

1 INTRODUCCION

Conforme a lo estipulado en la Ley de Concesiones Eléctricas, D.L. 25844 (Ley) y su Reglamento aprobado por D.S. 009-93, ampliatorias y modificatorias (Reglamento), es función del COES efectuar los estudios para la Fijación de las Tarifas en Barra del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, en la forma establecida en los artículos 47° de la Ley y 119° del Reglamento y el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE).

Con fecha 30 de diciembre del 2004 se ha publicado en el diario El Peruano la Ley N° 28447 que modifica, entre otros, el artículo 47° de la Ley.

De acuerdo con las referidas modificaciones de la Ley, el período de estudio comprenderá la proyección de veinticuatro (24) meses que comprende desde abril 2005 hasta marzo del año 2007 y los doce (12) meses anteriores al 31 de marzo del año 2005. Respecto de estos últimos se considerará la demanda y el programa de obras históricos.

El presente documento contiene el desarrollo del estudio correspondiente a la regulación tarifaria de mayo de 2005 (el ESTUDIO).

2 CONSIDERACIONES GENERALES

2.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

Las normas vigentes establecen las siguientes consideraciones para la proyección de la demanda:

- Se proyecta la demanda para el horizonte de veinticuatro meses, considerando su correlación con los factores económicos y demográficos relevantes.
- Comprende la demanda agregada de todos los suministros a ser atendidos por los integrantes del COES en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional en el período del estudio, agregando las pérdidas de transmisión correspondientes.
- Así mismo, de acuerdo a las recientes modificaciones de la Ley y lo establecido en el RIEE, para efectos de la Fijación Tarifaria a partir de mayo 2005 la proyección de la demanda y oferta extranjeras se determinará sobre la base de la simulación de las transacciones del último año para lo cual se tomarán en cuenta los datos históricos de ese año del SEIN y de los sistemas de los países involucrados. El MINEM, a propuesta del OSINERG, establecerá las premisas y parámetros de cálculo de las simulaciones a que se refiere la presente disposición.

Para mayores detalles referirse a los artículos 47° y 51° de la Ley, así como en los artículos 58°, 102°, 109°, 121° y 123° del Reglamento y el RIEE.



2.2 PROGRAMA DE OBRAS

Conforme a lo establecido en el Artículo 47° inciso a) de la Ley, el programa de obras corresponde al programa de obras de generación y transmisión factibles de ingresar en operación en el período del estudio (24 meses), considerando las obras que se encuentran en construcción y aquellas que están contempladas en el Plan Referencial.

Por tanto la metodología para la determinación del programa de obras comprende los siguientes pasos:

- a) Se considera los proyectos que se encuentran en construcción según las fechas de ingreso en operación, confirmadas por las empresas correspondientes.
- b) Se considera los proyectos asociados a los compromisos de privatización, tomando en cuenta los plazos de implementación de dichos proyectos, según lo informado por las respectivas empresas.
- c) Se considera otros proyectos del sector privado, en base a lo contemplado en el Plan Referencial de Electricidad y la información alcanzada por las empresas responsables de los proyectos involucrados. Se analizará la factibilidad de su entrada en operación en el período de estudio en cada caso.

2.3 COSTOS DE COMBUSTIBLES

Los precios asociados a los combustibles líquidos incluyen los siguientes componentes:

- Precio ex-planta.
- Transporte hasta la central térmica.
- Insumos para el tratamiento.
- Gastos financieros durante 15 días al 3.92 % anual para mantener stocks de seguridad.

El precio del combustible carbón incluye los siguientes componentes:

- Precios FOB en puerto de embarque.
- Costos de seguros y flete marítimo.
- Impuestos que no generen crédito fiscal.
- Costos de aduanas y otros costos de desaduanaje.
- Costos de descarga y fletes terrestres, hasta silos.

Para el precio del gas natural se considera lo establecido en el Decreto Supremo N° 055-2002-EM publicado el 21.12.2002 en el diario oficial El Peruano que señala que se tomará como precio del mercado interno, para los fines a que se refiere el inciso c) del Artículo 124° del Reglamento, el precio único que se obtenga como resultado de la aplicación del procedimiento N° 31 C "Información de Precios y Calidad de Combustible Gas Natural" aprobado mediante la Resolución Ministerial N° 609-2002-EM/DM, teniendo como límite superior el precio máximo dispuesto por el Decreto Supremo N° 034-2001-EM. Dicho precio máximo esta definido en los contratos entre el productor y el Estado.



2.4 COSTOS NO COMBUSTIBLES

Los Costos no combustibles (CNC) comprenden los siguientes conceptos:

- Lubricantes.
- Mantenimientos menores.
- Mantenimientos de combustores y zona de gases calientes.
- Mantenimientos mayores (Overhauls).

En los referidos costos se pueden identificar dos componentes: un costo variable con la producción de las unidades (CNC-V), y otro costo independiente de la producción (CNC-F).

2.5 RETRIBUCIÓN ÚNICA POR USO DE AGUA

De acuerdo al Art. 107° de la Ley de Concesiones Eléctricas, se considera el 1% del precio promedio de la energía a nivel de generación. En el modelo PERSEO se ha considerado el monto vigente al 30.12.2004 que equivale a 0.3026 US\$/MWh, por concepto de retribución única al Estado por uso de agua.

2.6 PRECIO BÁSICO DE ENERGÍA

Conforme a lo establecido en las recientes modificaciones de la Ley, *"Determinará el Precio Básico de la Energía por Bloques Horarios para el período de estudio, como un promedio ponderado de los costos marginales antes calculados y la demanda, debidamente actualizados al 31 de marzo del año correspondiente"*.

2.7 PRECIO BÁSICO DE POTENCIA EN PUNTA

Como base para el cálculo del precio básico de la potencia, el Art. 47° inciso e) de la Ley establece que cada COES "determinará el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico y calculará la anualidad de la inversión con la tasa de actualización correspondiente".

Los costos reconocidos para la central de punta, son los siguientes:

- a) El costo del equipo que involucre su precio, el flete, los seguros y todos los derechos de importación que le sean aplicables.
- b) El costo de instalación y conexión al sistema
- c) El costo fijo de personal que incluya los beneficios sociales.
- d) El costo fijo de mantenimiento.

Para el cálculo se considera todos los tributos aplicables que no generen crédito fiscal.

La anualidad de la inversión será calculada multiplicando el monto de la inversión por el factor de recuperación del capital obtenido con una tasa de actualización del 12% real y una vida útil de 20 años para el equipo de generación y de 30 años para el equipo de conexión.

A partir de la presente Fijación Tarifaria se debe aplicar el Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia aprobado con Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD del 30.09.2004.



Además, de acuerdo a la Resolución del OSINERG N° 278-2004-OS/CD a partir del 1° de noviembre del año 2004, se fija la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta y el Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, en los valores de 2,63% y 19,4% respectivamente.

2.8 COSTOS DE RACIONAMIENTO

Representa el costo promedio incurrido por los usuarios al no disponer de energía eléctrica y abastecerse de fuentes alternativas. De acuerdo a lo dispuesto en la Ley de Concesiones Eléctricas debe ser fijado por el OSINERG, por lo que para el presente estudio se ha considerado el costo de racionamiento vigente de 0,250 US\$/kWh.

2.9 TASA DE ACTUALIZACION

La tasa de actualización utilizada en los cálculos es del 12% real anual, de acuerdo con el Artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

3 DEMANDA DEL SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL

3.1 SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL

De acuerdo a la reciente modificación del artículo 47° de la Ley, para el primer año del periodo del Estudio corresponde utilizar la demanda histórica. Para ello se ha tomado en cuenta la demanda ejecutada del año 2004, en base a información estadística registrada en el COES a nivel de bornes de generación.

Con relación a la proyección de demanda para el resto del período, hasta marzo de 2007, se debe indicar que el modelo Perseo requiere para su simulación, datos anuales completos. Por tanto, ha sido necesario efectuar la proyección de demanda para los años 2005 al 2007 inclusive.

Para la proyección de la demanda se ha utilizado el modelo econométrico ajustado que fue sustentado en el Estudio para la Fijación Tarifaria de noviembre 2004 y utilizado por el OSINERG para dicha fijación. No obstante se deja constancia que el COES ha propuesto al OSINERG en el mes de julio de 2004 un nuevo modelo econométrico de proyección de ventas de energía, con la adecuada anticipación para su aplicación en la Fijación Tarifaria de Mayo de 2005, y que presenta mejores indicadores estadísticos con relación el modelo aplicado en la Fijación Tarifaria anterior. Sin embargo, el OSINERG con fecha 14 de diciembre de 2004 comunicó sus observaciones a este modelo, las cuales se encuentran en proceso de ser absueltas por el COES. Este nuevo modelo deberá ser empleado por el OSINERG en la Fijación Tarifaria de Mayo de 2005.

3.1.1 METODOLOGÍA

- Con el modelo econométrico ajustado, se ha efectuado la proyección de las ventas de energía para el período 2005-2007 correspondiente al presente ESTUDIO.
- Se ha considerado para el año 2004 un crecimiento del PBI de (4.6%), y como ventas de energía (14 062 GWh).

