Coyuntura Económica

Noviembre – Diciembre 2004
Estudios Económicos-OSINERG
(R. García, J. Gallardo, R. Pérez-Reyes, L. Bendezú, A. Vásquez, L. Quiso, A. Ausejo y C. Fernández-Dávila)

EDITORIAL

ÍNDICE

Editorial..... 1
Situación Económica..... 1
Análisis Sectorial..... 2
Evolución de las Principales Variables del Sector Energético..... 2
Avances en la Interconexión Eléctrica Perú-Ecuador..... 4
Fondo de Estabilización de los Precios de los Combustibles..... 5
Notas Técnicas..... 6
Noticias Institucionales 6

Los eventos económicos y la evolución de los diferentes indicadores macroeconómicos y sectoriales en el año 2004 ofrecen un panorama positivo sobre las perspectivas económicas del país para los próximos meses, aunque en algunos casos también señalan la necesidad de algunas medidas de política que eviten problemas futuros. Así, a nivel macroeconómico, el Perú cerraría el año con un crecimiento del PBI cercano a 4.6% y una inflación de 3.5%, la cual es baja aunque estaría cercana al límite superior de la banda de estabilidad del Banco Central de Reserva. A estos resultados se une una Balanza Comercial superavitaria (que cerraría en cerca de 2,650 millones de dólares americanos). Un indicador adicional en este sentido es que el riesgo país ha venido descendiendo de forma consistente alcanzando un nivel de 250 puntos el 10 de diciembre. Este nivel es un mínimo en los últimos seis años. Estos indicadores posicionarían al Perú como una de las economías más estables de la región. En el sector energético se presentaron una serie de hechos de importancia. Así, en el sector hidrocarburos destacan los altos niveles de los precios del petróleo, los cuales registraron máximos históricos. Sin embargo, la evolución reciente de este mercado indicaría que el precio internacional se estaría estabilizando en un nivel cercano a los 45 dólares Por barril. A su vez, la entrada en operación de Camisea ha permitido reducir las importaciones de combustibles derivados como el GLP y por lo tanto el déficit en la Balanza de Hidrocarburos.

Por otra parte, el sector eléctrico se vio afectado por un año hidrológico seco, lo cual, unido a los altos precios internacionales de los combustibles y el incremento de la demanda, se tradujo en un incremento sin precedentes de los precios spot del sistema (que superaron los US$ 100 por MWh). Esto tuvo como consecuencia cierta presión financiera sobre algunas empresas generadoras que tenían que cumplir con sus contratos y explica en parte la dificultad para contratar que han venido enfrentando las empresas distribuidoras. Sin embargo, las primeras estadísticas indican que la presión sobre los precios spot se estaría reduciendo debido al inicio de la temporada de lluvias. A nivel tarifario, en noviembre se incrementaron las tarifas de generación principalmente por una mayor demanda proyectada y a que no se tiene certeza sobre la entrada de nuevas centrales a gas natural en los años 2007 y 2008. La situación indica la necesidad de revisar ciertos aspectos del marco regulatorio del sector y evaluar mecanismos de promoción y reducción de la incertidumbre de las inversiones en nueva capacidad a fin de reducir potenciales problemas futuros.

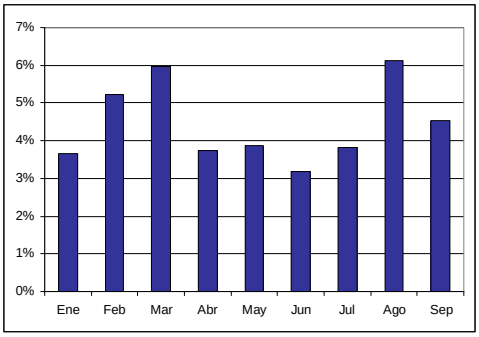
SITUACIÓN ECONÓMICA

En este periodo hubieron dos noticias importantes en el campo macroeconómico: la creación del Impuesto Temporal a los Activos Netos y de la Comunidad Sudamericana de Naciones. El Impuesto Temporal a los Activos Netos (ITAN) tendrá un carácter transitorio (hasta el 2006) y gravará a las empresas con activos mayores a los S/. 5 millones que sean generadoras de rentas de tercera categoría sujetas al Impuesto a la Renta. La tasa será de 0.6%. El Impuesto pagado será considerado como crédito contra los pagos a cuenta y el pago de regularización del Impuesto a la Renta y, a opción del contribuyente, podrá solicitarse su devolución. El Impuesto propuesto supera el cuestionamiento legal

de inconstitucionalidad que tuvo el Anticipo Adicional del Impuesto a la Renta debido a que existe el antecedente del Impuesto a los Activos Netos el cual en diciembre del 2003 fue declarado constitucional mediante la Resolución del Tribunal Constitucional Nº 2727-2002-AA/TC. Esta propuesta legislativa recuperaría recursos para el Estado por un monto de 400 millones de nuevos soles. Por otro lado, el miércoles 08 de diciembre del presente nació, en la ciudad del Cuzco, la Comunidad Sudamericana de Naciones. Esta aspira a tener una moneda única como la Unión Europea, y un mercado y parlamento común. El nuevo bloque sudamericano estará conformado por los cinco países andinos (Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela), los cuatro de la unión aduanera MERCOSUR (Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay), además de Chile, Guyana y Surinam. El proyecto de ir hacia una unión política continental se apoya en la creencia de que el mundo se está encaminando hacia bloques regionales.

A nivel macroeconómico, en el mes de septiembre, el PBI tuvo un crecimiento de 4.52% con respecto a septiembre del 2003, destacando el crecimiento de los sectores pesca e hidrocarburos los cuales presentaron tasas de crecimiento de 29.91% y 23.59% respectivamente.

Producto Bruto Interno
(Variación Porcentual Anual)



Fuente: BCRP Elaboración: OEE - OSINERG

El sector minería presentó una caída de 1.33% y el sector agrícola de 0.67%. La Demanda Interna ha crecido en 3.53%, es decir ha presentado un crecimiento menor que el PBI, lo que representa un mayor crecimiento del superávit comercial respecto de la demanda del país.

Para el mes de octubre, el crecimiento de las exportaciones fue mayor al de las importaciones (44.40% frente a 16.87%), lo que se tradujo en una balanza comercial superavitaria de 284 millones de dólares. El monto de las exportaciones fue de 1,137.51 millones de dólares y las importaciones fueron por un valor de 853.17 millones de dólares. Dicha situación se debe, entre otros factores, a un incremento en el precio de nuestros productos exportables que se viene dando desde el cuarto trimestre del 2003. Por su parte, la tasa de crecimiento del Índice de Precios al Consumidor ha sido de -0.02% en octubre y 0.29% en noviembre. La inflación acumulada a noviembre ha sido 3.44%. El tipo de cambio ha seguido la tendencia a la baja observada en los últimos meses, llegando a 3.32 en el mes de octubre. La baja observada se debe principalmente a un mayor ingreso de divisas originado por el crecimiento en las exportaciones. Dado el superávit comercial con el que cerraría el año se espera que el precio del dólar continúe en sus niveles actuales; ya que la mayor disponibilidad de moneda extranjera hace que el precio de ésta (el tipo de cambio) disminuya. Por último, en el mes de octubre la PEA ocupada en Lima Metropolitana creció 2.3% comparada con el período similar del año 2003, llegando a alcanzar los 3.734 millones de personas, y en comparación con setiembre del 2004 aumentó 2.1%. En el mes de octubre la tasa de ocupación fue de 90.8% y la PEA desempleada aumentó en 4% con respecto a octubre del 2003 y 2.6% con respecto a setiembre del 2004.

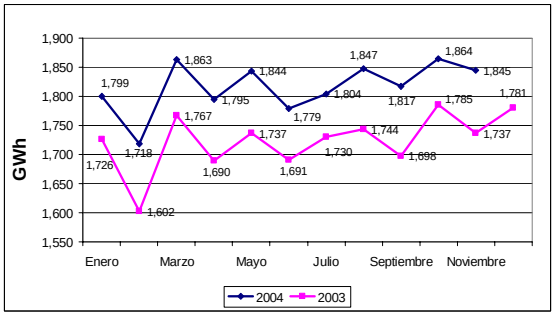
ANÁLISIS SECTORIAL

Evolución de las principales variables del Sector Energético

Sector Eléctrico

La producción total de energía eléctrica en el SINAC durante el mes de noviembre fue de 1,844.81 GWh lo que representa un incremento de 6.19% con respecto al mismo mes del año anterior. Del total producido durante el mes de noviembre le correspondió a la generación de origen hidráulico 1,503.66 GWh (81.51% del total generado) lo que refleja un incremento de 10.77% respecto a noviembre del 2003. Por su parte la generación de origen térmico disminuyó su aporte al SINAC en 10.17% respecto al año anterior, alcanzando los 341.15 GWh (18.49% del total generado).

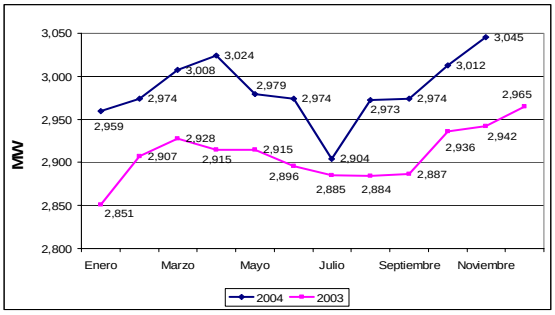
Evolución de la Producción de Energía Eléctrica
(GWh)



Fuente: COES. Elaboración: OEE– OSINERG.

Por otro lado, la máxima demanda de potencia del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional fue de 3,045.37 MW y ocurrió el 29 de noviembre del 2004.

Evolución de la Máxima Demanda del SEIN



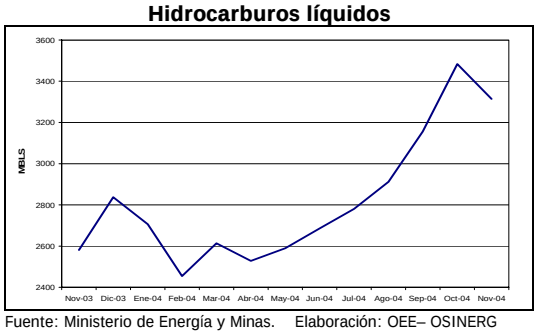
Fuente: COES. Elaboración: OEE– OSINERG.

Las ventas de energía eléctrica a consumidores del mercado de electricidad (clientes libres y regulados) ascendieron a un total de 1,653 GWh, es decir una variación positiva de 4.03% con respecto a octubre del 2003. Los costos de generación comenzaron a disminuir en el mes de octubre debido al retorno de las lluvias. Los costos marginales bajaron de US$ 120 MWh presentado en el mes de setiembre a US$ 19 MWh en el mes de octubre.

Sector Hidrocarburos

La producción fiscalizada de hidrocarburos líquidos durante noviembre del 2004 fue de 3'314,382 Mbls lo que representa un aumento de 28.42% con respecto a noviembre del año 2003.Pluspetrol Corp sigue liderando la producción de hidrocarburos líquidos gracias a sus nuevos pozos (Lote 88). En estos meses, la producción de hidrocarburos, exceptuando el gas natural, ha marcado una caída en la producción (de 2'455,315 BLS en octubre a 2'249,113 BLS en noviembre) debido a la declinación natural de los pozos de la selva norte (Lote 8, explotado por Pluspetrol).

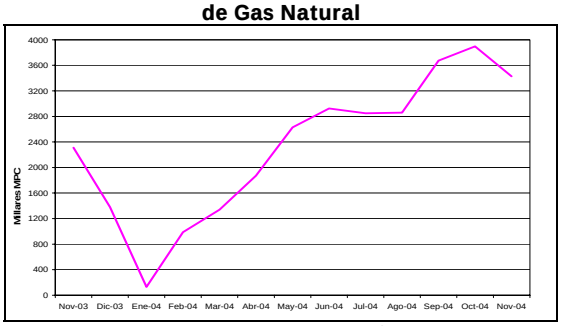
Evolución de la Producción Fiscalizada de Hidrocarburos líquidos



Fuente: Ministerio de Energía y Minas. Elaboración: OEE– OSINERG

Por otro lado, la producción fiscalizada de gas natural durante el mes de noviembre fue de 3'428,130 MPC, apreciándose un notable incremento de 48.45% con respecto a similar periodo del año pasado, a pesar de la disminución en la producción de Aguaytia, Petrotech y Petrobras. Pluspetrol Corp. sigue siendo la empresa con mayor incremento registrado con 1'875,938 MPC producidos en noviembre frente a 509,848 MPC producidos en junio del presente año, gracias a la entrada del Proyecto Camisea.

Evolución de la Producción Fiscalizada de Gas Natural



Fuente: EIA Energy Information Agency. Elaboración: OEE

Evolución Reciente de los Precios del Petróleo: Octubre - Noviembre 2004

En este período ha continuado la alta variación en los precios de los combustibles. El 26 de octubre del presente año el precio alcanzó los US$ 56.37 dólares por barril, máximo histórico a nivel nominal, lo que representa una variación del precio en 47.33% respecto a inicios de mayo del presente año. Posteriormente, el precio ha venido cayendo hasta estabilizarse en alrededor de US$ 49.00 dólares por barril. Las expectativas sobre el aumento de precios hasta octubre han cambiado luego de la reelección del Presidente George Bush en noviembre, puesto que los agentes apostaban un triunfo del Senador John Kerry. Entre las razones de la caída del precio del crudo se encuentra que el escenario climático en el norte de los Estados Unidos no será tan frío como en años anteriores. El incremento en un millón de barriles de las reservas de Diesel alivió de inmediato la inquietud que habían mostrado los operadores en pasadas semanas. Esto implica que habrá tiempo para que las empresas puedan recuperar los inventarios petrolíferos y por ende, exista una mayor reserva disponible para el próximo año. Otra razón se encuentra en que el suministro internacional ha vuelto a sus niveles normales. La estabilización del suministro del Golfo de México, el fin de la huelga en Suecia y la solución parcial de los conflictos en Nigeria también habrían propiciado la caída de precios.

Cotización del Petróleo WTI / BRENT: 05/04 – 11/04 (US$ por barril)

Fuente: EIA Energy Information Agency. Elaboración: OEE

El presidente de la OPEP, el indonesio Purnomo Yusgiantoro, mencionó que el precio del petróleo comenzará a descender en el segundo trimestre del 2005 debido a que la demanda de petróleo empezará a caer en dicho periodo. La organización busca de esta manera reducir el exceso de producción sobre la cuota asignada de los países del grupo, lo cual, ante un escenario de pocos cambios en Medio Oriente, puede generar un aumento del precio del petróleo en el corto plazo. Por otro lado, la situación de la empresa petrolera Yukos se ha tornado más vulnerable. La empresa saldó la semana pasada su deuda fiscal correspondiente al año 2000, que ascendía a 3,413 millones de dólares, gracias al alza en los precios del crudo, pero esto no ha sido suficiente, pues la compañía evalúa la declaración de bancarrota, al encontrarse al borde de la "insolvencia", después de que el Fisco Ruso presentara una nueva reclamación de 14,000 millones de dólares en concepto de evasión de impuestos y multas por los años 2002 y 2003. La compañía ha decidido aumentar su volumen de extracción en 6%, pero las condiciones de su infraestructura necesitan ser renovadas. Es por ello que a fin de pagar su deuda al fisco ruso la empresa tiene planeado vender una de las filiales más rentables, la siberiana Yugansneftegaz, cuya cuota en la producción de la empresa ascendió al 62% en 2003.

AVANCES EN LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA PERÚ-ECUADOR

Como se comentó en el Séptimo Boletín de Coyuntura, con la interconexión entre Perú y Ecuador se podrá aprovechar la complementariedad hidrológica entre estos dos países. Esto permitirá, al mediano y largo plazo, abaratar los costos de energía, ya que se podrá importar energía de países que la producen a bajo costo o posibilitar mayores inversiones a gas natural debido a la ampliación del mercado relevante de las empresas generadoras.

De esta forma el Perú seguirá la experiencia del esquema de integración entre Colombia y Ecuador la cual opera con éxito desde 1998 y presenta resultados favorables en las transacciones internacionales de electricidad desde marzo del 2003, con exportaciones de electricidad cercanas a los 115 millones de dólares.

Con respecto a los aspectos técnicos cabe señalar que la empresa Red de Energía del Perú (REP) ha culminado la construcción de la línea, de 230 mil voltios, Zarumilla - Zorritos; correspondiente al tramo peruano del proyecto de interconexión eléctrica con Ecuador. El proyecto, cuya inversión alcanzó los 7 millones de dólares, fue ejecutado en el lapso de once meses y comprendió un tendido de 51 kilómetros de líneas de alta tensión y la ampliación de la subestación Zorritos.

Luego que el tramo ecuatoriano - cuya construcción está a cargo de la empresa TRANSELECTRIC y que consiste en una línea de 55 kilómetros de extensión entre Machala y la frontera con Perú - esté construido, el proyecto podrá iniciar sus operaciones. Se estima que en el mes de diciembre se concluyan las obras y que requerirá una inversión de 10 millones de dólares.

Según el convenio entre las empresas TRANSELECTRIC (de Ecuador) y REP (de Perú), las operaciones comerciales se debieron iniciar el 30 de setiembre del 2004; pero debido al retraso en la construcción de las obras las operaciones se iniciarían en enero del 2005.

Con respecto al marco institucional se puede recalcar que con la suscripción del acuerdo de integración eléctrica subregional (suscrito a mediados de setiembre), el Perú, Ecuador y Colombia se comprometieron a impulsar el cumplimiento de la Decisión 536 de la Comunidad Andina, promoviendo modificaciones a la normatividad y regulación de sus respectivos países. Esto con el objetivo de optimizar los recursos energéticos, técnicos y económicos de los tres países, para que en el mediano plazo la región cuente con las condiciones indispensables para realizar transacciones internacionales en el servicio de electricidad. Asimismo, el Ministro de Energía y Minas, Ing. Glodomiro Sánchez Mejía, ha señalado que está próxima la promulgación del Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE), el cual se aplicará a las transacciones que se realicen entre el SEIN y otros sistemas con los que éste se interconecte. Ese reglamento constituye el inicio del proceso de armonización del marco normativo en materia eléctrica.

En una primera etapa del proyecto (comprendida entre el 2005 y el 2006) la operación será radial, es decir que las líneas de transmisión de energía de ambos países no funcionarán en simultáneo sino una a la vez. Esto, mientras se concluya el proceso de armonización legislativa peruana bajo el marco de la Decisión 536. En esta etapa se alcanzaría una transferencia de 86 MW. La segunda y tercera etapa de la interconexión será simultánea (*back to back*). En la segunda etapa (comprendida entre el 2007 y el 2009) se alcanzaría transferencias de 125 MW y en la tercera (comprendida entre el 2010 y el 2013) se alcanzaría transferencias de 250 MW.

Según estudios del COES, la interconexión radial Ecuador-Perú es beneficiosa para Ecuador desde el punto de vista de la demanda y beneficiosa para Perú desde el punto de vista de ingreso de divisas por venta de energía, representando un ingreso de divisas de 43.29 millones de dólares en esta primera etapa y una transferencia energética de 929.84

GWh; asimismo la totalidad del proyecto significaría un ingreso de 115.65 millones de dólares y una transferencia de 2821.56 GWh. Los montos de inversión asociados a las diferentes etapas son 8.74, 13.3 y 69.4 millones de dólares.

Como se señaló anteriormente, se han obtenido resultados favorables de la interconexión entre Ecuador y Colombia; como resultado de la interconexión Colombia está recibiendo 316 mil dólares diarios, lo que significa 115 millones de dólares al año, mientras que Ecuador ahorrará 74 millones de dólares. Se espera que la interconexión Perú-Ecuador también tenga éxito, ya que como se puede apreciar con la interconexión ganan las empresas involucradas en el negocio eléctrico, el Estado y los usuarios que pagarán menos por la electricidad.

FONDO DE ESTABILIZACIÓN DE LOS PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

Decreto Supremo N° 142-2004-EF

Mediante el Decreto Supremo N° 142-2004-EF se aprobaron las normas reglamentarias y complementarias del Decreto de Urgencia N° 010-2004, el cual creó el "Fondo para la Estabilización de Precios de los Combustibles Derivados del Petróleo" (ver Boletín N° 12). La presente norma se aplicará a todas las importaciones y ventas primarias de Gas Licuado de Petróleo (GLP), Gasolinas (97, 95, 90 y 84 octanos), Kerosene, Diesel 2 y Petróleos Industriales Residuales (N° 6 y 500).

El Factor de Aportación que cobre el productor en las ventas primarias aumentará la base imponible. Es decir, afectará al monto cobrado por impuestos. El Factor de Aportación incluido los impuestos será:

$$FA + FA [Rodaje + (1 + Rodaje) (IGV + IPM)] \quad \dots (1)$$

Donde:
FA = Factor de Aportación,
Rodaje = Impuestos al Rodaje,
IGV = Impuesto General a las Ventas, e
IPM = Impuesto de Promoción Municipal.

Esta formula representa el monto de impuestos aplicados al precio ex planta, de modo que, reinterpretando la ecuación (1), el monto de impuestos cobrados al cliente será:

$$FA (1 + Rodaje) (1 + IGV + IPM)$$

Ello implica que el precio final pagado por el consumidor se mantendrá cerca de un precio mínimo establecido por la banda de precios, debido a que aumentan los impuestos ante una caída del precio de paridad de importación.

Asimismo, el Factor de Compensación que otorgue el productor reducirá la base imponible; de modo que el Factor de Compensación incluido impuestos será:

$$FC + FC [Rodaje + (1 + Rodaje) (IGV + IPM)] \quad \dots (2)$$

Donde:
FC = Factor de Compensación,
Rodaje = Impuestos al Rodaje,
IGV = Impuesto General a las Ventas, e
IPM = Impuesto de Promoción Municipal.

De manera similar al Factor de Aportación, en este caso el monto de impuestos cobrados al cliente será:

$$FC (1 + Rodaje) (1 + IGV + IPM)$$

Lo que representa que el precio final pagado por el consumidor se mantendrá cerca de un precio máximo establecido por la banda de precios, debido a que disminuyen los impuestos ante una caída del precio de paridad de importación.

Tratándose de operaciones de importación, si el Precio de Paridad de Importación del producto estuviera situado en la Franja de Aportación se aplicará la fórmula N° 1 para hallar el monto que el Importador deberá entregar al Fondo. En el caso de que si el Precio de Paridad de Importación estuviera situado en la Franja de Compensación, el monto que el Importador tendrá derecho a recibir del Fondo será calculado según la fórmula N° 2.

Para efectos del Impuesto a la Renta, el monto por concepto de Factor de Aportación no constituirá un ingreso gravado para los productores. Estos deberán registrar en su contabilidad dicho monto en una cuenta de control denominada "Cuenta Factor de Aportación". El mismo criterio se aplica con el Factor de Compensación. En caso de operaciones de importación, el monto que el importador entregará al fondo formará parte del costo de adquisición de los productos, mientras que el monto que el importador tendrá derecho a recibir del fondo será reconocido como un ingreso del ejercicio en el que se genere, será registrado en una cuenta denominada "Cuenta Factor de Compensación". El monto de los descuentos y primas que paguen los clientes de los productores por conceptos de Factor de Aportación y Factor de Compensación afectarán el costo de adquisición de los productos. La cuenta del Administrador del Fondo califica como una cuenta del Sector Público Nacional, en consecuencia las operaciones de dicha cuenta serán exoneradas del Impuesto a las Transacciones Financieras.

El productor e importador realizarán periódicamente las liquidaciones de sus débitos y créditos ante el Fondo. Si el saldo neto del fondo

fuera positivo, el productor lo entregará al Fondo dentro de los 2 días hábiles siguientes al día previsto para efectuar el aporte semanal del ISC, el importador lo hará dentro de los 3 días hábiles siguientes de efectuada la importación. Si el saldo del fondo fuera negativo, el productor o importador tendrá el derecho de cobrar del Fondo el monto respectivo dentro de los 3 días hábiles siguientes a la presentación de la declaración jurada. El Administrador del Fondo (DGH) deberá publicar por lo menos una vez cada mes en el Diario Oficial El Peruano la banda de precios de los productos mencionados.

La Dirección General de Hidrocarburos (DGH), como Administrador del Fondo, determinará los saldos netos que correspondan a cada productor o importador y ordenará su pago o cobranza, conciliará con SUNAT las cuentas relativas a la importación de los productos, convocará a las empresas establecidas vinculadas, convocará y presidirá las reuniones de la comisión, dará cuenta inmediata al Ministerio de Economía y Finanzas en el caso en que existan saldos positivos que cobrar del Fondo y no haya recursos en éste, aprobará mediante Resolución Directoral los formularios, calendarios de presentación, documentación y cualquier otro aspecto operativo del Fondo.

Los créditos contra el Fondo se pagarán de acuerdo a la antigüedad de la acreencia, si hubiera dos o más que tuvieran la misma antigüedad se prorrateará el monto. Las acreencias de los Productores e Importadores son de naturaleza individual, no obstante no altera la naturaleza del Fondo cuyos aportes al mismo pierden individualidad o titularidad del aportante una vez efectuados.

En cumplimiento a lo establecido en el DU 010-2004 y en el DS N° 142-2004-EF, la DGH ha aprobado en la Resolución Directoral N° 316-2004-EM/DGH la Banda de Precios al 30 de noviembre del 2004:

PRODUCTOS (Soles por Galón)	LIMITE SUPERIOR	LIMITE INFERIOR
GLP Soles por Kg	2.17	1.95
GASOLINA 97	5.94	5.35
GASOLINA 95	5.89	5.30
GASOLINA 90	5.40	4.86
GASOLINA 84	5.26	4.74
KEROSENE	5.79	5.21
DIESEL 2	5.80	5.22
PET IND Nº6	3.24	2.94
PET IND 500	2.99	2.71

NOTAS TÉCNICAS

Beneficios Variables de un Generador con Contrato por Diferencias

Un generador con este tipo de contrato obtiene ingresos por la cantidad contratada (Q_C) valorizada al precio en barra (P_B), y adicionalmente recibe el valor de la energía generada en exceso (Qp-Qc) valorizada al precio spot del sistema (P_S), que en el caso peruano corresponde al Costo Marginal del sistema. Si la energía producida es igual a la contratada, el segundo término es cero y por lo tanto los beneficios variables del generador no dependen del precio spot, por lo que el generador con este tipo de contrato cubre completamente este tipo de riesgo.

$$\pi_{CD} = P_B Q_C + (Q_P - Q_C) P_S - CM_G Q_P$$

NOTICIAS INSTITUCIONALES

Visita del Dr. Martín Rodríguez Pardina

El día 9 de diciembre el Dr. Martín Rodríguez Pardina, director de la empresa consultora Macroconsulting S.A. y Doctor en Economía en la Universidad de Cambridge, realizó dos exposiciones sobre la problemática del sector eléctrico en la sede de OSINERG. La primera conferencia se tituló "Organización del Mercado e Incentivos a la Inversión en Generación". En esta conferencia, se analizaron los principales aspectos conceptuales de la competencia y fijación de precios óptimos de energía y potencia en la actividad de generación y como éstos, conjuntamente con el diseño del mercado eléctrico o conjunto de reglas existente en cada país tenían una serie de consecuencias sobre los incentivos a la inversión en nueva capacidad.

La presentación incluyó un análisis de las dos reformas del sistema eléctrico de Inglaterra y Gales, la primera basada en un mercado centralizado donde se detectaron una serie de problemas, y la segunda basada en un esquema más descentralizado y flexible, así como de la experiencia de reforma en Argentina. Entre los puntos resaltantes de la exposición destacan la influencia de las reglas de mercado sobre los riesgos que enfrentan las empresas y las ineficiencias que se pueden generar en mercados muy concentrados. Ambos aspectos pueden hacer menos atractiva la entrada de nuevos agentes al mercado.

La segunda conferencia se tituló "Desregulación de la Comercialización en el Mercado Eléctrico". En este

caso se analizó el contexto en el cual se inicia dentro de las reformas la desregulación de la actividad de comercialización y los requisitos o problemas que se pueden enfrentar por la existencia de segmentos monopólicos en la cadena de producción. En este contexto se discutieron los criterios de fijación de tarifas de acceso y condiciones de acceso adecuadas. Asimismo se analizó la problemática de la liberalización de la comercialización y la necesidad de un proveedor de última instancia para los usuarios residenciales así como los costos que puede conllevar este proceso en economías más pequeñas como la peruana.

Curso de Extensión Universitaria 2005

Desde el año 2003 el OSINERG viene realizando su Curso Anual de Extensión Universitaria especializado en Regulación y Supervisión de Energía, el mismo que está dirigido a estudiantes de los últimos ciclos y los jóvenes profesionales recién egresados de las especialidades de Derecho, Economía e Ingeniería de todas las universidades del país. El curso contiene un programa teórico - práctico de seis semanas (desde el 24 de Enero hasta el 6 de Marzo del 2005) orientado a preparar a los alumnos en tres especialidades: regulación tarifaria, supervisión de electricidad y supervisión de hidrocarburos.

Biblioteca OEE:

La Oficina de Estudios Económicos viene implementando una biblioteca con documentos, revistas y libros sobre temas como microeconomía, organización industrial, medio ambiente, econometría, regulación del sector eléctrico, problemática del sector hidrocarburos, entre otros. La lista de publicaciones se puede encontrar en la Intranet. Para cualquier información adicional escribir a cbandini@osinerg.gob.pe