

IV DIRECCIÓN DE OPERACIONES



El COES presenta a continuación las principales actividades realizadas en el ejercicio 2005:

A. ESTUDIOS

El COES en su Plan de Trabajo y Presupuesto Anual 2005 tomó las previsiones para ejecutar estudios en diversos temas técnicos:

1. Estudio de la Inflexibilidad Operativa de la CT Ilo 1

Este estudio fue ejecutado por la empresa CENERGIA. Ella efectuó el análisis de los factores que condicionan la operación de la CT Ilo 1, el análisis de las características del vapor que se produce por recuperación del calor de los gases de los hornos de la planta de la empresa SPCC, la evaluación de la potencia eléctrica obtenible a partir de la recuperación de calor, así como la definición de los mínimos técnicos de los componentes del proceso de cogeneración.

Basándose en criterios técnico-económicos y ambientales evaluó la necesidad de mantener los criterios de operación actuales, que disponen operar una caldera de fuego directo y los calderos de recuperación de calor manteniendo una carga mínima para la CT Ilo1. Finalmente formuló criterios generales de despacho de las unidades generadoras de la CT Ilo1 y sus respectivos generadores de vapor (calderos). Este estudio concluyó en febrero de 2005.

2. Auditoría de Unidades Regulantes que Proporcionan Reserva Rotante en el SEIN: Pruebas Dinámicas según el Procedimiento N°22

Durante el segundo semestre del año 2004 fue concursada la auditoría para efectuar las pruebas dinámicas para la regulación de la frecuencia a unidades generadoras del SEIN, a fin de cumplir con lo establecido en el Procedimiento N°22.

El concurso convocado fue ganado por la empresa consultora CESI, con quien se suscribió el contrato de servicios respectivo. Las pruebas en las unidades generadoras del SEIN se concretaron en el período del 15/11/2004 al 31/01/2005, recopilándose la información necesaria. El día 12/05/2005 el CESI presentó su informe final al COES con el resultado y conclusiones de las pruebas de campo realizadas. El informe final fue publicado en la página Web del COES-SINAC.

A mediados del mes de agosto de 2005 la Dirección de Operaciones remitió un resumen del estudio de CESI y recomendaciones a cada una de las empresas cuyas centrales fueron probadas, a fin que subsanen los defectos encontrados por el consultor y/o tomen medidas pertinentes para mejorar su contribución a la regulación primaria de frecuencia del SEIN.

3. Actualización del Estudio de Rechazo y Reconexión Automática de Carga y Desconexión de Generación del SEIN para el Año 2006

Este estudio fue elaborado por los especialistas de la División de Evaluación de la DOCOES, habiéndose concluido oportunamente en setiembre del año 2005. El esquema de rechazo de carga fue distribuido a las empresas integrantes del SEIN. Para elaborar el estudio se contó con personal externo de ingeniería de apoyo.

Fue establecido el esquema de rechazo automático de carga en el SEIN por relés de mínima frecuencia y relés de mínima tensión, el rechazo automático de generadores por sobre frecuencia y las calibraciones de los relés correspondientes. Este estudio, conforme lo prevé la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real (NTCOTR), entró en vigencia en el año 2006.

El estudio empleó los modelos de los sistemas de control de los grupos generadores obtenidos mediante las pruebas de campo ejecutadas sucesivamente por CESI y la última base de datos del SEIN, con modelos revisados y mejorados, en particular del comportamiento dinámico de las cargas de sectores del SEIN. Este estudio se realizó utilizando el paquete computacional DIGSILENT, el cual fue adquirido por la Dirección de Operaciones en el año 2004.

La Dirección de Operaciones cumplió con hacer conocer a las empresas del SEIN el informe del estudio denominado «Actualización del Esquema de Rechazo Automático de Carga/Generación del SEIN - Año 2006», en cumplimiento de la NTCOTR. Tal informe ha sido también publicado en la página Web del COES-SINAC.

4. Estudio para la Actualización del Procedimiento de Transferencias de Energía Reactiva

El procedimiento fue el resultado de un estudio concluido el año 2004 el cual fue expuesto a los miembros del Comité de Trabajo correspondiente. La empresa consultora fue CESI, la cual elaboró el informe «Actualización del procedimiento de transferencias de energía reactiva: Normatividad en los principales mercados internacionales y en el Perú, necesidad de remuneración de las transferencias». El estudio propuso un proyecto de procedimiento para valorizar la producción o la absorción de potencia reactiva y fijar el costo de energía y potencia reactiva que proporcionen los diversos equipos del SEIN.

El Directorio del COES-SINAC en sus sesiones S.D. N°241 y 243 efectuadas el tercer trimestre del año 2005, aprobó el proyecto de Procedimiento y acordó elevarlo al Ministerio de Energía y Minas (MEM). Al presente la propuesta de modificación integral del Procedimiento N°15 «Valorización de Transferencias de Energía Reactiva entre Integrantes del COES-SINAC» se encuentra pendiente de aprobación por parte del MEM.

5. Estudio de Coordinación de las Protecciones del SEIN (ECP)

El Estudio de Coordinación de las Protecciones del SEIN (ECP) lo elaboró la empresa TRANSENER S.A. la cual se asoció con CESI S. p. A. para su ejecución. Tal consultor inició el estudio en mayo de 2003, cuando la información de los parámetros de máquinas, líneas de transmisión, transformadores, reactores, compensadores, etc. entregada por las empresas del SEIN a través del Comité de Trabajo del Estudio de Coordinación de Protecciones (CT-ECP) del COES fue consistente y suficiente.

La Fase 1 del ECP relacionada con la coordinación de protecciones de la generación y transmisión del SEIN concluyó durante el año 2004, con la elaboración de los informes correspondientes. En el año 2005 se ejecutó la Fase 2 del ECP, la cual estuvo orientada a la coordinación de las protecciones en las fronteras con las empresas Distribuidoras y Clientes Libres del SEIN. El consultor entregó tanto el informe preliminar como el informe final de la Fase 2 previstos. Los informes fueron distribuidos a las empresas integrantes del SEIN y han sido publicados en la página Web del COES. El ECP se liquidará en el transcurso del año 2006, cuando se concluya el curso de capacitación previsto en sistemas de protección, para especialistas de las empresas y la Dirección de Operaciones.

La Supervisión del ECP estuvo a cargo de la empresa KEMA ECC Inc. la cual se asoció con la consultora GERS S. A. para efectos de la supervisión del estudio ECP. El Supervisor entregó sus informes de observaciones respecto de la Fase 1 y de la Fase 2 del ECP, elaborados por el Consultor TRANSENER, como estaba previsto en el contrato de servicios.

6. Estudio Integral de Tensión, Compensación Reactiva y Estabilidad de Tensión en el SEIN

El estudio integral de tensión, compensación reactiva y estabilidad de tensión fue concursado el cuarto trimestre del año 2005 y el Directorio del COES ha otorgado la Buena Pro a la empresa consultora CESI.

El estudio será ejecutado durante el año 2006, habiéndose previsto la entrega de un informe con el análisis de la situación actual y los estudios previstos en la Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR), los cuales serán distribuidos antes del 31/07/2006.

7. Estudio Integral de la Reserva Rotante y de la Regulación de Frecuencia en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

Los Términos de Referencia del estudio integral de la reserva rotante del SEIN fueron encargados por el Directorio a la empresa P.A. Consulting. Los Términos de Referencia fueron entregados por el consultor el 28/03/2005 y distribuidos a las empresas el 01/04/2005 mediante el documento COES-SINAC/D-321-2005. Estos fueron expuestos por el consultor en su versión final el día 05/04/2005 al Comité de Trabajo respectivo.

Al presente se encuentra en curso una revisión y actualización de los Términos de Referencia del Estudio Integral de la Reserva Rotante y de la Regulación de Frecuencia en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional por parte de la Dirección de Operaciones y de las empresas integrantes. Para ello se ha nominado al Comité de Trabajo de Reserva Rotante y Regulación de Frecuencia del SEIN. Asimismo, se revisan las Bases Administrativas correspondientes, para proceder a convocar al concurso de consultores, durante el primer semestre del año 2006.

8. Pruebas de Campo, Simulaciones y Determinación de los Modelos y Ajustes de los Reguladores de Tensión y Estabilizadores en Centrales del SEIN

El estudio relacionado a las pruebas de campo, simulaciones y determinación de los modelos y ajustes de los reguladores de tensión y estabilizadores en centrales del SEIN, no se ejecutará con el alcance previsto inicialmente en el Plan de Trabajo del Año 2005, en vista que gran parte de esa responsabilidad fue transferida a las empresas integrantes, conforme lo establece el numeral 1.4.5 de la NTCOTR publicada el 03/03/2005.

Al respecto la Dirección de Operaciones elaborará procedimientos para la ejecución de las pruebas de los sistemas de control de las centrales del SEIN y de otros equipos del SEIN, el cual incorporará los formatos requeridos en el numeral 1.4.5 de la NTCOTR. Para ello, trabajó durante el cuarto trimestre del año 2005 en los Términos de Referencia para un concurso de consultores para la ejecución de los referidos procedimientos. El proyecto de Términos de Referencia fue alcanzado para las observaciones pertinentes del Comité de Trabajo de Estabilidad Angular del SEIN. Durante el primer semestre del año 2006 se concretará el concurso de consultores.

9. Estudio para la implementación del EMS (*Energy Management System*) del Centro de Coordinación de la Operación en Tiempo Real del SEIN

En el año 2005 se inició la revisión de las especificaciones técnicas para la implementación de un EMS (*Energy Management System*) para el Coordinador del SEIN, según fue recomendado al COES en el estudio de planeamiento realizado por el consultor internacional Parsons & Brinckerhoff Ltda.

La decisión del Directorio del COES-SINAC de invertir en este proyecto fue postergada para el año 2006, supeditada a una definición de la manera en que se reconocerían los costos de inversión y de operación/mantenimiento. Esto fue determinado mediante el Decreto Supremo N°003-2005-EM publicado el 03/02/2005, el cual modifica el Artículo N°92 de la Ley de Concesiones Eléctricas, estableciendo que los costos serán cubiertos por los integrantes del COES.

Asimismo en ese Decreto Supremo se dispuso que el OSINERG establecerá los estándares técnicos mínimos del equipamiento que el Coordinador contará para el cumplimiento de sus funciones.

El 12/06/2005 el OSINERG publicó en el Diario Oficial El Peruano la Resolución N°099-2005-OS/CD mediante la cual aprobó la norma «Procedimiento para el Pago de los Costos Eficientes al Coordinador de la Operación del SEIN y a las Entidades Delegadas», cuyo objeto fue establecer los criterios, lineamientos y parámetros necesarios para efectuar el pago de los costos eficientes al Coordinador y a las Entidades Delegadas, de conformidad con el D.S. N°003-2005-EM.

El 03/12/2005 el OSINERG mediante Resolución N°436-2005-OS/CD ha publicado en el Diario Oficial El Peruano la Norma «Estándares Técnicos Mínimos del Equipamiento para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real del SEIN». En la misma fecha, mediante Resolución N° 436-2005-OS/CD, OSINERG ha fijado los costos eficientes de inversión, de operación y de mantenimiento que los Integrantes del COES reconocerán al Coordinador, por la coordinación de la operación en tiempo real.

El EMS a implementarse en cumplimiento a lo dispuesto en la NTCOTR (Artículo 1.5.4), permitirá un cumplimiento optimizado de las funciones del Coordinador del SEIN (CCO), actualmente a cargo del COES.



B. CONSULTORÍAS Y ASESORÍAS DIVERSAS

El COES en su Plan de Trabajo y Presupuesto Anual 2005 tomó las previsiones para ejecutar consultorías y asesorías en diversos temas técnicos:

1. Relacionadas a Aspectos Tarifarios del Año 2005-2006

Se consideró la participación de especialistas externo para apoyar en la ejecución de los estudios tarifarios, en la absolución de las observaciones de OSINERG, audiencias públicas y las apelaciones durante el año 2005. Estas consultorías fueron requeridas por la División de Estudios para un adecuado cumplimiento de sus funciones.

Los consultores ayudaron en los temas de proyecciones del PBI, análisis de las demandas y proyectos de nuevas cargas que se incorporarán al SEIN, así como en el análisis de los proyectos de generación que podrían ingresar en el horizonte del estudio tarifario.

Una actividad importante ejecutada durante el año 2005 fue la propuesta de un nuevo modelo de proyección de demanda empleado en los estudios tarifarios, efectuada con la colaboración del especialista Dr. Salomé Gonzáles. Posteriormente, desarrolló un complemento para la proyección del primer año, mediante un modelo ARIMA, el cual fue remitido al OSINERG. Este último modelo recibió algunas observaciones del OSINERG las cuales fueron absueltas por el COES.

2. Estudios, Análisis y Acciones Derivados del Cumplimiento de la norma NTCOTR del 03/03/2005 y Procedimientos de Servicios Complementarios

Con fecha 03/03/2005, la Dirección General de Electricidad mediante Resolución Directoral N°014-2005-EM/DGE, publicó una nueva versión de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de las Sistemas Interconectados (NTCOTR), la misma que asignó nuevas actividades y la obligación de realizar nuevos estudios periódicos, no previstos inicialmente en el Plan de Trabajo del Año 2005. El cumplimiento de la NTCOTR significó nuevas actividades en la Dirección de Operaciones.

Se contrató consultoría externa para la revisión, evaluación y estandarización de la secuencia de maniobras de conexión y desconexión de las instalaciones eléctricas de las empresas del SEIN, conforme a lo requerido por la NTCOTR.

También se tomaron los servicios de consultoría de la empresa norteamericana SISCO a fin de elaborar una propuesta al Ministerio de Energía y Minas de los protocolos de comunicaciones, los requisitos de calidad y las condiciones de intercambio de información en tiempo real entre el Centro de Control del Coordinador del SEIN y aquellos de las empresas integrantes del Sistema, atendiendo lo requerido en el Artículo 1.5.2 de la NTCOTR. Asimismo, se contrató a la empresa consultora Estudios Eléctricos S.R.L. de Argentina a fin de elaborar el procedimiento previsto en los Artículos 6.1 y 6.5 de la NTCOTR sobre grupos de arranque rápido por emergencia (reserva fría). Este procedimiento será presentado al Directorio del COES y luego al MEM para su aprobación y publicación.

3. Consultorías en Estudios de Operatividad, Análisis y Estadísticas de Fallas e Implementación de Sistemas de Protección y sus Calibraciones

Durante el año 2005 se efectuaron diversas consultorías relacionadas al análisis y estadísticas de fallas. Asimismo consultorías para análisis puntuales de implementaciones y/o recalibraciones de sistemas de protección de instalaciones del SEIN y en la revisión de expedientes técnicos de ingreso de nuevas instalaciones al SEIN.

Es del caso resaltar que con fecha 20/03/2005 fue publicado el D.S. N° 012-2005-EM, el cual modificó el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE), estableciendo en su Artículo 81 que las entidades cuya potencia efectiva de generación sea menor al 1% de la potencia efectiva de generación e igual o superior a 1000 kW, podrían integrar el COES a su elección, con los mismos derechos y obligaciones que el resto de integrantes. En virtud de dicha modificación se revisaron las solicitudes de la Sociedad Minera Corona S.A. y de Eléctrica Santa Rosa S.A.C para su ingreso al COES.

Además durante el año 2005 se ha recargado las labores en la Dirección de Operaciones como consecuencia de las solicitudes de ingreso de otras instalaciones menores, adicionalmente a la revisión de expedientes y estudios de operatividad (flujos de potencia, cortocircuitos, coordinamiento de protecciones, estabilidad, etc.) que presentan los integrantes del sistema para el ingreso al SEIN de nuevas instalaciones.

4. Utilización de Modelos y Programas para el Análisis Operativo del SEIN

El COES propició la participación de consultores internacionales a fin que apoyen a sus especialistas en la utilización de modelos y programas computacionales para el análisis de sistemas eléctricos de potencia. Se contrató a la empresa Megawatt para la capacitación de personal de la DOCOES en el paquete computacional «Power Factory Enterprise – DigSilent», (DIGSILENT).

5. Sistematización y Mecanización de Procesos de las Divisiones de la DOCOES

La actividad de sistematización y mecanización de procesos de las Divisiones de la Dirección de Operaciones fue considerada prioritaria durante el año 2005. En consecuencia, se contrataron servicios profesionales para apoyar al personal de las diversas áreas del COES en sus tareas específicas.

C. INCORPORACIÓN DE NUEVAS INSTALACIONES AL SISTEMA

La Dirección de Operaciones en conformidad a sus funciones y responsabilidades atendió oportunamente las actividades relacionadas a la incorporación de nuevas instalaciones al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. A continuación se presenta un cuadro con las NUEVAS INSTALACIONES INCORPORADAS AL SISTEMA, conforme a lo coordinado por el COES durante el año 2005.

NUEVAS INSTALACIONES INCORPORADAS AL SEIN EN EL AÑO 2005

EMPRESAS	NOMBRE DE LA INSTALACIÓN	CARACTERÍSTICAS BÁSICAS	FECHA INGRESO AL SEIN
ACEROS AREQUIPA	Reemplazo del Transformador TR2 de 16 MVA de la S.E Aceros Arequipa	220/10 kV 30/40 MVA	12/01/2005
REP	Reactor SE Azángaro	20 MVAr en la Barra 138 kV.	23/01/2005
HIDRANDINA	Nueva Celda 66kV en la S.E Caraz	Celda 66kV de la llegada de línea L-6678 Huallanca - Caraz	30/01/2005
DUKE - EGENOR	Interconexión 10,5 kV CT Piura (EGENOR) - S.E Piura Centro (ENOSA)	Repotenciación de los circuitos 1 y 2 de interconexión (de líneas aéreas a cables subterráneas) de la C.T. Piura con la S.E Piura Centro	25/02/2005
CIA TRANSMISORA ANDINA (CTA)	Línea 138 kV Trujillo Norte - Alto Chicama y Subestaciones	Línea 138 kV, 97,81 km	02/03/2005
		Transformador Trujillo Norte 220/138 kV - 100/100 MVA	
		Transformador Alto Chicama 138/13,8 kV - 12/12 MVA	
SHOUTHERN	Ampliación Subestación Totoral 138 kV	Transformador existente 138/13,8 kV 30/40 MVA Transformador Nuevo 138/13,8 kV 60/72 MVA	19/05/2005
EDEGEL	Cambio para uso con gas natural Unidad TG Westinghouse - Santa Rosa	125 MW	Desde el 24/06/2005 en operación comercial
EDECAÑETE	S.E. La Cantera	Transformador 214/60/10 kV y 20/20/6,66 MVA	24/07/2005
		Líneas San Juan - La Cantera (132 km) Independencia - La Cantera (82 km)	
SEAL	Línea 33 kV Socabaya-Paucarpata	Línea 33 kV, 5,2 km	26/07/2005
		Transformador en S.E. Paucarpata (T1) 31,6/10,4 kV-10/14 MVA	
ENERSUR	C.H. Yuncan	Potencia nominal por grupo: Grupo 1: 48,2 MVA Grupo 2: 48,2 MVA Grupo 3: 48,2 MVA	El día 08 de agosto a las 15:32 horas entró en servicio por pruebas el G-1 de la Central Yuncan, luego continuaron pruebas del G-2 y G-3 hasta que ingresó en operación comercial la central a las 00:00 horas del 24/08/2005
	Transformador de salida	220/13,8 kV	
	S.E Yuncan	Autotransformador 220/138/22,9 kV 120/120/9 MVA	
	Línea Yuncan-Carhuamayo	220 kV, 50,14 km	
ELECTROSUR	Cambio del Transformador en la S.E. Para (Tacna)	Transformador de 3 MVA por uno de 10 MVA	18/09/2005
ENOSA	Nueva Línea 60 Piura kV Oeste-Sullana	Tramos de líneas 60 kV de enlace de subestaciones	26/09/2005
	(L-6698)	S.E. Sullana 30/7/23 MVA-60/22,9/10 kV	24/07/2005
		S.E. Paita 8/8/8 MVA-60/10/4,16 kV	
		S.E. El Arenal 8 MVA - 60/13,8 kV	
HIDRANDINA	Nueva Línea 138 kV Chimbote 1 - Chimbote Norte (L-1108)	Reemplazo de las líneas 138 kV (L-108 y L-109) Conductor AAAC de 300 mm ² - 6,5 km	29/09/2005
EMPRESA MINERA CHUNGAR - ELECTROANDES	Suministro 50 kV de la derivación en "T" 50 kV (L-515 ó L-517) de la S.E. Shelby	Ampliación S. E. Shelby (1 bahía de salida en 50 kV)	10/11/2005
EDEGEL	Rehabilitación de la C.H. Callahuanca	G-1, G-2 y G-3 repotenciados de 13,5 MW a 15,7 MW	G-1 y G-3 el 09/1/2005, G-2 el 04/12/2005
ELECTRICA SANTA ROSA	Central Hidráulica Santa Rosa I (Andahuasi)	1,1 MW	10/12/2005

D. RETIRO DE UNIDADES DEL SEIN

Las unidades de generación retiradas del SEIN durante el año 2005 fueron las siguientes:

EMPRESA	UNIDAD	CARACTERÍSTICAS BÁSICAS	FECHA RETIRO COMERCIAL
EGEMSA	Grupo 2 de la Central Hidráulica de HERCCA	0,4 MW	21/01/2005
EGENOR	Grupo SWD (Stork)	4,8 MW	01/08/2005
EGENOR	TG2 de la CT Chimbote	21,9 MW	06/09/2005

E. INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA CON EL ECUADOR

La primera etapa de la interconexión con el Ecuador consiste en la conexión radial de cargas de la empresa Distribuidora EMELORO de Machala en la zona sur de ese país al SEIN, así como la alternativa de conexión radial de cargas de la zona de Tumbes y Talara al sistema eléctrico ecuatoriano. Esto se realizará mediante una línea de transmisión de 220 kV que operarán REP y TRANSELECTRIC (empresa de transmisión ecuatoriana). REP comunicó al COES que el Comité Directivo para la Ejecución del Proyecto declaró la disponibilidad de las instalaciones de la LT Zorritos-Machala, para operación comercial a partir de las 00:00 h del día 20/12/2004.

Se colaboró con el MEM en plantear sugerencias al proyecto de Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE) en su nueva versión el cual fue publicado el 24/11/2005. El COES continuó con las negociaciones con su contraparte ecuatoriana CENACE para la elaboración del Acuerdo Operativo y del Acuerdo Comercial, con la participación activa de su División de Programación y Coordinación y de su División de Transferencias, respectivamente.

Asimismo se colaboró con el Ministerio de Energía y Minas y el Ministerio de Economía y Finanzas, con el apoyo de un estudio jurídico especializado, para definir el tratamiento tributario y aduanero de las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE).

El día 20/07/2005 fue publicado en el Diario Oficial el Peruano un Decreto Supremo (D.S. N°095-2005-EF del 18/07/2005) mediante el cual se incorpora en el Apéndice V «Operaciones Consideradas como Exportación de Servicios» del Texto Único Ordenado de la Ley del Impuesto General a las Ventas (IGV) e Impuesto Selectivo al Consumo (ISC), el siguiente numeral (12), que exonera del IGV a las exportaciones de energía eléctrica:

«12. El suministro de energía eléctrica a favor de sujetos domiciliados en el exterior, siempre que sea utilizado fuera del país. El suministro de energía eléctrica comprende todos los cargos que le son inherentes contemplados en la legislación peruana».

Con fecha 24/11/2005 el Superintendente Nacional Adjunto de Aduanas emitió la circular N°028-2005/SUNAT/A, mediante la cual precisa el trámite para la aplicación del régimen aduanero de exportación, al suministro de energía eléctrica hacia el exterior. Esta circular fue publicada en el diario oficial El Peruano el día 25/11/2005. Con esta normativa se posibilitaría la exportación de electricidad al Ecuador.

Al presente está pendiente la aprobación de un Decreto Supremo que modifique algunos artículos del Reglamento de la Ley General de Aduanas, de modo que posibilite el trámite de importación de electricidad.

El día 25/11/2005 se le remitió al CENACE el texto del Acuerdo Comercial y el día 02/12/2005 se le remitió el texto del Acuerdo Operativo, para su consideración. En ellos se incorporaron los ajustes derivados de las modificaciones del Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE) publicado el 24/11/2005 (D.S. N°049-2005-EM), además de otras precisiones legales. Al presente, no se tiene respuesta del CENACE del Ecuador ya que se encuentra a la espera de modificaciones en su normativa legal interna respecto a las Transacciones Internacionales de Electricidad.

Mediante carta COES-SINAC/D-1264-2005 del 09/12/2005 se le comunicó al Ministro de Energía y Minas la imposibilidad de cumplir con la Disposición Transitoria Única del Decreto Supremo N°049-2005-EM publicado el 24/11/2005. En este Decreto Supremo se disponía que el COES debía remitirle en un plazo de 10 días hábiles, los Acuerdos Operativo y Comercial concordados con el Ecuador. Ello no fue posible debido a que aún se encuentra pendiente en ese país la emisión de la normativa que recoja, a la par como lo hizo el Perú con su última versión del RIEE, los resultados de la armonización normativa alcanzados entre ambos países.

Durante el año 2005 se realizaron suministros de emergencia al Ecuador en dos oportunidades, del 20 al 26 de Mayo y el 31 de Julio de 2005. En ambas oportunidades el COES prestó el soporte necesario para la determinación de los depósitos de garantía del suministro eléctrico. La empresa generadora ELECTROPERÚ asumió los suministros de emergencia en las dos ocasiones.

F. TRABAJOS IMPORTANTES EN LAS DIVISIONES Y OFICINAS

1. División de Estudios [DES]

Esta División desarrolló durante el año 2005 las siguientes actividades destacables:

- Estudios técnico-económicos de determinación de precios de potencia y energía en barra para las fijaciones tarifarias de mayo de los años 2005 y 2006. Se trabajó particularmente en las proyecciones del PBI, la revisión y absolución de observaciones al nuevo modelo econométrico de ventas y la evaluación de proyectos de generación, para los estudios tarifarios.
- Pruebas y comparaciones del modelo de fijación tarifaria PERSEO y otros (SDDP y MHTME).
- Cálculo de Potencia Firme Mensual del año 2005 de las unidades de generación de integrantes del COES.
- Cálculo de los Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema.
- Cálculo y balance de la energía firme para el año 2006 de las empresas integrantes aplicando los procedimientos N°13 y N°14.
- Se revisaron, recomendado su aprobación, los informes de los ensayos de potencia efectiva y rendimiento para 28 unidades de las centrales térmicas de las siguientes diez centrales térmicas: C.T. Piura (unidad SWD), C.T. Malacas (unidades TG1 y TG2), C.T. Pacasmayo (unidad Sulzer 3), C.T. Piura (unidad TG Piura), C.T. Bellavista (unidades MAN1 y Alco), C.T. Taparachi (unidades Sulzer MAN1, MAN2, MAN4 y Skoda1), C.T. Calana (unidades Wartsila 1 y 3), C.T. Pacasmayo (unidades Sulzer1, Sulzer2, Sulzer3 y MAN), C.T. Santa Rosa (unidad Westinghouse c/s inyección de agua), C.T. Ventanilla (unidades TG3 y TG4) en dos oportunidades, C.T. Tumbes (unidad MAK2), C.T. Yarinacocha (unidades Wartsila 1 a 4), C.T. Calana (unidades Wartsila 2 y 4) y C.T. Malacas (unidad TG3 con D2).
- Se revisaron, recomendando su aprobación, los informes de ensayo de potencia efectiva de las centrales hidroeléctricas: CH Mantaro, CH Restitución, CH Oroya y CH Pachachaca.
- Revisión de cálculos de costos variables no combustibles (CVNC).
- Aplicación de los Procedimientos N°31-A, N°31-B y N°31-C, relativos a precios y calidad de combustibles líquidos, carbón y gas natural.
- Revisión de informes de hidrología y potencia garantizada de centrales hidroeléctricas.
- Estudios eléctricos de operación de mediano y largo plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).
- Elaboración de los Términos de Referencia para el concurso del «Estudio Integral de Tensión; Compensación Reactiva y Estabilidad de Tensión en el SEIN».
- Revisión del Procedimiento N°34 «Determinación de los Costos de Mantenimiento de las Unidades Termoeléctricas del COES».
- Revisión de expedientes por el ingreso de nuevos integrantes e instalaciones al COES.
- Apoyo en estudios relacionados a la interconexión eléctrica Perú-Ecuador.

2. División de Programación y Coordinación [DPC]

Esta División desarrolló durante el año 2005 las siguientes actividades destacables:

- ☛ Planeamiento de la operación de mediano plazo (mensual / anual) y programación / reprogramación de corto plazo correspondiente al año 2005.
- ☛ Coordinación de la operación en tiempo real del SEIN de manera permanente en el año 2005.
- ☛ Programación / reprogramación del mantenimiento mayor, mensual y anual del año 2005.
- ☛ Supervisión de las pruebas de potencia efectiva a unidades de generación termoeléctrica y centrales hidroeléctricas, durante el año 2005.
- ☛ Se revisaron y aprobaron 281 procedimientos de maniobras, con el apoyo de consultoría externa.
- ☛ Se continuó automatizando el ingreso de información a la base de datos del COES. Para lograr este objetivo se coordinó con las empresas integrantes del SEIN, a fin de estandarizar los formatos de intercambio de información.
- ☛ En coordinación con las empresas integrantes se ha actualizado el Plan de Contingencias del SEIN, considerando las actuales restricciones operativas y la incorporación de nuevas instalaciones.
- ☛ Se ha elaborado los procedimientos de autoreestablecimiento en coordinación con las empresas integrantes, que incluye los pasos a seguir por aquellas involucradas para normalizar los suministros después de un colapso de un área del SEIN.
- ☛ Actualización de la información a remitir por las empresas integrantes del COES, en sus informes diarios del Centro de Control.
- ☛ Mantenimiento y elaboración de nuevos despliegues de las señales en tiempo real de las empresas integrantes para el SCADA. Hasta finalizar el año 2005 se ha implementado 516 señales analógicas y 1 243 señales digitales, con lo cual se tiene hasta la fecha 3 189 señales analógicas (mediciones) y 4 586 señales digitales (de estado y de alarma) que representan el 73,1% y 68,5% respectivamente del total de las señales requeridas por el CCO del SEIN a las empresas integrantes del Sistema. Asimismo, se elaboró 50 despliegues en las pantallas del SCADA del CCO, con lo cual se cuenta con 156 despliegues prioritarios, para la operación en tiempo real del SEIN.
- ☛ Cumpliendo con la NTCOTR publicada en marzo del 2005 se ha procedido a la revisión de la transferencia de información en tiempo real, solicitada por el Coordinador a las empresas integrantes del SEIN. Asimismo se ha revisado las señales solicitadas por las empresas integrantes para el reenvío de la información en tiempo real. Hasta finalizar el año 2005 se ha revisado lo correspondiente a 11 empresas integrantes del SEIN.
- ☛ Participación en el desarrollo de la consultoría para las pruebas dinámicas para la regulación de la frecuencia de las unidades de generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

- ☛ Participación al desarrollo de la consultoría para el estudio de evaluación de la inflexibilidad operativa de la CT Ilo 1. El estudio concluyó en Marzo del 2005.
- ☛ Implementación y pruebas del programa SDDP para la programación de mediano plazo.
- ☛ Implementación y aplicación del programa DIGSILENT para el análisis eléctrico en las evaluaciones pre-operativas.
- ☛ Coordinación con la contraparte del CENACE de Ecuador, para la definición de la versión final del Acuerdo Operativo para la interconexión Perú – Ecuador, incluyendo los procedimientos de detalle para la sincronización, el envío de señales en tiempo real, contingencias, despacho coordinado, etc.
- ☛ Participación en el grupo de trabajo binacional para la interconexión eléctrica entre Perú – Ecuador y propuestas de mejoras al Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE).
- ☛ Participación en el grupo de trabajo para el desarrollo del modelo de despacho coordinado entre Perú, Ecuador y Colombia.
- ☛ Participación en el Comité de Trabajo del Estudio Integral de Tensión, Compensación Reactiva y Estabilidad de Tensión del SEIN.

3. División de Evaluación [DEV]

Esta División desarrolló durante el año 2005 las siguientes actividades destacables:

- ☛ Evaluación de la Operación (diaria, semanal y mensual) del año 2005: horas de operación de las unidades térmicas, períodos de regulación de frecuencia y tensión, evaluación para las compensaciones por pruebas y despachos idealizados, indisponibilidades programadas y fortuitas, evaluación de hidrologías en cuencas representativas, actualización en la base de datos de la información de medidores de producción de energía, interrupciones y eventos, control de la calidad del producto en tensión y frecuencia, análisis y estadísticas de fallas.
- ☛ Análisis de 80 eventos asociados a fallas en el SEIN, estableciendo las causas de los eventos, identificando a los integrantes del SEIN que ocasionaron la falla y el planteo de las acciones correctivas correspondientes.
- ☛ Actualización de los parámetros de los equipos del SEIN (generadores, transformadores, líneas y equipos de compensación). Sistema de Información de Eventos y Base de Datos Técnicos en el SICOES.
- ☛ Actualización del Esquema de Rechazo Automático de Carga/Generación del SEIN (ERACG) año 2006.
- ☛ Modificación de los ajustes de las protecciones y otros aspectos técnicos, de equipos importantes del SEIN.
- ☛ Coordinaciones para la verificación y cumplimiento de requisitos mínimos del ingreso al SEIN de nuevas instalaciones, instalaciones en operación y/o repotenciaciones de unidades generadoras.
- ☛ Estudios y/o informes operativos de análisis de instalaciones del SEIN y estudios de operatividad para el ingreso de instalaciones al SEIN.

- ☛ Informes de cumplimiento del programa de mantenimiento mensual y de estadística de la operación de los equipos del SEIN.
- ☛ Participación en la elaboración de la propuesta del procedimiento de cálculo de costos variables no combustibles en lo que respecta a mantenimiento.
- ☛ Revisión del plan de expansión elaborado por REP respecto al sistema de transmisión y del planeamiento de la transmisión asociada al ingreso de nuevas centrales al sur de Lima.
- ☛ Informes ejecutivos mensuales para el Directorio, informes al OSINERG y el MEM, publicaciones en la página Web del COES, etc. Automatización y reformulación del informe semanal.

4. División de Transferencias [DTR]

Esta División desarrolló durante el año 2005 las siguientes actividades destacables:

- ☛ Se efectuaron las valorizaciones de las transferencias de potencia y energía correspondientes al año 2005, aplicando los procedimientos pertinentes.
- ☛ Se remitió al OSINERG y al MEM y se publicó en la página Web del COES, los informes mensuales del año 2005, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- ☛ Elaboración del anuario de las Estadísticas de Operaciones correspondiente al año 2004.
- ☛ Se presentó al Directorio el Procedimiento de Transferencias de Energía Reactiva, acordándose remitirlo al MEM.
- ☛ La actividad de sistematización y automatización de procesos fue desarrollada con prioridad durante el año 2005, particularmente en las valorizaciones de las transferencias de energía y potencia, en el cálculo de las compensaciones por arranques y paradas de las unidades del SEIN y en las compensaciones por operación a mínima carga de las unidades de la CT Ilo1.
- ☛ Implementación de la norma «Formularios, Plazos y Medios para el Suministro de Información de la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional», según Resolución OSINERG N°235-2005-OS/CD.
- ☛ Se participó activamente en las actividades relacionadas a la interconexión eléctrica con el Ecuador respecto al desarrollo del Acuerdo Comercial, remitiéndose el día 22/11/2005 una propuesta a CENACE. Asimismo se elaboraron procedimientos derivados de las nuevas funciones establecidas en el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE).
- ☛ Durante el año 2005 se realizaron suministros de emergencia a Ecuador en dos oportunidades, del 20 al 26 de Mayo (máxima demanda de 77,5 MW y energía de 7,097 GWh durante 135,7 horas) y el 31 de Julio (máxima demanda de 39,4 MW y energía de 0,368 GWh durante 11,7 horas), en cuyas oportunidades el COES prestó el soporte necesario para la determinación de los depósitos de garantía del suministro eléctrico en situación de emergencia, realizando el seguimiento diario de la información necesaria para la verificación de cobertura del suministro e información para la liquidación de las TIE.
- ☛ Se presentaron sugerencias respecto al proyecto de sustitución del Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE), el cual fue finalmente publicado el 24/11/2005.

- En el año 2005 continuó el caso de las empresas distribuidoras ELECTRO SUR MEDIO, ELECTRO NOR OESTE, HIDRANDINA, ELECTROCENTRO, ELECTRO SUR ESTE, ELECTRO PUNO, EDELNOR y LUZ DEL SUR, que no contaron con contratos de suministro eléctrico con algún generador integrante del COES, para abastecer totalmente sus consumos. De manera provisional y solo para fines de la valorización de las transferencias, dichos consumos fueron asignados a los generadores en función a sus ingresos mensuales por potencia. Asimismo, durante el año 2005 las empresas generadoras comunicaron al COES sus compromisos de asumir los retiros de energía y potencia del SEIN para el período 2005 al 2007, para lo cual se realizaron los recálculos mensuales correspondientes en las valorizaciones de potencia y energía en función a dichas declaraciones.

La provisionalidad de dichos recálculos se mantendría hasta superar plenamente los aspectos pendientes derivados de los suministros sin contrato. Con fecha 6 de diciembre de 2005 se presentó el recálculo de las transferencias para el período enero – setiembre 2005.

5. Oficina de Informática [OI]

La Oficina de Informática desarrolló las siguientes actividades destacables:

- Administración de la red LAN/WAN, mantenimiento del SICOES, desarrollo y mantenimiento del Web Site, información para las empresas sobre estadísticas de evaluación de las transferencias ICCP al Sistema SCADA del COES, investigación de nuevos estándares para sistemas SCADA, configuración y mantenimiento de la base de datos ICCP y documentación de los sistemas SICOES y TR-COES.
- Atención a la fiscalización del OSINERG al COES: «Evaluación del Sistema SCADA del Coordinador de la Operación en Tiempo Real del SEIN» y a la conexión de la UF-COES del OSINERG al SCADA del CCO del COES.
- Implementación de la norma «Formularios, plazos y medios para el suministro de información de la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional».
- Se elaboró el manual para el intercambio de información entre el Coordinador y los Integrantes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
- Se elaboró el expediente para la adquisición de un Sistema de Telefonía IP y se efectuó el concurso correspondiente.
- Durante el año 2005 se continuó desarrollando el sistema SCADA del COES denominado TR-COES, se trabajó en el reenvío de señales en tiempo real por medios alternativos y se mejoró el reporte de bitácora de los operadores de turnos del CCO.
- En el mes de setiembre del año 2005 se llevó a cabo una primera verificación de la operatividad del Centro de Control de Respaldo y Contingencias del SCADA TR-COES, faltando que las empresas conecten enlaces redundantes.
- Se mejoró el sistema de programación de mantenimiento, la generación automática del IDCOS el EOD, se desarrolló la base de datos de hidrología y se agregaron funcionalidades al registro de la frecuencia en tiempo real.

- ☛ El modelo para la determinación de la reserva denominado MAP-COES quedó integrado a la información del equipamiento, disponibilidad y otros datos contenidos en el SICOES.
- ☛ Se implementaron listas de distribución automática vía correo electrónico, para los grupos de usuarios de determinados servicios del SICOES.
- ☛ Con relación a la infraestructura, se decidió el almacenamiento externo de copias de respaldo de la información del COES, se implementó el RDSI PRI en el Centro de Control de Respaldo y Contingencia, se reemplazó el servidor de base de datos principal, se implementó un servidor Web Redundante, se actualizó el servidor Firewall y el servidor de correos dándole redundancia y se implementó el servicio de Internet inalámbrico.

6. Oficina de Administración

La Oficina de Administración desarrolló las siguientes actividades destacables:

- ☛ La evaluación y control presupuestal del ejercicio 2005 y la formulación de los Estados Financieros, en forma trimestral y anual.
- ☛ La auditoría de los Estados Financieros del ejercicio anterior e inicio de la auditoría del ejercicio 2005.
- ☛ Se ejecutaron durante el año 2005 los procesos de adquisición de bienes y de contratación de servicios presupuestados y se atendieron los servicios complementarios de seguridad y de limpieza mediante empresas especializadas bajo la modalidad de tercerización de tales actividades.
- ☛ Se elaboraron y actualizaron los Reglamentos Internos de Carácter Administrativo: «Otorgamiento de Pasajes y Viáticos al Personal del COES-SINAC en Comisión de Servicios», «Utilización y Control del Servicio de Taxi Contratado por el COES-SINAC», «Contabilización y Valuación de Activos Fijos», «Incorporación de las Diferencias de Cambio», «Inclusión de las Adiciones y Mejoras a los Activos Fijos», «Depreciación/Amortización Mensual y Anual de los Activos», «Retiros/Bajas de los Activos Fijos», «Transferencia Interna de los Activos Fijos», «Venta de Bienes Dados de Baja», «Tratamiento de los Activos que se Encuentran Totalmente Depreciados y Mantienen Vida Útil» y «Toma de Inventario Físico y Conciliación del Activo Fijo».
- ☛ Con la finalidad de atender situaciones imprevistas en el Centro de Coordinación de la Operación en Tiempo Real (CCO), se brindó el apoyo para la implementación del local del Centro de Control de Respaldo y Contingencias, con equipos e instalaciones de redes de comunicación y data.