

## PRESENTACIÓN



### Señores Asamblea de Integrantes del COES-SINAC

Tengo el agrado de presentar a ustedes la Memoria del COES-SINAC correspondiente al ejercicio 2005, conforme a lo dispuesto por su Estatuto.

Como trabajos relevantes del ejercicio cabe destacar que se ha culminado el desarrollo del Estudio de Coordinación de Protecciones del SEIN con la entrega por parte del consultor TRANSENER del informe final correspondiente, quedando pendiente para el año 2006 solamente un curso de capacitación en protecciones.

Durante el año 2005 se concluyeron además los siguientes estudios: «Estudio de la Inflexibilidad Operativa de la CT Ilo 1» y «Pruebas Dinámicas para la Regulación de Frecuencia de las Unidades de Generación del SEIN». Mediante recursos propios se efectuó la «Actualización del Estudio de Rechazo Automático de Carga/Generación del SEIN» conforme a lo establecido en la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR).

En relación con la interconexión eléctrica con el Ecuador, el COES continuó las coordinaciones con su contraparte CENACE para la elaboración del Acuerdo Operativo y del Acuerdo Comercial, previstos en el Reglamento para la Importación y Exportación de Electricidad (RIEE). El COES también participó activamente en la revisión de la nueva versión del RIEE. Asimismo participó en reuniones de trabajo, tanto bilaterales con Ecuador, como multilaterales en el ámbito de la Comunidad Andina (CAN). Además, durante el año 2005 la Dirección de Operaciones elaboró los proyectos de nuevos procedimientos previstos por el RIEE así como las modificaciones de los procedimientos vigentes para considerar las Transacciones Internacionales de Electricidad. Dichos proyectos fueron puestos a consideración del Directorio del COES. La falta de una normativa actualizada en el Ecuador en concordancia con los últimos acuerdos bilaterales sobre armonización de normas ha imposibilitado que se concreten las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE) con tal país.

Por otro lado, en el año 2005 el COES continuó con la implementación de un Centro de Control de Respaldo y Contingencias en un local fuera de su sede institucional, como alternativa para las emergencias que se susciten en el Sistema de Control, Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA TR-COES), utilizado en el cumplimiento de las funciones de Coordinador de la Operación en Tiempo Real del SEIN. El COES inició la revisión de los Términos de Referencia para la implantación de un Sistema de Administración de Energía (EMS: «Energy Management System»), con el apoyo de la empresa «Project Consultants LLC».

Durante el año 2005 se incorporaron al Sistema nuevas instalaciones, en cumplimiento con lo establecido en los Procedimientos N° 20 y 21 del COES. Las principales instalaciones autorizadas para su ingreso al SEIN fueron la CH Yuncan (3 x 48,2 MVA), su línea en 220 kV Yuncan-Carhuamayo e instalaciones de transmisión asociadas. También es del caso destacar la adecuación para uso con gas natural de la unidad turbogás Westinghouse de la CT Santa Rosa (125 MW) y la rehabilitación de los tres grupos de la CH Callahuanca, la cual aumentó su potencia de 13,5 MW a 15,7 MW. Asimismo ingresó al SEIN la CH S. Rosa I (1,1 MW). En el caso de subestaciones, se incorporó la SE Cantera 214/60/210 kV, 20/20/6, 7 MVA, el reactor de 20 MVAR de la SE Azángaro e incrementaron su capacidad de transformación los clientes libres Aceros Arequipa (220/10 kV, 30/40 MVA) y Southern (138/13,8 kV, 60/72 MVA). En cuanto a líneas de transmisión en 138 kV, entró en servicio la LT Trujillo Norte-Alto Chicama (97,8 km) y fue repotenciada la LT Chimbote I-Chimbote Norte (6,5 km).

Por otra parte, en el año 2005 se retiraron de la operación comercial en el COES, tres (3) unidades de generación con una potencia efectiva total de 27,1 MW; la TG2 de la CT Chimbote (21,9 MW), el Grupo SWD (Stork) de la CT Piura (4,8 MW) y la CH Hercca (0,4 MW).

Los principales indicadores de la operación para el año 2005 son los siguientes:

- La demanda máxima de potencia alcanzó el valor de 3 305 MW registrada el día 20 de diciembre de 2005 a las 19:45 h. La producción anual de energía fue de 23 001,5 GWh, correspondiendo el 74 % del total a generación hidroeléctrica y 26 % a generación termoeléctrica.
- La demanda se cubrió con unidades de generación que originaron un costo marginal de corto plazo promedio anual de 63,78 U.S.\$/MWh.

Es importante destacar que el suministro de energía eléctrica a nivel de generación en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) se realizó sin que se produzca racionamiento alguno. Ello viene ocurriendo en el SEIN por trece años consecutivos, lo cual es un logro significativo que resulta excepcional entre los países de la región. Sin embargo, cabe notar que por el crecimiento de la demanda en el SEIN, actualmente algunos transformadores de potencia se encuentran operando con sobrecarga temporal o muy cerca de su potencia nominal. (SE Ica, SE Marcona, SE Juliaca y SE Guadalupe).

La perturbación más importante durante el año 2005 en el SEIN fue la acaecida el día 13/03/2005 a las 18:17 h cuando se abrió la interconexión 220 kV entre el Sistema Centro Norte y el Sistema Sur, al desconectarse las líneas Mantaro-Cotaruse-Socabaya, por fallas originadas en descargas atmosféricas y la ocurrencia de sobretensiones. Como consecuencia de esta perturbación se interrumpió 511 MW en el SEIN.

El volumen almacenado en los embalses del SEIN al final de 2005, correspondió a un año hidrológico preponderantemente seco, con la excepción de la cuenca del río Vilcanota, en la que se registró una hidrología promedio. Esta tendencia puede atribuirse a dos factores: primero, la utilización temprana de los embalses por la culminación anticipada de la anterior temporada de lluvias y segundo, las escasas precipitaciones registradas en el año 2005.

En efecto, para el lago Junín el volumen útil al 31/12/2005 fue de solamente 55,5 millones de m<sup>3</sup> (12,5% de la capacidad útil del embalse), habiéndose iniciado el año con 131,3 millones de m<sup>3</sup> (29,7 % de la capacidad útil del embalse). Similarmente en las lagunas de las cuencas de los ríos Rímac y Santa Eulalia, el volumen embalsado alcanzó al 31/12/2005 un valor de 75,2 millones de m<sup>3</sup> (26,6 % de la capacidad útil), habiéndose iniciado el año con 120,7 millones de m<sup>3</sup> (42,7 % de la capacidad útil).

Otro evento relevante ocurrido en el SEIN durante el año 2005, fue la paralización intempestiva del suministro de gas natural a las centrales térmicas de Ventanilla y Santa Rosa, acaecida entre el 16 de octubre y el 14 de noviembre, por una falla en el gasoducto proveniente de los yacimientos de Camisea, en la zona de Toccate, La Mar, Ayacucho.

Este evento afectó el despacho económico de las centrales eléctricas del SEIN, incrementando significativamente los costos de operación y los costos marginales correspondientes. En el período en que se tuvo déficit de abastecimiento de gas natural, el costo de operación del SEIN aumentó en aproximadamente 11 millones de Dólares de los E.U.A. y el costo marginal promedio del SEIN se incrementó de 35 a 135 U.S.\$/MWh.

Dada la creciente participación del gas natural en la generación de energía eléctrica en el país, según lo previsto para los próximos años, el impacto de similares interrupciones de suministro de gas natural en el futuro sería mucho mayor. Este impacto no viene siendo reflejado en la determinación de las tarifas del mercado regulado y muestra la necesidad de perfeccionar la normativa técnica de calidad de suministro de gas natural en el sector hidrocarburos.

El monto total de la energía activa transada en el COES ascendió a 20 098,9 GWh. Las transferencias netas de energía activa entre los generadores, como consecuencia del despacho económico de carga, alcanzaron la cifra de 2 412,5 GWh, que corresponde al 10,5% de la producción total. Estas transferencias determinaron pagos entre los generadores integrantes, cuya valorización ascendió a 99,2 millones de dólares americanos. La valorización de las transferencias de potencia entre los generadores integrantes determinó pagos por 33,3 millones de dólares americanos.

Además, en cumplimiento de sus funciones, el COES elaboró el Estudio Técnico - Económico para la fijación tarifaria de Mayo 2005 e inició el estudio correspondiente a la fijación tarifaria de Mayo de 2006, los cuales fueron presentados oportunamente al OSINERG. El COES asistió a las correspondientes audiencias públicas a las que fue convocado.

Durante el ejercicio 2005 el COES remitió al Ministerio de Energía y Minas (MEM) varias propuestas relativas a Procedimientos Técnicos. Fueron aprobadas y publicadas las modificaciones de los siguientes: Procedimiento N° 32 «Criterios y Metodología para la Programación de la Operación de Corto Plazo de las Centrales de Generación del COES», Procedimiento N° 33 «Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Termoeléctricas del COES», Procedimiento N° 34 «Determinación de los Costos de Mantenimiento de las Unidades Termoeléctricas del COES». El COES también ha venido trabajando en el nuevo procedimiento denominado «Procedimiento de Reserva No Sincronizada de Emergencia en el SEIN».

Cabe destacar que en el año 2005 continuaron presentándose retiros de empresas distribuidoras sin respaldo contractual, lo cual ha motivado que las valorizaciones tengan carácter provisional y ha ocasionado numerosas impugnaciones de las empresas integrantes. El año 2005 presentó nuevos retos al COES, por el importante crecimiento de la demanda del SEIN (5,6 % en potencia y 5 % en energía), por los problemas derivados de la falta de contratos de las empresas distribuidoras y por las negociaciones con el CENACE del Ecuador para concretar los proyectos de los Acuerdos Operativo y Comercial, no obstante, tales retos fueron afrontados exitosamente. Por ello, expresamos nuestro sincero agradecimiento al personal de la Dirección de Operaciones, por el esfuerzo y constancia demostrados en el desempeño de sus funciones, así como a los profesionales y técnicos de las empresas integrantes, que han apoyado nuestra labor en los diferentes Comités de Trabajo.

Lima, 16 de marzo de 2006.



Ing. Carlos Fossati  
Presidente del Directorio