

PRESENTACIÓN



Señores Asamblea de Integrantes del COES-SINAC:

Tengo el agrado de presentar a ustedes la Memoria del COES-SINAC (en adelante COES) correspondiente al ejercicio 2006, conforme a lo dispuesto por su Estatuto.

Como actividades relevantes del ejercicio, cabe destacar que se contrataron e iniciaron tres importantes estudios; el «Estudio Integral de Tensión, Compensación Reactiva y Estabilidad de Tensión en el SEIN», el «Estudio de la Reserva Rotante y de la Regulación de Frecuencia en el SEIN» y el de «Elaboración de Procedimientos Técnicos para la Obtención de Modelos de Sistemas de Regulación del SEIN», el cual definirá las pruebas necesarias a los sistemas de control de los grupos generadores y de los compensadores estáticos (SVC) del SEIN. Estos estudios concluirán en el transcurso del año 2007.

Además, durante el año 2006 se concretó la capacitación prevista en el contrato del Estudio de Coordinación de Protecciones del SEIN, mediante un curso dictado por TRANSENER/CEI en el mes de agosto a los especialistas en protecciones de las empresas integrantes del SEIN y de la Dirección de Operaciones. Con tal capacitación, el contrato de esa consultoría quedó liquidado. Asimismo, en cumplimiento con lo establecido al respecto en la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR), se distribuyó una versión actualizada del referido estudio a las empresas integrantes del SEIN. Asimismo, mediante recursos propios fueron elaborados los estudios de «Actualización del Esquema de Rechazo Automático de Carga y Desconexión Automática de Generación del SEIN - Año 2007» y el «Estudio de Estabilidad del SEIN», que posibilitó establecer límites operativos en los principales enlaces del SEIN, cumpliéndose oportunamente con lo indicado en la referida NTCOTR.

Con relación a la interconexión eléctrica con el Ecuador, el COES continuó las coordinaciones con su contraparte GENACE, habiéndose logrado concordar los proyectos de Acuerdo Operativo y de Acuerdo Comercial, previstos en el Reglamento para la Importación y Exportación de Electricidad (RIEE). El COES participó activamente en reuniones de trabajo, tanto bilaterales con Ecuador como multilaterales en el ámbito de la Comunidad Andina (CA). Además, durante el año 2006 la Dirección de Operaciones revisó los proyectos de procedimientos previstos por el RIEE y propuso modificaciones a los procedimientos del COES para considerar las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE). Dichos documentos fueron puestos a consideración del Directorio del COES y remitidos al Ministerio de Energía y Minas (MEM) para su aprobación. Sin embargo, aun no se han concretado transacciones de electricidad regulares con el Ecuador, principalmente debido a la falta de una normativa actualizada en ese país, en concordancia con los últimos acuerdos sobre armonización de normas en el ámbito de la CA.

Por otro lado, en el año 2006 el COES continuó con la implementación de su 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 la Coordinación de la Operación en Tiempo Real del SEIN. Al presente falta la remisión de señales de algunas empresas del SEIN. Asimismo a fines del año 2006 el COES concursó la adquisición de un Sistema para la Conversión y Gestión de la Base de Datos de la Red Eléctrica (NMS: Network Management System) en estándar CIM (Common Information Model) para el sistema SCADA (Supervisory, Control and Data Acquisition System) y el Sistema de Administración de Energía (EMS: Energy Management System) del COES. Para la elaboración de los Términos de Referencia de los dos sistemas y la asesoría durante la calificación de los postores del concurso internacional, el COES contó con el apoyo de la empresa «Project Consultants LLC» de los E.U.A.

Durante el año 2006 se incorporaron al sistema nuevas instalaciones, cumpliendo con los requisitos establecidos en los Procedimientos N° 20 y 21 del COES. Entre ellas, las principales instalaciones de generación autorizadas fueron la ampliación de la CT Ventanilla a ciclo combinado (potencia total 485 MW con fuego adicional) y la CT Chilca I con una unidad turbogas (173 MW). En el caso de líneas de transmisión, ingresaron al sistema, la segunda terna 220 kV Yuncán - Carhuamayo (50 km), el sistema en 138 kV Huallanca - Sihuas - Tayabamba - Llacubamba (línea de 136 km y cuatro subestaciones) y la línea 138 kV Majes - Camaná (64 km).

Adicionalmente, se incrementó la capacidad de transformación en algunas subestaciones de Lima (S.E. Balnearios 3x 48/60 MVA, S.E. Santa Rosa de 85 a 120 MVA), en Trujillo (S.E. Trujillo Sur en 50 MVA) y en Ica (S.E. Ica en 50 MVA). Asimismo se incrementó capacidad de transformación en la S.E. Paragsha I (35 MVA), en la S.E. Cobriza I (50 MVA) y en instalaciones de los clientes libres SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION (dos transformadores de 70 MVA en Ilo1) y SHOUANG HIERRO PERU (un transformador de 25 MVA en la S.E. Mina de Marcona). Finalmente se debe mencionar el ingreso al SEIN del nuevo sistema en 220 kV de la SOCIEDAD MINERA CERRO VERDE (línea de transmisión en 220 kV y tres subestaciones, para una nueva carga prevista de 135 MW).

Los principales indicadores de la operación para el año 2006 han sido los siguientes:

- ✓ La demanda máxima de potencia alcanzó el valor de 3 580 MW registrada el día 19 de diciembre de 2006 a las 19:45 h. La producción anual de energía fue de 24 7623 GW.h, correspondiendo el 75% del total a generación hidroeléctrica y 25% a generación termoeléctrica.
- ✓ La demanda se cubrió con unidades de generación que originaron un costo marginal de corto plazo promedio anual de 68,06 U.S.\$/MW.h durante el año 2006. En el año 2004 tal costo marginal fue de 68,52 U.S.\$/MW.h y en el año 2005 fue de 63,78 U.S.\$/MW.h. Sin embargo, los precios de barra, que estableció el OSINERGMIN para tales años fueron, en valores promedio ponderado anual, 29,54 U.S.\$/MW.h, 26,05 U.S.\$/MW.h y 30,73 U.S.\$/MW.h respectivamente. Cabe notar que el costo marginal tiene una alta sensibilidad a la indisponibilidad de las unidades térmicas a gas natural, ya que su desconexión del sistema ocasiona la operación de unidades térmicas con costos variables significativamente mayores.

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 durante el año 2006. Ello viene ocurriendo en el SEIN por catorce años consecutivos, lo cual es un logro que no pueden mostrar otros países de la región. Sin embargo, en casos críticos fue necesario efectuar desconexiones manuales de cargas por problemas de bajas tensiones en el área de Lima. Asimismo, en el SEIN actualmente existen transformadores de potencia que se encuentran operando con sobrecarga temporal o muy cerca de su potencia nominal. (SE Marcona, SE Juliaca, SE Huallanca), lo cual amerita incrementar la correspondiente capacidad de transformación. En la SE Ica fue necesario instalar un transformador de reserva, al haberse sobrecargado el existente.

La perturbación más importante durante el año 2006 en el SEIN fue la acaecida el día 2006-08-12 a las 04:13 h, cuando no actuó la protección de la línea 220 kV Mantaro-Pachachaca (L-2218) ante un cortocircuito, saliendo de servicio el Complejo Hidroeléctrico del Mantaro. Como consecuencia de esta perturbación se interrumpió 846 MW en el SEIN. Los sistemas de protección de respaldo operaron conforme a lo previsto para afrontar esta contingencia severa.

El volumen almacenado en los embalses del SEIN al final de 2006, correspondió a un año hidrológico promedio. Para el lago Junín el volumen útil al 31.12.2006 fue de 178,9 millones de m³ (40,3% de la capacidad útil del embalse), habiéndose iniciado el año con 55,5 millones de m³ (12,5 % de la capacidad útil del embalse). Similarmente en las lagunas de EDEGEL, incluyendo el reservorio de Yuracmayo, el volumen embalsado alcanzó al 2006-12-31 un valor de 150,8 millones de m³ (53,3 % de la capacidad útil), habiéndose iniciado el año con 75,2 millones de m³ (26,6 % de la capacidad útil).

El monto total de la energía activa transada en el COES ascendió a 22 214,3 GW.h. Las transferencias netas de energía activa entre los generadores, como consecuencia del despacho económico de carga, alcanzaron la cifra de 2 309,0 GW.h, que corresponde al 9,3% de la producción total. Estas transferencias determinaron pagos entre los generadores integrantes, cuya valorización ascendió a 166,6 millones de dólares americanos. La valorización de las transferencias de potencia entre los generadores integrantes determinó pagos por 33,5 millones de dólares americanos.

El COES elaboró el Estudio Técnico - Económico para la fijación tarifaria del año 2006 y en cumplimiento de la Resolución del OSINERG N° 509-2006-OS/CD inició el estudio tarifario del año 2007, los cuales fueron presentados oportunamente al OSINERG. El COES asistió a las correspondientes audiencias públicas a las que fue convocado por el Regulador.

La Ley 28832 (Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica) del 23 de julio de 2006, la cual deberá ser reglamentada durante el año 2007, establece una nueva estructura para el COES con la incorporación de las empresas Distribuidoras y los Usuarios Libres. Asimismo se le incrementan nuevas funciones, como la Planificación de la Transmisión, la Administración del Mercado de Corto Plazo, las TIE, la asignación de responsabilidades por transgresiones a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) y el cálculo de las compensaciones económicas correspondientes.

Durante el ejercicio 2006 fueron aprobadas por el MINEM las modificaciones de los siguientes procedimientos del COES: 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» y Procedimiento N° 34 «Determinación de los Costos de Mantenimiento de las Unidades Termoeléctricas del COES». Asimismo, el Directorio del COES durante el año 2006 aprobó los procedimientos requeridos por el nuevo Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE), publicado el día 2005-11-24 (DS N° 049-2005-EM). El día 2006-09-05 el COES remitió al MEM una propuesta de adecuación de procedimientos internos para la determinación de los valores de potencia y energía firme, en cumplimiento del Reglamento de Cogeneración publicado el 2006-07-07 (DS N° 037-2006-EM) y el 2006-12-01 al OSINERG una propuesta de modificación de su Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia.

Cabe destacar que en el año 2006 continuaron presentándose retiros de empresas distribuidoras sin respaldo contractual, lo cual ha ocasionado desde el año 2004 numerosos recursos de apelación en el Directorio del COES, originando pedidos de ajustes en las valorizaciones provisionales así como diversas solicitudes de arbitraje. Con fecha 16 de diciembre de 2006 se publicó el Decreto de Urgencia N° 035-2006 el cual dispone la asignación por parte del COES de los retiros de potencia y energía, sin respaldo contractual, a las empresas de generación de propiedad estatal y a las empresas de generación de propiedad privada. Asimismo, establece que los retiros de potencia y energía sin respaldo contractual son aquellos comprendidos entre enero y diciembre de 2006. En cumplimiento a lo establecido por el Decreto de Urgencia N° 035-2006, con documentos COES SINAC/D-1458-2006 y COES SINAC/D-1459-2006 del 19 de diciembre de 2006 se remitió a los Gerentes Generales y representantes de las Empresas Integrantes del COES los informes del recálculo de la Valorización de las Transferencias de Potencia y Energía Activa, correspondiente al período de enero a noviembre de 2006. Con la aplicación del mecanismo de subastas establecido en la Ley 28832 se espera lograr la solución definitiva de este problema.

Finalmente, es del caso destacar que desde el año 2004 se ha intensificado la fiscalización del OSINERG al COES, lo cual ha implicado dedicar mayores recursos para atender los diversos requerimientos asociados.

El año 2006 presentó retos significativos al COES, por el importante crecimiento de la demanda que ha sido el mayor registrado en el SEIN en los últimos años (8,3 % en potencia y 7,7 % en energía), la progresiva congestión de las líneas de transmisión (principalmente en las líneas L-2215 Paramonga - Chimbote 1 por 747,75 h y L-2258 Paragsha - Carhuamayo por 241,5 h), la falta de compensación reactiva en el SEIN y por los diversos problemas derivados de la falta de contratos de las empresas distribuidoras. No obstante, tales retos fueron adecuadamente afrontados. 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 especialistas de las empresas integrantes, que han apoyado en los diferentes Comités de Trabajo.

Lima, 8 de marzo de 2007.

Ing. Carlos Fossati
Presidente del Directorio