolgen), Francisco Ochoa coincidieron en la importancia de la definición por la CREG "del cargo por capacidad, es decir la garantía de pago para quienes produzcan energía para respaldar el sistema de generación". Flórez advirtió que en el corto plazo también existe un riesgo frente a las garantías de generación si deja de funcionar la cadena hidráulica Paraiso- la Guaca de 320 MW debido a las sanciones ambientales por los problemas de vertimiento que genera el río Bogotá. (La República, 27/7/2005)

## ECUADOR

### **Tarifa reducida de combustibles reducirá el déficit de las tarifas eléctricas en 163 MUS\$**

El Decreto Ejecutivo 338 que reduce el precio de los combustibles para los generadores térmicos bajará el déficit que el Estado contraerá este año con las empresas de distribución eléctrica al rebajar el precio de compra de la energía en el mercado mayorista. El déficit se produce porque las distribuidoras cobran al abonado final una tarifa media de 8.84 centavos de dólar por kWh fijada por el Consejo Nacional de Electricidad (Conelec) frente a los costos reales de 10.35. El Estado tenía previsto elevar su deuda con las distribuidoras en 312 MUS\$ para este año, que ahora se reducen a 149 MUS\$. Las generadoras termoeléctricas, desde el lunes pasado, pueden comprar combustible a precios nacionales y no a niveles internacionales como lo hacían antes del Decreto 338. El galón de diésel que se facturaba en 1,60 y hasta en 1,85 dólares, se venderá en 0,8042 (más IVA). (El Comercio, 28/7/2005)

## PERÚ

### **Gran impulso a electrificación rural con obras por 170 millones de soles**

El Ministro de Energía y Minas Ingeniero Glodomiro Sánchez Mejía señaló que el presente año, se ha destinado a electrificación rural un total de 170,54 millones de soles para la ejecución de 62 proyectos y otras obras, así como la realización de estudios.

Dentro del conjunto de acciones programadas por la Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas, está la celebración de convenios con los gobiernos regionales, así como la ejecución de las obras correspondientes al Programa de Ampliación de la Frontera Eléctrica en su primera y segunda etapa. Entre los cuales figuran las obras del Programa Antamina, conformado por 9 proyectos; y el programa de asignación de grupos electrógenos y grupos hidráulicos. (Nota de Prensa MEM, 29/7/2005).

### **Interconexión con Bolivia podría bajar tarifas en 2%**

La interconexión eléctrica con Bolivia podría reducir las tarifas eléctricas en aproximadamente 2%, por la importación de 180 MW de energía desde ese país, afirmó el asesor del Viceministerio de Energía César Butrón. La construcción de la interconexión demandaría una inversión de entre 70 y 80 MUS\$ y demoraría dos años. "La demanda eléctrica del Perú es de 3200 MW y solo se importarían 180 MW, por ello, la reducción no sería mayor", manifestó Butrón. El Ministerio de Energía y Minas (MEM) conformará en breve un grupo técnico que se encargará de trabajar en dicha interconexión. Bolivia finalmente se adhirió a la Decisión 536 de la Comunidad Andina (CAN) que establece las reglas comunes para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad, que se encuentra vigente desde 2002 en Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela. (La República, 25/7/2005)





**LA ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO DE COLOMBIA**

A partir del 20 de Julio de 1995, se dió apertura al Mercado de Energía Mayorista, luego de la adopción del esquema de competencia en 1994; y la puesta en funcionamiento de la Bolsa de Energía que generó una fuerte dinámica al interior del sector eléctrico colombiano. La figura que a continuación se presenta, es la estructura del sector eléctrico de Colombia.



**SEPARACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE LA CADENA**

Empresas integradas creadas con anterioridad a la Ley 142 de 1994  
 . Continuar con Integración Vertical

Empresas posteriores  
 . Integraciones permitidas  
 . Generación - Comercialización  
 . Distribución - Comercialización

Se excluye la cadena entre:  
 . Generación - Transmisión  
 . Generación - Distribución  
 . Transmisión - Distribución  
 . Transmisión – Comercialización

En el siguiente diagrama, se ha esquematizado un enfoque desde la perspectiva empresarial donde las instituciones del sector eléctrico de Colombia cumplan sus roles claros con adecuados mecanismos de coordinación.



Fuente: Foro Internacional Competencia y Regulación del Sector Eléctrico Regional - Exposición de Colombia



En el mes de julio del presente año, el Ministerio de Energía y Minas a través de la Dirección General de Electricidad otorgó las siguientes

1. Concesiones Definitivas
  - Línea de Transmisión de 60 kV SE Santa Mónica (Cajabamba) – SE Morena (Pataz), ubicada en los departamentos de Cajamarca y La Libertad, mediante la Resolución Suprema N° 042-2005-EM, publicada el 15 de julio de 2005, a favor de Compañía Minera Poderosa S.A.
  - Línea de Transmisión de 44 kV Puntayacu – SE San Vicente – Derivación 35 kV Arcopunco – SE Arcopunco, ubicada en el departamento de Junín, mediante la Resolución Suprema N° 043-2005-EM, publicada el 15 de julio de 2005, a favor de Empresa Minera Los Quenuales S.A.
2. Autorización
  - Se aprobó la ampliación del plazo para ejecutar las obras de la Central Mancahuara, ubicada en el departamento de Apurímac, con una potencia instalada de 1,44 MW, mediante la Resolución Ministerial N° 279-2005-MEM/DM, publicada el 07 de julio de 2005, a favor de Electro Sur Este S.A.A. La fecha de puesta en servicio de la referida Central está prevista para el 29 de diciembre de 2005.
3. Servidumbres
  - Se otorgó Imposición y Reconocimiento de Servidumbre de ocupación de bienes públicos a favor de Luz del Sur S.A.
  - Se otorgó Imposición de Servidumbre de telecomunicaciones y de tránsito a favor de Duke Energy Egenor S. en C. por A.

### Eventos efectuados Seminarios Técnicos

- Foro de Debate: "PROYECTO DE CODIGO NACIONAL DE ELECTRICIDAD - UTILIZACIÓN", realizado en el Colegio de Ingenieros de Lima el 13 de julio de 2005.
- Charla de Seguridad y Eficiencia Energética con la participación de la DGE y SCHNEIDER ELECTRIC - PERÚ, realizada en el Auditorio del Ministerio de Energía y Minas, el 6 de Julio de 2005.
- Charla de Eficiencia Energética en la iluminación y Facturación de Energía Eléctrica, con la participación de la Pontificia Universidad Católica y OSINERG. realizada el 13 de julio en el Auditorio del Ministerio de Energía y Minas.
- Seminario Técnico " Normatividad, Supervisión, Control Eléctrico y Electrificación Rural con la participación de y Electro Sur Medio. Fue realizado el 22 y 23 de Julio de 2005, en la ciudad de Ica.
- Participación en el Foro Internacional " Competencia y Regulación en el Foro Eléctrico Regional, con la participación de Osinerg y la Comisión de Integración Energética Regional – CIER, realizada del 13 al 15 de julio de 2005, en la ciudad de Lima.



### Página Web del MEM/DGE

- ❖ Informativos DGE – 2004 – 2005
- ❖ Evolución de Indicadores del subsector Electricidad 1995 - 2004
- ❖ Compendio de Normas del Subsector Eléctrico 2005
- ❖ Anuarios Estadísticos 1998 – 2003
- ❖ Boletines estadísticos.
- ❖ Estadísticas 2005

