

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).



- Para el pronóstico del crecimiento del PBI se ha utilizado los resultados preparados por APOYO CONSULTORIA. Dichos resultados son los siguientes: año 2005 (4.5 %), año 2006 (3.9 %) y año 2007 (4.0%).
- El enlace de interconexión entre Perú y Ecuador ha sido culminado en diciembre 2004, por lo que para el presente ESTUDIO se considera que desde enero 2005 ya esta en operación la Interconexión radial con el Ecuador.

Para mayores detalles referirse al Anexo B. En dicho anexo se adjunta la metodología de cálculo de la demanda por barras, la metodología de cálculo de la demanda asociada a la interconexión con el Ecuador y el informe del consultor APOYO CONSULTORIA.

3.1.2 RESULTADOS

Se ha determinado que la proyección de las ventas de energía en el SEIN está dada por la siguiente ecuación:

$$\text{LN(VENTAS)} = 0.5928 * \text{LN(PBI)} + 1.6971 * \text{LN(POBLACION)} - 0.0594 * \text{LN(TARIFA)} - 0.0945 * \text{DUMMY}_{92} - 14.4868$$

Donde:

LN(Ventas): El logaritmo natural de la variable ventas.

LN(PBI): El logaritmo natural de la variable PBI.

LN(POBLACION): El logaritmo natural de la variable Población.

LN(TARIFA): El logaritmo natural de la variable Tarifa.

Dummy_92: Variable dicotómica para evitar el dato atípico del año 1992.

Con esta ecuación y los valores proyectados de los parámetros exógenos (PBI, Población y Tarifa) se obtienen los resultados de ventas de energía que se muestran en el Cuadros No 3.1.

En el Cuadro No 3.2 se resumen los resultados de la proyección de demanda del SEIN para el período 2005-2007.



**Cuadro No 3.1
PROYECCION DE PARAMETROS ECONOMETRICOS Y VENTAS DE
ENERGIA DEL SEIN**

| Año | PBI (Soles de 1994) | % | Población | % | Tarifas | % | VENTAS (GWh) | % |
|------|---------------------------|------|-----------|------|---------|------|-----------------|------|
| 2004 | 128,814 | | 24,614 | | 6.64 | | 14,062 | |
| 2005 | 134,674 | 4.5% | 24,972 | 1.5% | 6.64 | 0.0% | 14,551 | 3.5% |
| 2006 | 139,898 | 3.9% | 25,330 | 1.4% | 6.64 | 0.0% | 15,247 | 4.8% |
| 2007 | 145,435 | 4.0% | 25,688 | 1.4% | 6.64 | 0.0% | 15,978 | 4.8% |

**Cuadro No 3.2
PROYECCION DE LA DEMANDA DEL SEIN
Período 2005-2007**

| Año | Demanda (*) Anual MW | Energía (*) Anual GWh | Factor de Carga Anual | Tasa de Crecimiento (%) | |
|------|----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|----------------------------|---------|
| | | | | Potencia | Energía |
| 2004 | 3,143 | 21,960 | 79.5% | | |
| 2005 | 3,248 | 22,634 | 79.6% | 3.3% | 3.1% |
| 2006 | 3,381 | 23,544 | 79.5% | 4.1% | 4.0% |
| 2007 | 3,624 | 25,379 | 79.9% | 7.2% | 7.8% |

(*) Considera la producción de las CC.HH. Curumuy y Poechos y la demanda asociada a la interconexión con el Ecuador a partir de enero 2005.

Cabe notar que el crecimiento proyectado de energía para el año 2005 es del 3.1%, valor que se encuentra muy por debajo del crecimiento de los últimos años como se muestra en detalle en el numeral B1.3 del Anexo B. Resulta por lo tanto evidente la necesidad de utilizar el nuevo modelo econométrico de proyección de ventas de energía propuesto por el COES en julio de 2004.

