

INFORME ANUAL DEL ONS

Ejercicio de 2009

08/04/10

ÍNDICE

<u>1 – Informaciones Institucionales</u>	4
<u>1.1 – Miembros Asociados del ONS</u>	4
<u>1.2 – Consejo de Administración</u>	8
<u>1.3 – Consejo Fiscal</u>	9
<u>1.4 – Directorio del ONS</u>	10
<u>1.5 – Mensaje del Consejo de Administración</u>	10
<u>1.6 – Mensaje del Director General</u>	11
<u>2 – Resultados Técnicos en 2009</u>	14
<u>2.1 – Planeamiento y Programación de la Operación</u>	14
<u>2.1.1 – La Operación Energética</u>	14
<u>2.1.2 – La Operación Eléctrica</u>	17
<u>2.1.3 – Evolución de los procesos y perfeccionamientos metodológicos</u>	19
<u>2.2 – La Operación en Tiempo Real</u>	21
<u>2.3 – El Suceso del 10 de Noviembre de 2009</u>	22
<u>2.4 – Indicadores de Desempeño del SIN en 2009</u>	24
<u>2.5 – La Administración de la Transmisión</u>	26
<u>2.5.1 - Ampliaciones y Refuerzos</u>	26
<u>2.5.2 – Acceso a la Red Eléctrica</u>	28
<u>2.5.3 - Análisis de Conformidad de Proyectos Básicos con los Requisitos Operacionales Establecidos en los Edictos de Licitación</u>	29
<u>2.5.4 - Contratos de Transmisión</u>	30
<u>2.5.5 - Escrutinio Mensual de Servicios y Encargos</u>	30
<u>2.5.6 - Sistema de Medición para Facturación</u>	30
<u>3 - Resultados de la Gestión en 2009</u>	30
<u>3.1 – Relacionamiento Institucional del ONS</u>	30
<u>3.2 – Relacionamiento Estratégico Internacional del ONS</u>	32

<u>3.2.1 - Very Large Power Grid Operators - VLPGO</u>	32
<u>3.2.2 - Comisión de Integración Eléctrica Regional - CIER</u>	33
<u>3.3 – Relacionamiento con Agentes e Integración de Nuevas Instalaciones al SIN</u>	33
<u>3.4 – Plan de Acción 2009-2012</u>	34
<u>3.5 – Gestión de Riesgos y Gestión de los Procedimientos de Red</u>	35
<u>3.6 – Gestión de Personas</u>	35
<u>3.7 – Telecomunicación y Tecnología de la Información</u>	38
<u>3.8 – Gestión Económico-Financiera</u>	39

1 – INFORMACIONES INSTITUCIONALES

1.1 – Miembros Asociados del ONS

AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia
AES Uruguaiana Empreendimentos
Afluyente Geração e Transmissão de Energia
Alumar Consórcio de Alumínio
Alumina do Norte do Brasil
Alumínio Brasileiro
Amazônia-Eletronorte Transmissora de Energia
Ampla Energia e Serviços
Anglo American
Anglogold Ashanti Brasil Mineração
Anglogold Ashanti Córrego do Sítio Mineração
ArcelorMittal Brasil
ArcelorMittal Inox Brasil
Arembepe Energia
Artemis Transmissora de Energia
ATE II Transmissora de Energia
ATE III Transmissora de Energia
ATE Transmissora de Energia
ATE VII - Foz do Iguaçu Transmissora de Energia
Barra do Braúna Energética
Borborema Energética
Braskem
Braskem Unib-RS
Brasnorte Transmissora de Energia
Brentech Energia
Cachoeira Paulista Transmissora de Energia
Caiuá - Serviços de Eletricidade
Campos Novos Energia
Campos Novos Transmissora de Energia
Candeias Energia
Canoas Duke
Caramuru Alimentos
Carbochloro Indústrias Químicas
Castelo Energética
Castertech Fundação
CEB Distribuição
CEB Geração
Celg Distribuidora
Celg Geração e Transmissão
Cemig Distribuição
Cemig Geração e Transmissão
Centrais Elétricas Brasileiras
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada
Centrais Elétricas de Pernambuco - Epesa
Centrais Elétricas de Rondônia
Centrais Elétricas de Santa Catarina
Centrais Elétricas do Norte do Brasil
Centrais Elétricas do Pará

Centrais Elétricas do Rio Jordan
Centrais Elétricas Matogrossense
Central Geradora Termelétrica Fortaleza
Cocal Termelétrica
Companhia Brasileira de Alumínio
Companhia Brasileira de Alumínio - Canoas
Companhia de Eletricidade do Acre
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
Companhia de Energia Elétrica do Estado de Tocantins
Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê
Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica
Companhia de Interconexão Energética
Companhia de Transmissão Centroeste de Minas
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
Companhia Energética Chapecó
Companhia Energética de Alagoas
Companhia Energética de Pernambuco
Companhia Energética de Petrolina
Companhia Energética de São Paulo
Companhia Energética do Ceará
Companhia Energética do Maranhão
Companhia Energética do Piauí
Companhia Energética do Rio Grande do Norte
Companhia Energética Potiguar
Companhia Energética Rio das Antas
Companhia Energética Santa Clara
Companhia Energética São Salvador
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica
Companhia Hidroelétrica do São Francisco
Companhia Luz e Força Santa Cruz
Companhia Paraibuna de Metais
Companhia Paulista de Força e Luz
Companhia Piratininga de Força e Luz
Companhia Siderúrgica de Tubarão
Companhia Siderúrgica Nacional
Companhia Transirapé de Transmissão
Companhia Transleste de Transmissão
Companhia Transudeste de Transmissão
Consórcio Candonga
Consórcio Capim Branco Energia
Consórcio Cemig-CEB
Consórcio Empresarial Salto Pilão
Consórcio EnerPeixe
Consórcio Funil
Consórcio Igarapava
Consórcio Jauru
Consórcio Paraibuna
Consórcio Porto Estrela
Consórcio Serra do Facão
Consórcio UHE Guilman Amorim
Copel Distribuição
Copel Geração
Copel Transmissão
Coqueiros Transmissora de Energia
Corumbá Concessões

Cosan Bioenergia - UTE Costa Pinto
Cosan Bioenergia - UTE Usina Rafard
CPFL Geração de Energia
Dona Francisca Energética
DSM Elastômeros do Brasil
Duke Energy International - Geração Paranapanema
EKA Bahia
Elektro - Eletricidade e Serviços
Eletrobras Termonuclear
Eletrogóes
Eletropaulo Metropolitana - Eletricidade de São Paulo
Eletrosul Centrais Elétricas
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia
Empresa Bandeirante de Energia
Empresa Brasileira de Transmissão de Energia
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema
Empresa de Transmissão de Energia de Santa Catarina
Empresa de Transmissão de Energia do Oeste
Empresa de Transmissão de Energia do Rio Grande do Sul
Empresa de Transmissão do Alto Uruguai
Empresa de Transmissão do Espírito Santo
Empresa Elétrica Bragantina
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul
Empresa Metropolitana de Águas e Energia
Empresa Norte de Transmissão de Energia
Empresa Paraense de Transmissão de Energia
Empresa Produtora de Energia
Empresa Regional de Transmissão de Energia
Enerbrasil - Energias Renováveis do Brasil
Energest
Energética Águas da Pedra
Energética Barra Grande
Energética Camaçari Muricy I
Energisa Borborema – Distribuidora de Energia
Energisa Minas Gerais
Energisa Paraíba
Energisa Sergipe
Enguia Gen BA
Enguia Gen CE
Enguia Gen PI
Espírito Santo Centrais Elétricas
Espora Energética
Expansion Transmissão de Energia
Fibraplac Chapas de MDF
Foz do Chapecó Energia
Foz do Rio Claro Energia
Furnas Centrais Elétricas
Geração CIII
Geradora de Energia do Norte
Gerdau Aços Longos - Barra dos Coqueiros
Gerdau Aços Longos - Caçu
Gerdau Aços Longos - SP
Goiana Transmissora de Energia
Ijuí Energia
Innova

Integração Transmissora de Energia
Interligação Elétrica de Minas Gerais
Interligação Elétrica Norte e Nordeste
Interligação Elétrica Pinheiros
Interligação Elétrica Sul
Investco - Lajeado
Itá Energética
Itapebi Geração de Energia
Itiquira Energética
Itumbiara Transmissora de Energia
Jauru Transmissora de Energia
Lanxess Elastômeros do Brasil
LDC Bioenergia
Light - Serviços de Eletricidade
Light Energia
Linde Gases
Londrina Transmissora de Energia
LT Triângulo
Lumitrans Companhia Transmissora de Energia Elétrica
Maracanaú Geradora de Energia
Mineração Maraca Indústria e Comércio
Mirabela Mineração do Brasil
MMX Minas-Rio Mineração
Monel Monjolinho Energética
MPX Energia
Nordeste Transmissora de Energia
Nova Era Silicon
NovaTrans Energia
Oxitenno Nordeste Indústria e Comércio
Paraíso-Açu Transmissora de Energia
Pedras Transmissora de Energia
Petróleo Brasileiro
Petróleo Brasileiro - Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados, FAFEN-SE
PIE-RP Termelétrica
Poços de Caldas Transmissora de Energia
Porto Primavera Transmissora de Energia
Refinaria Presidente Getúlio Vargas
Retiro Baixo Energética
Ribeirão Preto Transmissora de Energia
Rio Claro Agroindustrial
Rio Grande Energia
Rio Paracatú Mineração
Rio Verde Energia
Rosal Energia
São Mateus Transmissora de Energia
Serra da Mesa Transmissora de Energia
Serra Paracatu Transmissora de Energia
Siderúrgica Barra Mansa
Sistema de Transmissão Catarinense
Sistema de Transmissão Nordeste
Sul Transmissora de Energia
Tangará Energia - Guaporé
Termelétrica Itapebi
Termelétrica Monte Pascoal
Termelétrica Viana
Termo Norte Energia

Termo Pernambuco
Termoaçú
Termocabo
ThyssenKrupp CSA Siderúrgica do Atlântico
Tractebel Energia Suez
Transmissora Sudeste Nordeste
UEG Araucária
Uirapuru Transmissora de Energia
Usina Termelétrica de Anápolis
Usina Termelétrica Norte Fluminense
Usina Xavantes
Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais
Vale
Ventos do Sul Energia
Veracel Celulose
Vila do Conde Transmissora de Energia
Votorantim Cimentos
Votorantim Metais Níquel
White Martins

1.2 – Consejo de Administración

Categoría Producción:

- 1 Valter Luiz Cardeal de Souza (ELETROBRAS) como titular.
El suplente es Luiz Henrique de Freitas Schnor (CGTEE);
- 2 Mozart Bandeira Arnaud (CHESF) como titular.
El suplente es Antonio Bolognesi (EMAE);
- 3 Fernando Henrique Schuffner Neto (CEMIG).
El suplente es Alexandre Magno Firmo Alves (CDSA);
- 4 Maurício Stolle Bähr (TRACTEBEL) como titular. El suplente, Cesar Teodoro (DUKE) fue sustituido por Alcides Casado de Oliveira Junior a partir de 18/09/2009;
- 5 Xisto Vieira Filho (TERMOPERNAMBUCO) como titular.
La suplente es Maria das Graças Foster (PETROBRAS).

Categoría Transporte:

- 6 Wady Charone Junior (ELETRONORTE).
El suplente es Rogério Ribeiro Abreu dos Santos (NTE);

- 7 Ronaldo dos Santos Custódio (ELETROSUL) como titular.
El suplente es Nelson Gravino (ARTEMIS);
- 8 Celso Sebastião Cerchiari (CTEEP) como titular.
El suplente es Moacir Finotti (CELG);
- 9 Elmar de Oliveira Santana (TBE). El suplente, Alessandro Fiocco (TERNA), fue sustituido por Paulo Mota Henriques (TAESA) a partir del 02/12/2009.

Categoría Consumo

- 10 Delson Martini (CEEE) como titular.
El suplente es Eduardo Carvalho Sitonio (CELESC);
- 11 Wilson Pinto Ferreira Junior (CPFL) como titular. El suplente, Dorel Soares Ramos (ESCELSA) fue sustituido por Michel Nunes Itkes a partir del 16/04/2009;
- 12 Britaldo Pedrosa Soares (ELETROPAULO).
El suplente es Luis Fernando Guimarães (LIGHT);
- 13 Marcelo Maia de Azevedo Correa (NEOENERGIA) como titular.
El suplente es José Antonio Sorge (REDE);
- 14 Erico Teodoro Sommer (GERDAU).
La suplente es Vania Lucia Somavilla (VALE).
- 15 Márcio Pereira Zimmermann (MME).
El suplente es Ricardo Spanier Homrich (MME).

1.3 – Consejo Fiscal

- 1 Silvio Roberto Areco Gomes (CESP) como titular y Pedro José Diniz de Figueiredo (ELETRONUCLEAR) como suplente, representando la Categoría Producción;
- 2 Fabio Machado Resende (FURNAS) fue sustituido por Cesar Ribeiro Zani (FURNAS) a partir de 10/09/2009 como titular, y Humberto Gomes de Macêdo (PATESA) fue sustituido por Marcio Szechtman (TAESA) a partir del 23/09/2009 como suplente, representando la Categoría Transporte;

- 3 Rubens Ghilardi (COPEL) como titular y Antonio de Pádua Gonçalves Novaes (CEB) como suplente, representando la Categoría Consumo.

1.4 – Directorio del ONS

Hermes J. Chipp – Director General

Darico Pedro Livi

Luiz Alberto Machado Fortunato

Luiz Eduardo Barata Ferreira

Roberto José Ribeiro Gomes da Silva

1.5 – Mensaje do Consejo de Administración

Para una adecuada y amplia visualización de las múltiples actividades en que el Operador Nacional del Sistema Eléctrico – ONS estuvo implicado en 2009, con la debida licencia para el uso de la analogía, se necesitaría utilizar un lente con *zoom* variable.

Si la abrimos, podemos enfocar el relacionamiento internacional del ONS, en su esfuerzo para la formalización de la institución del Very Large Power Grid Operators - VLPGO, que ha culminado con la aprobación de su estatuto este año, así como los avances alcanzados en relación a sus principales desafíos técnicos: la preparación de una especificación sobre unidades de medición fasorial (PMU), la integración de fuentes renovables complementares, la operación de sistemas de alta tensión en corriente continua (HVDC) y la descripción de las mejores prácticas mundiales de recomposición.

Si se cierra un poco el lente, podemos visualizar el importante papel del Operador en la integración electroenergética con los países vecinos, utilizando recursos del SIN para abastecer las necesidades de los sistemas de Uruguay y Argentina.

Si se limita aún más el alcance del lente reajustando en las fronteras del SIN, se destacan el adecuado cumplimiento de las funciones institucionales del Operador, con neutralidad y transparencia, y el perfeccionamiento del relacionamiento con los Agentes Asociados de la organización. Se destacan, en 2009, las dos ediciones del Encuentro con Agentes y Asociaciones, uno el 8 de junio y otro el 7 de octubre, ambos con significativa presencia del público-meta. En el primer encuentro se compartieron diversos asuntos técnicos y de gestión con los participantes. En el segundo el objetivo fue identificar, bajo la óptica de los agentes y las asociaciones, cuáles eran los principales desafíos del Operador para los próximos cinco años, de modo que tales desafíos fueron considerados en el planeamiento estratégico para el horizonte 2010-2014.

Finalmente, si se cierra el *zoom* en los límites de la organización, toman foco las acciones para el perfeccionamiento de los procesos técnicos y para la gestión de personas, buscando atraer, retener y desarrollar los profesionales de su propio cuadro. Cabe en este punto destacar el trabajo desarrollado por el Consejo de Administración, que, con su formación equilibrada y representativa de los Agentes Asociados de la organización, se dedicó en 2009 al análisis de los indicadores corporativos de gestión y al estudio de las mejores soluciones para la ocupación por el ONS de instalaciones físicas más adecuadas y estandarizadas en Rio de Janeiro, en Florianópolis y en Recife.

Aunque se reconozca que ni siquiera con el recurso a la analogía podemos antever el futuro, nuestra expectativa es de que, teniendo en cuenta la competencia del equipo técnico del Operador y con la experiencia de su Directorio, los nuevos desafíos derivados del aumento de la complejidad de la operación integrada del SIN sean enfrentados y superados con el mismo éxito que ha marcado la trayectoria del Operador.

Maurício Stolle Bähr

Presidente del Consejo de Administración del ONS

1.6 – Mensaje del Director General

Para el Operador Nacional del Sistema Eléctrico, 2009 fue un año de resultados significativos, obtenidos tanto con el perfeccionamiento de su participación en la red de agentes y de su relacionamiento con las instituciones vinculadas a la gestión del sistema eléctrico-brasileño, como en la evolución de sus procesos técnicos y corporativos, así como en la ejecución de sus atribuciones básicas, de administrar la transmisión, planear la operación y ejercerla de forma centralizada, buscando garantizar la seguridad al menor coste.

En el ámbito externo, el ONS participó activamente del establecimiento del estatuto del Very Large Power Grid Operators Association – VLPGO. Su formatación jurídica propia crea las bases para el desarrollo de trabajos conjuntos, con el respectivo rastreo de los costes entre los miembros participantes, además de definir una política de intercambio de informaciones y conocimientos entre ellos. La estabilidad de su funcionamiento convierte el VLPGO en un foro privilegiado para el intercambio de experiencias en la gestión de grandes sistemas eléctricos, el cual traerá grandes beneficios para sus integrantes.

El ONS también intensificó en 2009 la actuación en la CIER a partir de su participación en el Proyecto CIER 15, que analiza las posibles transacciones de energía entre las regiones Andina, América Central y el Cono Sul. Además de eso, en la reunión del Comité Central de la CIER, realizada en noviembre de 2009 en Madrid, se nombró al Director General del ONS en el cargo de Primer Vicepresidente de la CIER para el período 2009/11.

En el ámbito nacional, el Operador perfeccionó el relacionamiento con sus 235 Agentes

Asociados, con las asociaciones sectoriales, con la Aneel y las demás agencias reguladoras que tienen relación con el sector, como la ANA y la ANP, con la EPE y la CCEE, y con el Ministerio de Minas y Energía. En este punto, se hace necesario registrar que la colaboración y la actuación integrada con todas esas organizaciones fue un factor preponderante para los resultados positivos presentados en este informe. Otro destaque de 2009 fue la ampliación del conjunto de instituciones que participaron del proceso de elaboración del planeamiento estratégico del ONS que, en ese ciclo 2010-2014, tuvo la colaboración de los Agentes Asociados y de sus asociaciones, autoridades del sector, agencias reguladoras y compañeros estratégicos en las universidades, centros de investigación y consultorías.

Se debe todavía resaltar que en 2009 se firmaron dos acuerdos operacionales de la más gran importancia para el ONS, con la EPE y con la ANA, estableciendo nuevas directrices para el relacionamiento e intercambio de informaciones técnicas.

En lo que se refiere a la evolución de los procesos técnicos y corporativos del Operador, merecen destaque en 2009:

- 1 La aprobación en carácter definitivo de los Procedimientos de Red, por medio de la Resolución Normativa n° 372/09 de 05/08/09, por primera vez desde su creación, exige una amplia revisión de estos documentos, motivada por los resultados de las Audiencias Públicas realizadas por la ANEEL.
- 2 El desarrollo de metodología para cálculo de los indicadores de seguridad energética, que se basa en elementos de referencia como el Nivel Meta, el Nivel Mínimo de Seguridad, la Curva de Aversión al Riesgo y la Curva Crítica de Operación, los cuales, en conjunto, representan un instrumento de fortalecimiento y mayor robustez de las recomendaciones del planeamiento energético anual, así como para la toma de decisiones por el CMSE a lo que se refiere a la garantía del abastecimiento energético en el SIN. Continuaremos trabajando para que su reglamentación y consecuente implantación ocurran en el transcurso de 2010.
- 3 La continuidad del proceso de perfeccionamiento de los modelos de planeamiento de la operación energética tiene como objetivo la reducción de la volatilidad del coste marginal de operación y, en consecuencia, del precio de liquidación de las diferencias.
- 4 La profundización del análisis de la reducción del número de submercados del SIN con el objetivo de reducir los riesgos a la exposición de la diferencia de precios entre submercados, lo que ha sido un factor inhibitor de la expansión de la oferta en el ambiente de contratación libre.
- 5 El perfeccionamiento de los estudios hidrológicos de planeamiento y programación de la operación energética, tendrá en consideración los modelos de correlación lluvia-flujo para el cálculo de las previsiones de afluencias en los aprovechamientos del sistema.
- 6 La implantación del Sistema Especial de Protección y Control que comanda la desconexión de unidades generadoras en la central de Tucuruí después la falta de

conexión entre tres o más unidades de la central de Itaipu60 Hz por el Esquema de Control de Emergencias asociado al tronco de 765 kV. Este sistema especial innovador, en que la señal de desconexión recorre 3.500 km, permite elevar el recibimiento por la región Sudeste en 700 MWmed, garantizando la integridad del SIN y evitando consecuencias más graves a la seguridad de la red.

- 7 La conclusión de la licitación pública internacional, la definición detallada del alcance y la firma del contrato de suministro con el Consorcio Siemens-Cepel para el proyecto e implantación de la Red de Administración de Energía del ONS – REGER, ya efectuó algunas de sus actividades, las cuales se iniciaron en 2009.
- 8 La interconexión al SIN de los sistemas aislados de los Estados de Acre y de Rondônia y la continuidad de los estudios para la interconexión del sistema Tucuruí-Manaus;
- 9 Los esfuerzos emprendidos para la mayor integración de las personas, por medio de importantes iniciativas para su gestión desarrolladas en el año, como el Programa de Reconocimiento y el premio Reconocer +, la participación activa de los empleados en la evolución del Plan de Gestión de Cargos y Remuneración, así como el de Trayectorias de Carrera.

La continuidad del atendimento energético se mantuvo, con la región Sudeste/Centro-Oeste supliendo una parte significativa de los requisitos de la región Sur durante el primer semestre de 2009, se hizo necesario para tal, en períodos más críticos, recurrir al envío de generación térmica complementar. En el segundo semestre del año, la mejoría de las condiciones hidrológicas permitió que todas las regiones alcanzaran niveles de almacenamiento, al final del período, bastante más elevados que los registrados en 2008.

La operación de la red eléctrica se condujo en conformidad con los criterios de continuidad, confiabilidad y calidad de abastecimiento establecidos en los Procedimientos de Red. La seguridad en el atendimento eléctrico alcanzada en 2009 puede traducirse por el indicador de robustez del SIN: en 96,8% de las perturbaciones, los cortes de carga verificados fueron inferiores a 100 MW. Esos indicadores se mantuvieron en los mismos niveles de los años anteriores, aunque se tenga en cuenta el crecimiento de la red de transmisión.

Enfrentamos el 10 de noviembre una ocurrencia de gran porte, con la desconexión de un 40% de la carga total del SIN y un tiempo medio de recomposición de 222 minutos en las regiones más afectadas. Aun cuando esta haya sido una contingencia triple atípica de bajísima probabilidad de ocurrencia, los sistemas especiales de protección actuaron de forma correcta y los esquemas de aislamiento evitaron la propagación del problema, teniendo las regiones Norte y Nordeste desconexiones de cerca del 7% de la carga por la actuación de los Esquemas Regionales de Alivio de Carga, mientras la región Sur tuvo preservada prácticamente la totalidad de su carga. El análisis del evento indicó varias acciones que ya se están implementando para perfeccionar la seguridad del SIN.

En lo que se refiere a la administración de la transmisión, el ONS consiguió agregar más

eficiencia y eficacia a los procesos de estudios de acceso, de proposición de ampliaciones y refuerzos, de gestión de los contratos y de apuración mensual de servicios y encargos.

En paralelo a esas medidas, se dio continuidad a las acciones para la permanente actualización de los recursos tecnológicos y de infraestructura. En especial, prosiguieron los estudios de las mejores soluciones para la ocupación por el ONS de instalaciones físicas más adecuadas y estandarizadas en Rio de Janeiro, en Florianópolis y en Recife.

Adicionado a esto siempre se buscó crear oportunidades para perfeccionar la capacitación técnica y el desarrollo humano de los colaboradores del ONS así como promover la gestión del conocimiento y el desarrollo tecnológico con plena conciencia de que las personas son, analizando en rigor, los verdaderos responsables por el cumplimiento, cada vez más exitoso, de las funciones institucionales de la organización. A ellas nuestro total agradecimiento en nombre del Directorio del ONS.

Hermes J. Chipp

Director General del ONS

2 – RESULTADOS TÉCNICOS EN 2009

2.1 – Planeamiento y Programación de la Operación

2.1.1 – La Operación Energética

Análisis a Mediano Plazo

En lo que se refiere al planeamiento anual de la operación energética, en junio de 2009 el ONS emitió el PEN 2009, el cual evaluó las condiciones de atendimento al SIN en el horizonte de mayo/2009 a diciembre/2013.

El análisis en el horizonte de cinco años permite al ONS encaminar propuestas para la toma de decisiones estratégicas, tales como: anticipaciones de obras, necesidad de evaluación, por el MME/CMSE y EPE, de la implantación de oferta adicional al programa de expansión definido para ese período, o incluso la constitución de Reserva de Generación y/o Energía de Reserva, en los términos de la Ley nº 10.848, de 15/03/2004 y del Decreto nº 6353, de 16/01/2008.

Se destaca como una de las conclusiones del PEN 2009 que la hidroelectricidad continuará como la principal fuente de generación de energía en los próximos cinco años, pero la participación de las fuentes termoeléctricas convencionales, como carbón, gas y

aceite, aumentará, en ese período, de 11.895 MW (12,1%) para 25.267 MW (19,9%).

Se debe también comentar que las condiciones de atendimento previstas en el horizonte 2009/2013 indicaban la conformidad con los criterios de abastecimiento preconizados por el CNPE, en la medida en que los riesgos de déficit de energía son inferiores al 5% en todos los subsistemas.

Como aspectos a destacar en cuanto a la recomendación, el PEN 2009 trae la necesidad urgente de evaluaciones para cuantificar el costo/beneficio asociado a la reducción de la restricción de flujo mínimo del río São Francisco y/o la ampliación de la capacidad de exportación de la región Nordeste, de forma que sea garantizada la plena utilización de la energía contratada en la región a partir de 2013.

En este contexto, el PEN 2009 recomendó que la ubicación de la nueva oferta en 2012 y 2013, resultantes de los LENs A-3 de 2009 y 2010 y del LER de 2009, debería próximamente priorizar las regiones Sur y Sudeste/Centro-Oeste. Sin embargo, expansiones adicionales en el Nordeste deberán evaluarse también, incluso considerando los costos necesarios para la planificación/ desarrollo de la logística de disponibilidad del aceite para generación térmica flexible, de modo que se garantice el abastecimiento de combustible para estas termoeléctricas y su plena utilización en situaciones en que se deban despachar para seguridad electroenergética del SIN.

Análisis a Corto Plazo

En lo que se refiere a la implementación a corto plazo de las directrices de la programación y de la operación, se debe resaltar que la distribución de las afluencias a lo largo del año de 2009 en el SIN no ocurrió de forma uniforme, principalmente en la región Sur del país, en la cual, en el primer semestre, se registraron valores significativamente reducidos, del orden del 30% con relación al promedio histórico.

El ONS identificó anticipadamente la ocurrencia de esta anomalía de precipitación en la región Sur, a través de metodología de análisis de las previsiones climáticas, el cual permitió la adopción de políticas de operación que atenuaron sus efectos para el atendimento energético a esta región.

De esta manera en el ámbito del CMSE, el ONS realizó estudios de evaluación de las condiciones de atendimento a la región Sur en 2009, optándose por la implementación en ese período de afluencias críticas en la región, por un almacenamiento mínimo de seguridad que equivale al 40% de la máxima capacidad de almacenamiento del Sur.

Teniéndose este nivel mínimo de almacenamiento como referencia, se dimensionó el envío térmico complementario requerido en la región Sur, en conjunto con la maximización del abastecimiento de energía a aquella región. A partir de la segunda quincena de julio, por medio del análisis de la evolución de las condiciones climáticas, el ONS identificó la reversión del cuadro hidrológico adverso en la región Sur, conforme informado en la

reunión del CMSE de mayo. Este hecho permitió la reducción gradual del envío térmico complementar a la región Sur.

Las afluencias a la región Sur se mantuvieron elevadas a lo largo del segundo semestre, alcanzando valores del orden del 255% de la MLT en el mes de septiembre y resultando en un valor medio anual del 124% de la MLT para la región.

En ese contexto, se destaca que, en el período de abril a julio, las afluencias también no se presentaron favorables en la región Sudeste/Centro-Oeste, siendo necesaria la implementación de envío térmico complementar en esa región para garantizar que se alcanzara el nivel meta de noviembre/09, conforme la metodología vigente para alcance de las existencias de seguridad/nivel meta al final del período seco.

Sin embargo, también hubo en la región SE/CO una significativa recuperación de las afluencias en el segundo semestre, con la energía natural afluyente alcanzando el 181% de la MLT en septiembre, resultando en un valor medio anual del 121% de la MLT. Este hecho permitió alcanzar los niveles meta en noviembre, sin necesidad de envío térmico complementar.

En las regiones Norte y Nordeste, la energía natural afluyente media anual se situó en el 110% y el 98% de la MLT, respectivamente.

Es importante destacar que la conjugación del envío térmico complementar aplicado en el primer semestre con las significativas afluencias observadas en el segundo semestre proporcionaron el llenado de los reservorios de acumulación del SIN al final de 2009.

La energía que se almacena en los reservorios de la región SE/CO alcanzó, al final de diciembre, el 72,6% del almacenamiento máximo. En la región Nordeste, el almacenamiento alcanzó el 65,5% en el final del año. Esos valores son superiores en el 16,7% y el 20,9%, respectivamente, a los almacenamientos verificados al final de 2008.

Otra acción que merece destaque se refiere a la estrategia operativa que se adoptó a lo largo de 2009, que pretende elevar el nivel de almacenamiento del reservorio de la central hidroeléctrica de Serra da Mesa con el objetivo de aumentar la capacidad de regularización del SIN, con los beneficios para la seguridad del atendimento energético. Vale destacar que esa medida sólo fue posible a partir de las acciones que el ONS emprendió junto a las de Furnas, para permitir la operación de las unidades generadoras como compensadores síncronos, lo que permitió minimizar la generación en la central sin comprometer el adecuado control de la malla de 500 kV a la cual se conecta. Al final del año, el volumen útil del reservorio alcanzó el 59% del máximo, marca superior alrededor del 20% al mayor valor registrado en los últimos diez años

Como en los años anteriores hubo oportunidad en 2009 para la integración energética con los sistemas eléctricos de Uruguay y de Argentina, habiéndose efectivado la exportación, con recursos de origen térmico no utilizados para atender a los requisitos del SIN, complementada por energía hidroeléctrica, a través de la modalidad “devolución”, una vez que esa energía exportada debe devolverse a Brasil hasta noviembre de 2009, conforme

lo acordado entre las partes.

2.1.2 – La Operación Eléctrica

Análisis a Mediano Plazo

En lo que se refiere al planeamiento anual de la operación eléctrica, en enero de 2009 el ONS divulgó el PEL 2009/2010, que presenta las evaluaciones del desempeño eléctrico del Sistema Interconectado Nacional – SIN para el período comprendido entre los meses de enero de 2009 y abril de 2010, y la conformidad con los criterios y patrones establecidos en los Procedimientos de Red.

Los estudios del PEL se desarrollaron, con el objetivo de evaluar principalmente: 1) el desempeño de las interconexiones regionales; 2) la necesidad de generación térmica consecuencia de restricciones en la transmisión; y 3) el atendimento a las áreas eléctricas del SIN.

A partir de esas evaluaciones, los principales resultados de los estudios del PEL 2009/2010 fueron:

- 1 Propuestas de adecuación del cronograma de las obras programadas (líneas de transmisión, transformadores, etc.) a las necesidades del SIN. Sobre este aspecto se destacan las acciones gerenciales para implantación inmediata de obras ya otorgadas por la ANEEL y las proposiciones de aceleración que las otorgan para un conjunto prioritario de obras y/o instalaciones estructurales ya definidas, las cuales traen beneficios directos en el desempeño de las interconexiones regionales y/o en los sistemas de abastecimiento a las áreas eléctricas analizadas.
- 2 Indicación de soluciones operativas, tales como: la implantación de Sistemas Especiales de Protección – SEP y el cambio de topología de la red, como por ejemplo, la abertura de impedimentos. Estas soluciones provisionarias o mitigadoras se justifican como recursos operacionales en última instancia, hasta que se haga viable la ejecución de los refuerzos y ampliaciones estructurales identificadas por los estudios de planeamiento del sistema.
- 3 Estrategias operativas que serán utilizadas en la operación electroenergética del SIN en este horizonte, se detallarán y actualizarán en los estudios eléctricos cuatrimestrales y mensuales, así como, en aquellos que son aplicados a los estudios energéticos de mediano plazo.

El ONS ha desarrollado varias acciones, en conjunto con los agentes asociados, que están dirigidas al análisis de la confiabilidad del SIN en lo que atañe a la seguridad eléctrica operacional. El objetivo es diagnosticar las principales necesidades de mejorías del SIN e indicar las providencias que deben tomarse con el objetivo de revitalizar las instalaciones existentes, adecuándolas a los patrones de seguridad prescritos en los Procedimientos de Red. Esos estudios se consolidan en el Plan de Modernización de las

Instalaciones de Interés Sistémico – PMIS, que se encamina a la ANEEL.

Análisis a Corto Plazo

A lo largo de 2009, el ONS desarrolló estudios e implantó medidas que posibilitaron la operación de la red eléctrica en conformidad con los criterios de continuidad, confiabilidad y calidad de abastecimiento establecidos en los Procedimientos de Red. Entre esos trabajos, merecen destaque:

- 1 La implantación en campo de los ajustes resultantes de la optimización de los sistemas de control de las unidades generadoras de las centrales hidroeléctricas de Salto Osório y Samuel y de la termoeléctrica Termonorte II, los cuales contribuyeron para la amortiguación de las oscilaciones electromecánicas;
- 2 La concepción e implantación de nuevos Sistemas Especiales de Protección y Control (SEPs), así como la revisión de los existentes, alcanzado un total de 279 de esos sistemas instalados en el SIN.

Se destaca en 2009 la implantación del SEP que comanda la desconexión entre unidades generadoras en la central de Tucuruí, después de la desconexión de tres o más unidades de la central de Itaipu 60 Hz por el Esquema de Control de Emergencias asociado al tronco de 765 kV. Este sistema especial innovador, en que la señal de desconexión recorre 3.500 km, permite elevar el recibimiento por la región Sudeste en 700 MW med garantizando la integridad del SIN y evitando consecuencias más graves a la seguridad de la red.

Se desarrollaron trabajos para optimizar los sistemas de control de generadores, desde el punto de vista sistémico, con el objetivo de asegurar el adecuado amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas, con vistas a minimizar las consecuencias de las perturbaciones. En esos trabajos, se contemplaron tanto la entrada en operación de nuevas centrales, como las alteraciones topológicas de la red de transmisión frente a la entrada en operación de nuevos componentes, a semejanza de la línea de transmisión en 230 kV Jauru-Vilhena, C1 y C2, que integra el sistema Acre/Rondônia al SIN,

También en 2009, el ONS participó de Grupos de Trabajo en conjunto con los agentes envueltos y la ANEEL, de forma articulada con las Secretarías Estaduales de Energía, con el objetivo de agilizar la implementación de las obras necesarias para la garantía del atendimento en puntos específicos del sistema, como Rio Grande do Sul, São Paulo y Maranhão.

El SIN se dimensiona segundo el criterio de seguridad N-1, o sea, incluso cuando algún elemento esté indisponible (contingencia simple), el sistema debe ser capaz de permanecer operando sin interrupción del suministro de energía, pérdida de estabilidad del sistema, violación de patrones de grandezas eléctricas (frecuencia, tensión, armónicos, etc.) y sin alcanzar límites de sobrecarga de equipamientos e instalaciones. En 2009, ocurrieron más de 500 contingencias de este tipo implicando la red básica del

SIN. La acción adecuada de los SEPs, asociada al buen desempeño de los sistemas de control, incluyendo los estabilizadores de señal adicional, garantizaron la seguridad operativa del SIN. Entre tanto, la operación de cualquier sistema está sujeta a contingencias múltiples, como la ocurrida el 10/11/2009, que se describirá sucintamente más adelante.

Con el objetivo de acelerar la normalización del abastecimiento después de acontecer alguna de las perturbaciones, se introdujeron diversas mejoras en el proceso de recomposición del sistema, tales como nuevos corredores de recomposición fluyente de las cargas.

2.1.3 – Evolución de los procesos y perfeccionamientos metodológicos

El ONS promueve el constante perfeccionamiento de las metodologías, criterios y modelos computacionales utilizados en el planeamiento y en la programación de la operación, inclusive a través de las actividades desarrolladas en el ámbito del Grupo de Trabajo de Perfeccionamiento de Modelos y Evolución Metodológica del Planeamiento y Programación de la Operación y Cálculo del Precio de Liquidación de las Diferencias (GT2), con la coordinación conjunta de la CCEE.

En cuanto al proceso de perfeccionamiento de los modelos relativos a la operación energética, uno de los temas que merece atención especial del ONS es la reducción de la volatilidad del coste marginal de operación (CMO) y, consecuentemente, del precio de liquidación de las diferencias (PLD). Ese asunto se ha tratado en el ámbito del GT2/CPAMP e implica acciones de corto y mediano plazo. Para aplicación en el corto plazo, se están estudiando medidas para la atenuación de las variaciones semanales de afluencias a través de la búsqueda de la combinación de las previsiones semanales con la previsión mensual. En cuanto a las soluciones de medio plazo, las acciones se dirigen hacia el muestreo selectivo de escenarios, estudio conducido en la FT-Newave, que está en proceso de validación, con conclusión prevista para junio de 2010, y para el re-muestreo del árbol de escenarios para abarcar un conjunto más grande de estados, con término previsto para el final del segundo semestre de 2010.

Otro tema que se está tratando en el ámbito de la Comisión CPAMP, con la participación efectiva del ONS, se refiere a los estudios que buscan reducir los riesgos de la exposición de la diferencia de precios entre submercados, que es factor inhibitorio de la expansión de la oferta en el ambiente de contratación libre (ACL). Esta acción se debe analizar con profundidad, teniendo en cuenta que la reducción del número de submercados que reduce el riesgo de exposición a la diferencia de precios para los agentes participantes del ACL, no obstante aumentará los encargos de servicio del sistema. El ONS propuso que sería recomendable la evaluación de mecanismos de mitigación, implicando la regulación económica, de tal forma que se incentive la expansión de la oferta en el ACL, sin que haya necesariamente la reducción en el número de submercados.

Para subvencionar la Comisión de Monitoreo del Sector Eléctrico - CMSE en el acompañamiento y evaluación permanente de la continuidad y de la seguridad del

abastecimiento eléctrico y energético del SIN, se concluyó por el ONS, en 2009, la metodología para cálculo de los Indicadores de Seguridad, perfeccionada a partir de sugerencias de los agentes y asociaciones presentadas en el ámbito del Grupo de Trabajo de Metodologías y Procedimientos de Apoyo a la Decisión – GT1, del CMSE. En 2010, se trabajará para su reglamentación, después de la aprobación en el ámbito del CMSE, para aplicación en el transcurso de ese año. Los Indicadores de Seguridad propuestos se basan en elementos de referencia, como el Nivel Meta, el Nivel Mínimo de Seguridad, la Curva de Aversión al Riesgo y la Curva Crítica de Operación. El posicionamiento de las existencias de energía en lo que se refiere a esos elementos de referencia, permite definir condiciones de atendimento normal, de alerta y de alarma, a mediano plazo, dotando el CMSE de un instrumento para la definición de medidas que se tomarán de acuerdo con la severidad de la situación.

Como parte del proceso continuo de perfeccionamiento de las herramientas de soporte al planeamiento y programación energética, se concluyeron también los estudios de aplicación del modelo SMAP – Soil Moisture Accounting Procedure – para la cuenca del río Grande, abarcando desde la central de Camargos hasta la central de Porto Colombia. La previsión de flujos para este conjunto de aprovechamientos hidroeléctricos representa cerca del 20% de la Energía Natural Afluente al subsistema SE/CO. Con la implantación operacional del SMAP en la cuenca del río Grande, ocurrida en el Programa Mensual de Operación del mes de octubre, la cobertura con modelos del tipo lluvia-flujo alcanzó la marca del 32% de la ENA del SE/CO. En la región Sur, los modelos lluvia-flujo ya se responsabilizan por la previsión del 90% de la ENA de esta región. En la cuenca del río São Francisco, se concluyó el desarrollo de aplicación del modelo Neuro3M, basado en técnica de redes neurales, para el aprovechamiento de Tres Marías. Este estudio de modelado lluvia-flujo se encaminó al final del año para la ANEEL, teniendo en vista la autorización de su implantación de forma operacional.

En el ámbito del planeamiento y operación de control de inundaciones se destacó la implantación de la nueva caracterización de situación en el control de inundaciones, en conformidad con la revisión de los Procedimientos de Red. Esta nueva caracterización incluye las situaciones de atención y alerta para perfeccionar los procedimientos en caso de inundación, incluso en relación a las atribuciones del ONS y de los agentes de generación. Al finalizar el año, los elevados almacenamientos verificados en los reservorios da cuenca del río Paraná y la previsión de anomalías positivas de precipitación debido al fenómeno climático ocurrido, "El Niño", condujeron a la adopción, con carácter preliminar, del escenario hidrológico húmedo para la designación de volúmenes de espera de esta cuenca. Esta medida aseguró mejores condiciones para la protección contra inundaciones que se ajustasen además a los aprovechamientos de la cuenca.

En lo que se refiere a las herramientas de evaluación de seguridad operativa, hubo en 2009 avances significativos en la utilización del programa Organon en los ambientes de planeamiento y programación de la operación y en la operación en tiempo real, estando establecido un plan de acción que definía las etapas de evolución para la efectiva

utilización de la región de seguridad en los procesos de planeamiento y programación de la operación. A través del uso del estimador de estado en tiempo real, se concluyó con éxito en 2009 la puesta en operación de por lo menos una región de seguridad dinámica del programa Organon para cada uno de los cinco Centros de Operación del ONS, incluyendo la recién integrada área Acre–Rondônia. Basándose en los resultados obtenidos con el uso del modelo en el año anterior, también se obtuvieron en el año en curso mejoras en el modelado y la dinámica y en la calidad de la representación de la red eléctrica.

2.2 – La Operación en Tiempo Real

En conformidad con el Plan Director de Supervisión y Control del ONS, prosiguieron las actividades del proyecto e implantación de la Red de Gerenciamiento de Energía del ONS - REGER. Durante el año de 2009, se concluyó la licitación pública internacional con selección del proveedor y, después la fase de definición detallada de objetivo (*work statement*), firmado el contrato de suministro con el Consorcio Siemens-Cepel en junio de 2009 e implantados los sistemas de prueba y los sistemas históricos PI/OSIsoft anticipados en cada Centro de Operación del ONS en noviembre.

El Proyecto del Sistema Nacional de Observabilidad y Controlabilidad – SINOCON alcanzó en 2009 la marca de implantación de 97 de las 116 unidades terminales remotas (UTRs) previstas para su Fase Emergencial. A lo largo de 2009, se colocaron en servicio más cinco UTRs. Los resultados alcanzados con la aprobación de proyectos, los resultados obtenidos en los exámenes de aceptación en la fábrica y la entrega de equipamientos en las centrales y subestaciones indican que, al final de 2009, el Proyecto SINOCON cumplió el 87% de su meta de realización física.

El 27 de octubre, se realizó el 2º Workshop de Disponibilidad y Calidad de Medidas, con la presencia de 72 representantes de 46 agentes. Se presentaron los resultados del análisis de los indicadores de disponibilidad y calidad, la rutina operacional y noticias sobre nuevo proyecto de perfeccionamiento de la observabilidad y controlabilidad del SIN. El evento finalizó con una sesión de despeje de dudas de los agentes y debates con representantes de los Centros de Operación del ONS.

En 2009, también se realizaron seis ejercicios simulados de recomposición del SIN, con la participación de 15 agentes invitados, que actúan en las áreas de transmisión, generación y distribución. Realizados sistemáticamente desde 2006, con el objetivo de simular un posible escenario de ocurrencia en la operación del SIN, esos ejercicios permiten evaluar el desempeño de los equipos, los procesos, los procedimientos y la adecuación de los recursos. Sirven como instrumento de desarrollo de los profesionales implicados, que utilizan ambientes similares a las salas de control de los Centros de Operación, con todos sus recursos de infraestructura, de modo a dar más realismo al proceso simulado.

En 2009, se introdujeron nuevos perfeccionamientos, como la adecuación de las pantallas del simulador para los Agentes, que permitió una mejor ambientación de sus operadores

con el simulador. Por la primera vez, se realizaron entrenamientos de recomposición implicando simultáneamente las áreas Sur y Sudeste, además de otro con las áreas Norte, Centro-Oeste y Nordeste. Además de esos eventos, se realizaron otros cuatro entrenamientos regionales.

En el área de Preoperación, se destaca la reformulación del Programa Diario de Operación y su disponibilidad en el sitio del ONS, que pretende facilitar la consulta de sus usuarios, y que se realizó a partir de oportunidades de mejoría identificadas en las investigaciones de satisfacción de los clientes, hechas en 2006 y 2008.

Entre las mejorías de los procesos y sistemas computacionales de apoyo a la apuración, almacenamiento y divulgación de informaciones sobre la operación realizada, se destaca la consolidación de procedimientos relativos a las Resoluciones de la ANEEL de n° 310/2008 y 270/2007.

2.3 – El Suceso del 10 de Noviembre de 2009

Descripción de la ocurrencia

El apagón ocurrido en la noche del 10 de noviembre, a las 22h13min, ocasión en que las condiciones meteorológicas eran adversas, fue provocado por descargas atmosféricas y/o reducción de la efectividad de aisladores sometidos a la severidad de esas condiciones y fue definitivamente un evento atípico, y de muy poca probabilidad de ocurrencia.

La central de Itaipu , en Paraná, posee potencia instalada de 14.000 MW y se responsabiliza por cerca del 20% de la energía consumida en Brasil y del 87% de la consumida en Paraguay. La transmisión, de propiedad de Furnas Centrales Eléctricas, se efectúa por medio de cinco líneas, cada una con alrededor de 900 kilómetros de extensión. Dos de ellas son en corriente continua, de Foz do Iguaçu hasta Ibiúna, en São Paulo; las otras tres líneas, en corriente alterna de 765 kV, se extienden hasta Tijuco Preto (SP). Particularmente en el caso de Itaipu, el sistema de 765 kV estaba operando según un criterio de seguridad todavía más riguroso, por encima de los patrones usualmente adoptados (contingencia simple), previniendo la posibilidad de pérdida de hasta dos líneas, o sea, en N-2 (contingencia doble).

De acuerdo con los registros oscilográficos, se registró un cortocircuito, a las 22h13, en el trecho entre Ivaiporã (PR) e Itaberá (SP), próximo a esta subestación. El cortocircuito alcanzó las tres líneas de transmisión de 765 kV del tronco de transmisión de Itaipú en alrededor de 10 centésimos de segundo, verificados desde el ocurrido en la primera línea hasta la completa eliminación del evento, en la tercera. La contingencia fue totalmente atípica, con tres cortocircuitos monofásicos prácticamente simultáneos, que evolucionaron para trifásicos, por la proximidad con la subestación.

Los Sistemas Especiales de Protección implantados por el ONS actuaron de forma correcta e inmediata. Las tres líneas de transmisión se desconectaron automáticamente,

para evitar daños a los equipamientos. La apertura de los tres circuitos interrumpió el volumen de energía transmitido para la región Sudeste y desencadenó una condición de oscilación entre las diversas áreas del SIN, que como consecuencia provocó abertura en cascada de decenas de circuitos de transmisión, interrumpiendo el abastecimiento de energía en las diversas regiones. Para una mejor comprensión de la severidad del impacto, se debe registrar que, entre la abertura de las tres líneas de 765 kV hasta el colapso en los estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santo y Mato Grosso de Sul, transcurrieron en menos de cinco segundos.

Consecuencias de la ocurrencia y recomposición del sistema

El apagón del día 10 de noviembre alcanzó las regiones de maneras distintas y fue más significativo en el Sudeste/Centro-Oeste, donde hubo una interrupción de 23.335 MW (el 62% de las cargas del área). Los esquemas de aislamiento funcionaron a contento y evitaron la propagación del problema, reduciendo el impacto de las perturbaciones en las regiones Sur, Norte y Nordeste. Las regiones Sur, Nordeste y Norte fueron muy poco afectadas por el apagón, con el 1%, el 8% y el 7% de su carga interrumpida, respectivamente, siendo las dos últimas por la actuación del Esquema Regional de Alivio de Carga. En el SIN, la carga total interrumpida fue de 24.436 MW, o el 40% del total.

A partir de un diagnóstico de la situación, el proceso de recomposición se inició inmediatamente y se realizó de modo gradual y coordinado, como indicado en los Procedimientos de Red del ONS. La falta de energía tuvo duración media de 222 minutos en Espírito Santo, Mato Grosso do Sul, Rio de Janeiro y São Paulo. Otros 14 estados tuvieron interrupciones inferiores a 40 minutos: Minas Gerais, Mato Grosso, Goiás, Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, Acre, Rondônia, Bahia, Sergipe, Paraíba, Alagoas, Pernambuco y Rio Grande do Norte.

Análisis de la ocurrencia y medidas propuestas

El estudio detallado de la ocurrencia está consolidado en el Informe (*Relatório*) de Análisis de la Perturbación - RAP, que se encaminó al CMSE y ANEEL el 17 de diciembre de 2009. El RAP presenta una relación de 53 acciones, con plazos y responsabilidades de actuación que están en consonancia con las tres metas fundamentales buscadas por el ONS: la primera de ellas es trabajar preventivamente, reforzando, cuando posible y viable, la seguridad del sistema; la segunda es, una vez que ocurre el problema, minimizar el efecto dominó; y la tercera es reducir el tiempo de recomposición.

Varias acciones propuestas en el RAP ya se están implementando, siendo que algunas ya se concluyeron. Con el objetivo de preservar la confiabilidad de la operación eléctrica del SIN, hasta que se concluyan las acciones relacionadas con la subestación Itaberá (instalación de los *booster sheds* y la mejoría del blindaje), el ONS, con base en determinación del CMSE, aumentó el nivel de seguridad en el tronco de 765 kV, entre las subestaciones de Foz do Iguaçu y Tijuco Preto, implantando límites que soporten la pérdida de tres circuitos en esta interconexión (criterio operacional N-3), aunque, para que se atienda a esta directriz, se necesite el envío de generación térmica adicional.

Considerando que el montante de generación térmica necesario está directamente asociado al comportamiento de la carga, los valores de generación térmica se están definiendo por el ONS en la etapa de programación diaria, con el objetivo de atender a los requisitos de seguridad al menor coste.

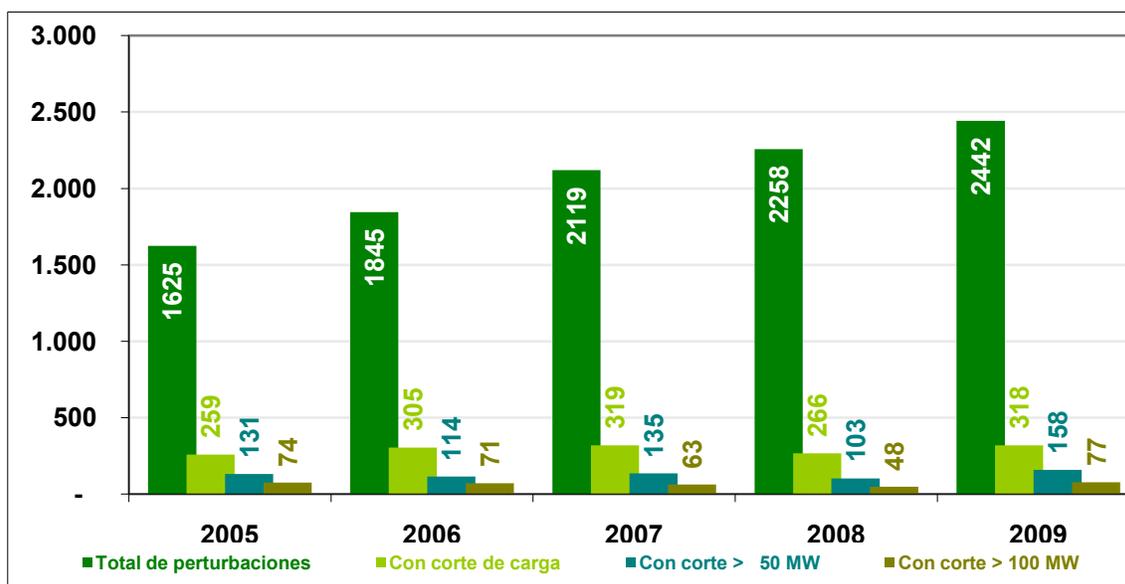
Finalmente, con el objetivo de perfeccionar los procesos envolviendo la seguridad del SIN, se destacan a seguir algunas de las acciones que tendrán tratamiento prioritario:

- 1 Reevaluación, en conjunto con la EPE, de los criterios de seguridad actualmente adoptados para el planeamiento de la expansión y operación, especialmente para puntos estratégicos de los sistemas de transmisión, como grandes centros de consumo y troncos de transmisión de desagüe de grandes bloques de generación.
- 2 Elaboración de propuesta de criterios para selección de un conjunto de instalaciones estratégicas del SIN, estableciendo procedimientos adicionales a los actualmente vigentes para acceso, planeamiento de operación, protección y control, operación en tiempo real y mantenimiento, así como criterio específico procurando facilitar los procesos de fiscalización efectuados por la ANEEL.
- 3 Reevaluación de los procedimientos de recomposición del sistema y corredores de transmisión, verificando la viabilidad de la utilización de centrales térmicas, las centrales nucleares de Angra 1 y Angra 2, e otros recursos, así como la incorporación de dispositivos de auto-restablecimiento en más centrales.
- 4 Reevaluación de los esquemas existentes en los principales troncos de transmisión y generación del SIN y la continuidad del proceso de implantación de aislamiento por subfrecuencia en pequeñas y medias centrales hidroeléctricas, con carga local.
- 5 Evaluación de la filosofía de protección de líneas de transmisión y de equipamientos de los principales troncos, cuya actuación pueda afectar el desempeño del SIN como un todo.

2.4 – Indicadores de Desempeño del SIN en 2009

Del total de 2.442 perturbaciones verificadas a lo largo de 2009, en sólo un 13,0% de ellas (318) se verificaron cortes de carga. Sin embargo, cabe destacar que sólo 77 ocurrencias (un 3,2% del total) representaron desconexiones superiores a 100 MW, que corresponde al consumo de una ciudad del porte de Nova Iguaçu, en Rio de Janeiro, o Pelotas, en Rio Grande do Sul.

Evolución del número de perturbaciones y de su impacto sobre el SIN

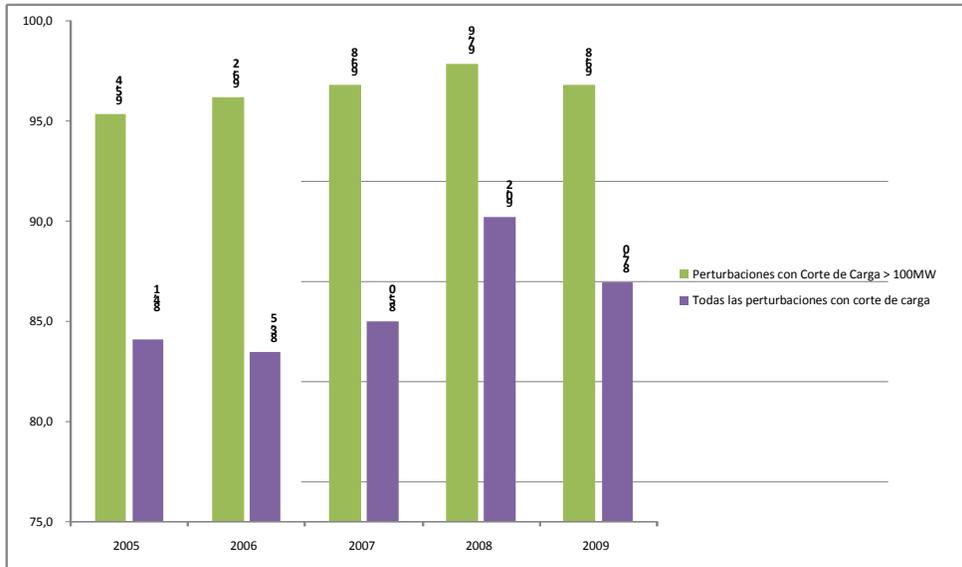


Los valores arriba se refieren a perturbaciones que involucraron la Red Básica.

Cabe registrar que, conforme la reglamentación específica del CMSE por la Resolución CMSE 01/2005, el ONS, en conjunto con los agentes, implantaron medidas especiales de operación, a fin de garantizar el abastecimiento electroenergético para eventos de gran relevancia, principalmente para los días de Carnaval, Navidad y Año Nuevo.

La seguridad en el atendimento eléctrico alcanzada en 2009 puede traducirse por los indicadores de desempeño del SIN. El indicador de robustez es un buen ejemplo de ese resultado, pues en un 96,8% de las perturbaciones, se verificaron que los cortes de carga fueron inferiores a 100 MW. Esos indicadores se mantuvieron en los mismos niveles de los años anteriores, aunque se tuviera en cuenta el crecimiento de la red de transmisión.

Indicador de Robustez del SIN



Los valores arriba se refieren a perturbaciones que involucraron la Red Básica.

2.5 – La Administración de la Transmisión

Entre las diversas acciones desarrolladas por el Operador en 2009 para garantizar la calidad y la robustez del sistema de transmisión del SIN a medio plazo, y también para perfeccionar su desempeño actual, merecen destaque:

- 1 Las actividades para la implantación del sistema de transmisión del Río Madeira;
- 2 La interconexión al SIN de los sistemas aislados de los Estados de Acre y de Rondônia y la continuidad de los estudios para la interconexión del sistema Tucuquí-Manaus;
- 3 La puesta en operación de la tarifa de uso del sistema para las centrales generadoras conectadas a nivel de tensión de 138 y 88kV (TUSDg), de acuerdo con la Resolución ANEEL 349/09;
- 4 La adecuación de los procesos y de los Procedimientos de Red para contemplar las responsabilidades del ONS en el tratamiento de las demás Instalaciones de Transmisión (DITs); y
- 5 La sistematización y emisión de los documentos para la habilitación técnica de las centrales participantes de la 1º Subasta de Energía de Reserva para fuentes eólicas.

En lo que respecta a la administración de la transmisión, el ONS emprendió en 2009 diversas acciones que posibilitaron agregar más eficiencia y eficacia a los procesos de: estudios de acceso, proposición de ampliaciones y refuerzos, gestión de los contratos y cómputo mensual de servicios y encargos. Se presenta a seguir una síntesis de las

actividades desarrolladas.

2.5.1 - Ampliaciones y Refuerzos

En 2009, se emitió el Plan de Ampliaciones y Refuerzos consolidado con el Plan de Expansión de la Transmisión – PAR/PET, para el trienio 2010-2012.

Las obras indicadas en ese documento señalan un incremento de más de 20.000 km en la extensión de las líneas de transmisión, y de alrededor de 25.000 MVA en la capacidad de transformación de la Red Básica en el período en referencia, discriminados en las tablas a seguir.

	Incremento Extensión - km			
	2010	2011	2012	
230	4.045	4.476	387	8.908
345	253	106	186	545
440	14	22	30	66
500	1160	3.666	1.355	6.181
± 600	---	---	4.750	4.750
Total	5.472	8.270	6.708,00	20.450

	Incremento Capacidad Transformación - MVA		
	2011	2012	
230	5.820	1.742	7.562
345	2.325	475	2.800
440	0	600	600
500	8.890	5.022	13.912
Total	17.035	7.839,00	24.874

Se estima que las obras incluidas en el PAR 2010-2012 irán requerir inversión del orden de R\$ 16 mil millones, considerándose los costes de referencia establecidos por la Eletrobrás. Entre las principales obras consideradas en ese estudio, se destacan:

Región Sur

1 *Estado do Mato Grosso do Sul*

2 Nueva red en 230 kV en el Estado de Mato Grosso do Sul para desagüe de la

generación de las centrales de la biomasa y de pequeñas centrales hidroeléctricas.

Regiones Sureste y Centro Oeste

1 Estado de São Paulo

- 2 Definición de nuevos puntos de abastecimiento (Subestaciones Cerquillo III, 230/138 kV, Nova Paraguaçu Paulista 138/88 kV y Assis 230/138 kV).
- 3 Línea de transmisión Araraquara 2 – Taubaté, en 500 kV, para desagüe de la generación de las centrales del Rio Madeira.

4 Estados de Rio de Janeiro e Espírito Santo

- 5 Definición de nuevos puntos de abastecimiento (subestaciones Viana 500/345 kV y Linhares 230/138 kV).
- 6 Línea de transmisión Mesquita – Viana, en 500 kV.
- 7 Línea de transmisión Mascarenhas – Linhares, en 230 kV.
- 8 Quinto transformador 345/138 Kb de la subestación Jacarepaguá y tercer transformador 345/138 kV de la subestación Viana.

9 Estado de Minas Gerais

- 10 Definición de nuevos puntos de abastecimiento (subestaciones Itabirito 500/345 kV y Padre Fialho 345/138 kV).
- 11 Líneas de transmisión Mesquita – Viana, em 500 kV, y Pirapora 2 – Montes Claros 2, en 345 kV.

12 Estado de Goiás e Distrito Federal

- 13 Definición de nuevos puntos de abastecimiento (subestación Trindade 500/230 kV).
- 14 Línea de transmisión Rio Verde Norte – Trindade, en circuito doble de 500 kV.
- 15 Líneas de transmisión en 230 kV: Trindade – Xavantes (en circuito doble), Trindade – Carajás y Xavantes – Pirineus.

16 Estado do Mato Grosso

- 17 Líneas de transmisión en 500 kV: Jaurú – Cuiabá, Cuiabá – Rio Verde Norte (em circuito duplo) y Rio Verde Norte – Trindade.
- 18 Líneas de transmisión en 230 kV: Nobres – Cuiabá y Nobres – Nova Mutum (en circuito doble).

Regiones Norte y Nordeste

- 15 Definición de nuevos puntos de abastecimiento (subestaciones 230/138 kV: Carajás, Tucuruí-Vila y Xinguara; subestaciones 230/69 kV: Teresina III, Encruzo Novo y Arapiraca).
- 16 Líneas de Transmisión en 230 kV: Jacaracanga – Cotegipe (circuito doble), Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus (terceiro circuito), Teresina II – Teresina III (circuito duplo), Miranda II – Encruzo Novo y Itacaiúnas – Carajás (tercer circuito).

Se destaca aún que, en 2009, se actualizó la base de datos georeferenciada – SINDAT, con las informaciones hasta el año de 2011, se emitieron alrededor de 2.000 mapas electrogeográficos para utilización de las empresas del sector eléctrico. Se resalta que el sitio del SINDAT registró 18.278 accesos en 2009.

2.5.2 - Acceso a la Red Eléctrica

En 2009 se emitieron 106 Pareceres de Acceso, siendo 70 para nuevos emprendimientos y 36 relativos a revisiones. Si se considera todo el período de 1999 a 2009, el valor medio anual ha sido de 50 Pareceres de Acceso emitidos, conforme ilustrado en el gráfico a seguir.

Se destaca todavía que, en 2009, se elaboraron 318 documentos de acceso para posibilitar la habilitación técnica de emprendimientos, en un montante de 10.314 MW, para participar de la 1º Subasta de Energía de Reserva para fuentes eólicas, realizada en diciembre.

2.5.3 - Análisis de Conformidad de Proyectos Básicos con los Requisitos Operacionales Establecidos en los Edictos de Licitación

La participación del ONS en el proyecto del sistema de transmisión del Río Madeira comprenderá diversas etapas, desde la aprobación de la conformidad de los proyectos básicos de las instalaciones a los requisitos operacionales establecidos en el Edicto de Licitación, hasta la etapa de su entrada en operación comercial, prevista para abril de 2012 (bipolo 1) y abril de 2013 (bipolo 2).

La primera etapa, en la cual se está analizando la conformidad de los proyectos básicos de las instalaciones con los requisitos establecidos en los Edictos de Licitación, se inició en 2009, y es de fundamental importancia para el proyecto, pues en ella se garantizarán todas las condiciones para el pleno y perfecto desempeño operacional del sistema. Esta etapa también asegurará la adecuada integración al SIN de las instalaciones que componen los diversos lotes.

Durante 2009, el ONS se implicó con diversas actividades relativas a la integración de este emprendimiento, destacándose:

- 1 Análisis de la conformidad de los proyectos básicos a los requisitos operacionales establecidos en el Edicto de Licitación. El ONS inició el análisis de toda esta documentación, implicado aproximadamente 550 documentos, entre informes de estudios, diseños de proyecto, características de equipamientos, definición de los sistemas de protección, comando y control, sistema de supervisión y telecomunicación. Se realizaron diversas reuniones de esclarecimientos con la participación de la EPE, ANEEL, transmisoras y fabricantes implicados.
- 2 Integración de las centrales de Santo Antônio y Jirau: se consolidaron las configuraciones de conexión de las centrales de Santo Antônio y Jirau.
- 3 Capacitación del equipo y herramientas computacionales: se realizó en 2009 el primero de los tres entrenamientos en transmisión en corriente continua previstos en el Edicto de Licitación de la transmisión. Este entrenamiento lo ministró la ABB para un equipo do ONS/EPE/ANEEL y tuvo duración de 40 horas.

Se destacan, todavía en 2009, la elaboración de propuestas de requisitos técnicos para facilitar la confección de los edictos de licitación de instalaciones de transmisión concernientes a las Subastas 001/09 y 005/09, totalizando 20 lotes, y la emisión de 21 Informes de Análisis de Conformidad de proyectos básicos.

2.5.4 - Contratos de Transmisión

En 2009, se celebraron 125 contratos de transmisión y 270 términos aditivos. Entre los eventos que celebraron estos instrumentos, se destacan las subastas de transmisión promovidas por la ANEEL en 2008; la integración del Sistema Acre / Rondônia al SIN; la recontractación anual de los montantes de uso por las concesionarias de distribución; la revisión de los ingresos anuales permitidos de las concesionarias de transmisión; y la aplicación de la Resolución Normativa ANEEL n° 349/2009, que introdujo la TUSDg.

2.5.5 - Cómputo Mensual de Servicios y Encargos

En 2009, el escrutinio de servicios y encargos de transmisión implicó 256 agentes, siendo 66 concesionarias de transmisión y 190 usuarios de la red, y totalizó un montante de R\$ 10.550,0 millones, siendo R\$ 8.691 millones relativos a la Red Básica (un 82%), R\$ 1.242 millones de la red de frontera (un 12%) y R\$ 617 millones referentes a encargos sectoriales (un 6%).

En 2009, aún se consolidó la implantación de la Resolución Normativa ANEEL n° 270/07, que trata de la mejoría de la calidad de la prestación de los servicios de transmisión con la introducción de la Parcela Variable por indisponibilidad. En julio se concluyó el primer ciclo de escrutinio de la PV y, para tal, se hizo necesario el análisis de 6.087 eventos en el período de julio de 2008 hasta junio de 2009, resultando en una reducción de ingreso por las concesionarias de transmisión del 0,58%. La implantación de este dispositivo traerá, con seguridad, relevantes beneficios al SIN, especialmente en lo que se refiere al aumento de la disponibilidad de sus instalaciones.

2.5.6 - Sistema de Medición para Facturación

En 2009, la implantación del Sistema de Medición para Facturación – SMF tuvo continuidad, con la realización de tres reuniones con los agentes para acompañamiento de la etapa de implantación, y el análisis de aproximadamente 1.000 proyectos básicos y alrededor de 1.300 informes de puesta en servicio de sistemas de medición.

3 - RESULTADOS DE LA GESTIÓN EN 2009

3.1 – Relacionamento Institucional del ONS

Intensificar las acciones de relacionamiento y comunicación con sus públicos prioritarios fue uno de los principales focos del Operador en 2009. A lo que se refiere a la comunicación externa, el ONS participó de diversos eventos técnicos sectoriales, colocando en relieve asuntos relacionados a la operación integrada del SIN, sea por medio de conferencias de sus dirigentes, presentación de trabajos de sus equipos técnicos o por la divulgación de sus resultados en estándares institucionales.

El Operador estrechó en 2009 su relacionamiento con la prensa, con el objetivo de prestar cuentas a la sociedad sobre las condiciones de abastecimiento electroenergético y sobre los principales resultados de la operación del SIN. En especial, justo después del apagón del día 10 de noviembre, el ONS asumió de forma transparente su papel de proveedor de informaciones confiables y actualizadas a la media, aunque estuviera en la fase de escrutinio de los acontecimientos.

El Director General del ONS estuvo siempre disponible para prestar esclarecimientos y conceder entrevistas, habiendo participado de diversos foros y de Audiencias Públicas en el Senado Federal y Câmara de los Diputados.

El área de Comunicación atendió a una gran cantidad de periodistas de los más variados vehículos, además de contactos por teléfono y *e-mail*. Esas acciones dieron origen a un gran número de citaciones al Operador en la prensa. En los tres primeros días después del apagón, se difundieron 121 artículos en la media impresa, 720 artículos en la internet y presentados 26 minutos de programación de TV sobre el asunto. En el mes de noviembre, se difundieron al todo 337 artículos en la media impresa con mención al ONS.

El Operador ocupó en 2009 un espacio en la media impresa correspondiente al 7,8% del dedicado a las cuestiones del sector eléctrico. El espacio favorable de exposición en la media alcanzó el 86,8% como promedio anual, valor inferior a los registrados en los últimos tres años (el 96,4% en 2008, el 95,9% en 2007 y el 98,5% en 2006). El índice registrado en 2009 fue influenciado por la difusión de artículos cuestionando los criterios de accionamiento de la generación termoeléctrica por cuestiones de seguridad electroenergética; críticas a la idea de reducción del flujo de salida en Sobradinho, en el río São

Francisco; y cuestionamientos a lo que se refiere al apagón del 10 de noviembre.

El *website* del ONS recibió cerca de 1.829 visitas externas por día durante el año, comprobando ser un importante instrumento de divulgación de las actividades técnicas del Operador y de relacionamiento con los internautas. La sección “Fale Conosco” del sitio electrónico recibió a lo largo del año alrededor de 1200 mensajes de visitantes.

En lo que respecta al relacionamiento institucional, se emprendieron en 2009 diversas iniciativas de encuentros y reuniones técnicas con los agentes asociados y con las principales asociaciones sectoriales. Se destacan las dos realizaciones del Encuentro con Agentes y Asociaciones, el 8 de junio y el 7 de octubre. La primera, realizada en la Oficina Central y transmitida por videoconferencia para todas las localidades del ONS, reunió 64 profesionales, representando 36 agentes y 10 asociaciones.

En ella, se enfocaron de modo amplio las acciones desarrolladas por el ONS, de modo a compartir su desarrollo con los agentes. Entre los asuntos abordados, se destacaron la racionalización del presupuesto; la búsqueda de instalaciones físicas más adecuadas y padronizadas; la elaboración de indicadores de gestión; y las medidas para adquirir y preservar conocimientos estratégicos para la organización. También se enfocaron los principales retos reguladores y metodológicos relacionados a la integración de los nuevos sistemas de la región Norte al SIN.

En el encuentro realizado el 7 de octubre, con 51 participantes representando nueve asociaciones y 28 agentes, el objetivo fue identificar, bajo la óptica de los agentes y asociaciones, cuáles los principales desafíos del Operador para los próximos cinco años, de modo que fueron considerados en el planeamiento estratégico para el horizonte 2010-2014. Además de las cuestiones de carácter técnico y relacionadas al mercado, que ocurrieron por el aumento de la complejidad de la operación del SIN, algunas asociaciones dieron énfasis a la necesidad de el Operador Nacional promover una comunicación más clara y objetiva con la sociedad.

Se dio inicio en 2009 a un programa de relacionamiento con las universidades, con la realización de conferencias institucionales para estudiantes de las facultades de ingeniería eléctrica de la PUC-Rio, UFF, CEFET y UFRJ. En los próximos años, ese programa deberá ampliarse para otras localidades, además de buscar otras formas de vínculo con las universidades que aseguren la formación de recursos humanos adecuados a las necesidades del Operador.

Se destaca también en 2009 la celebración de los acuerdos operacionales del ONS con la Empresa de Pesquisa Energética (EPE), firmado el 23 de enero, y con la Agencia Nacional de Aguas (ANA), firmado el 21 de octubre. En los dos casos, se establecieron nuevas directrices de relacionamiento e intercambio de datos e informaciones técnicas entre las organizaciones implicadas.

3.2 – Relacionamiento Estratégico Internacional del ONS

3.2.1 - Very Large Power Grid Operators - VLPGO

A partir de los resultados de la reunión de 2008 en Rio de Janeiro, a lo largo de 2009, con el ONS ejerciendo la presidencia de ese grupo, se emprendieron todos los esfuerzos para que el VLPGO fuera legalmente instituido, con personalidad jurídica propia. Se alcanzó ese objetivo en la reunión realizada en octubre, en Washington, patrocinada por el MIDIso, con la institución del estatuto “Bylaws do Very Large Power Grid Operators Association”.

Con eso, se aseguró la plena estabilidad de funcionamiento del VLPGO, que pasó a poder contratar servicios, dividiendo sus costes entre los miembros participantes, además de tener una política de intercambio de informaciones y conocimientos.

Los trabajos en 2009 se focaron en la preparación de una especificación sobre *Phasor Measurement Units* (PMU) y en la realización de pruebas en las unidades de los eventuales abastecedores. Se identificaron aún las cuestiones y retos asociados a la integración de fuentes renovables, en la operación de sistemas HVDC y la descripción de las mejores prácticas mundiales de recomposición.

Es importante registrar que el VLPGO se está convirtiendo también en un espacio donde los dirigentes máximos de los principales operadores del mundo intercambian directamente experiencias sobre el desempeño de sus sistemas y de nuevas tecnologías que se están utilizando, incluso rateando costes de consultoría en proyectos de interés común, como es el caso del trabajo sobre PMU.

3.2.2 - Comisión de Integración Eléctrica Regional - CIER

La actuación del ONS en la CIER se han intensificado principalmente a partir de su representación en el Proyecto CIER 15 – Estudio de Transacciones de Energía entre las regiones Andina, América Central y el Cono Sur, y por haber sido anfitrión de las reuniones del grupo de trabajo ocurridas en 2009.

El ONS participó como conferenciante en seminarios internacionales patrocinados por la CIER, oportunidades en las que aprovechó para estrechar relaciones con los demás representantes de Operadores de la América Latina, así como para integrar los trabajos que se han elaborados en el ámbito del VLPGO con aquellos de la CIER.

Se destaca todavía que, durante la Reunión de la Comisión Central de la CIER, realizada en noviembre de 2009 en Madrid, el Director General del ONS fue conducido al cargo de Primer Vicepresidente de la CIER para el período noviembre de 2009 – noviembre de 2011.

3.3 – Relacionamiento con Agentes e Integración de Nuevas Instalaciones al SIN

En 2009 el total de Agentes Asociados al ONS alcanzó 235 asociados (número el 14,1%

superior al año anterior, de 206 Agentes), que demuestra la creciente responsabilidad del Operador como gestor de la red de instituciones e instalaciones implicadas en la operación del SIN y el aumento de la complejidad de los procesos conducidos en esa actividad.

Se emitieron, en ese año, 481 Términos de Liberación (TL) para Entrada en Operación, para instalaciones de transmisión, y 507 Declaraciones de Atendimento a los Requisitos de los Procedimientos de Red (DAPR), para instalaciones de generación.

También en 2009, la ANEEL autorizó la utilización de manera definitiva del Módulo 24 – Proceso de Integración de Instalaciones y del Módulo 26 – Modalidad de Operación de Centrales.

A lo largo de 2009 se realizaron evaluaciones técnicas, con el apoyo de consultorías especializadas, para facilitar el encaminamiento a seguir en la evolución del proyecto, en función de la necesidad de desarrollos adicionales. La implementación del Portal SIGA traerá una nueva forma de visión, organización y ejecución de procesos ya conducidos por el ONS y los Agentes.

3.4 – Plan de Acción 2009-2012

El Plan de Acción establece las medidas necesarias para alcanzar los objetivos estratégicos del ONS por medio de una cartera que se compone de 49 proyectos, agrupados en nueve programas.

Los proyectos desarrollados en el ámbito de este Plan de Acción del ONS para el ciclo de 2009-2012 visarán a:

- 2 aumentar la seguridad electroenergética del SIN;
- 3 responder a los desafíos derivados del aumento de la complejidad de la operación del SIN, frente a la diversificación de la matriz energética y de su expansión;
- 4 perfeccionar la acción del ONS como gestor de la Red de Instalaciones y su actuación en las Redes de Agentes y de Instituciones;
- 5 implantar la Gestión del Conocimiento y del Desarrollo Tecnológico;
- 6 incorporar la visión estratégica a la Gestión de la Tecnología de la Información, buscando ampliar el soporte a los procesos de la organización y el uso racional de los recursos;
- 7 perfeccionar y consolidar la Gestión de Personas;
- 8 promocionar el desarrollo organizacional con foco en la gestión de riesgos, de costes y de procesos técnicos y corporativos; y

- 9 fortalecer la competencia y la imagen institucional del ONS.

Entre los resultados alcanzados durante el año de 2009, pueden destacarse:

- 1 El inicio de la ejecución del proyecto REGER – Red de Gerenciamiento del Sistema Eléctrico;
- 2 la continuidad de la implantación de las unidades remotas del proyecto SINOCON;
- 3 el re-direccionamiento del proyecto SIGA, con la consultoría para evaluación de los resultados que ya se obtuvo y proposición de evolución del portal en una arquitectura más moderna;
- 4 la evolución de métodos, modelos, procesos y herramientas para el planeamiento y operación del SIN;
- 5 el perfeccionamiento de modelos y herramientas para el planeamiento eléctrico;
- 6 la implantación de los ECSs – Esquemas de Control de Seguridad;
- 7 la inversión del ONS en la gestión de personas, de los sistemas y de los riesgos de continuidad de sus actividades.

3.5 – Gestión de Riesgos y Gestión de los Procedimientos de Red

A lo largo de 2009, el ONS consolidó diversas iniciativas de evaluación de riesgos de sus procesos técnicos y corporativos.

Entre esas evaluaciones, se destaca la evaluación de riesgos realizada en el Proyecto REGER – Red de Gerenciamiento de Energía del ONS. Esa evaluación de riesgos se condujo con base en una metodología creada por el ONS, basada en prácticas del PMI – *Project Management Institute*, para la gestión de riesgos de sus proyectos. Esa iniciativa implicó alrededor de cuarenta profesionales de la empresa en las etapas de identificación y evaluación de riesgos, concluidas en diciembre de 2009, y en la definición y priorización de acciones mitigadoras de los riesgos identificados. Esa iniciativa continúa durante todo el desarrollo del proyecto, con la etapa de de los riesgos y de los controles.

Por primera vez desde que se crearon, los Procedimientos de Red tuvieron en 2009 su aprobación de forma definitiva, por medio de la Resolución Normativa ANEEL n° 372/09 de 05/08/09. Para alcanzar ese resultado, se hizo necesaria una amplia revisión de esos procedimientos, coordinada por el área de gestión de riesgos y con la participación efectiva de todas las áreas técnicas del ONS, realizada en conjunto con la ANEEL, motivada por las Audiencias Públicas de esa Agencia, n° 049/2008 y n° 061/2009.

3.6 – Gestión de Personas

La gestión de personas en el ONS se ordena a la estrategia corporativa y tiene como desafío permanente atraer, desarrollar y retener los empleados. Esa actuación tiene el compromiso con la realización de la misión y el alcance de la visión, delante de los escenarios económicos, de la evolución del sector y de la escasa oferta de profesionales especializados en el mercado.

El Operador busca desarrollar personas y retener talentos, implementando acciones educacionales y de salud, además de ofrecer remuneración ordenada a la complejidad de las funciones, al desempeño de los empleados y al mercado de trabajo.

En 2009, el cuadro de personal propio se componía de 784 empleados, incluyendo *trainees* y trabajadores en prácticas, contratados temporariamente, distribuidos en las localidades de Brasília, Recife, Florianópolis y Rio de Janeiro.

El ONS invirtió en el desarrollo de sus empleados, visando a su sustentabilidad, con destaque para las acciones emprendidas en las tres dimensiones indicadas:

ATRAER:

- 1 Programa Construir** - Realizado anualmente desde 2001, este programa recluta y selecciona a *trainees* de nivel superior y técnico, que permanecen en la organización por el período de hasta dos años. Los participantes pasan por una capacitación direccionada para el sector y conviven con profesionales experimentados. Durante su permanencia en el Programa, se evalúan y tienen la oportunidad de participar de los procesos selectivos internos para posiciones de júniores.
- 2 Proyecto Trayectorias de Carrera** - El proyecto se concibió en 2009 para atender a la demanda de los empleados, identificada por la investigación de clima, de la necesidad de mayor visualización sobre las oportunidades y criterios de acceso a las carreras en la organización. Para esto, un grupo de gestores de las diversas áreas, orientado por el RH y por la consultoría contratada, concibió y detalló el proyecto. Sus principales productos son las competencias organizacionales, de gestión e individuales, las trayectorias de carrera, los requisitos de acceso y el cuadro de movilidad funcional. Los beneficios esperados son la atracción de nuevos profesionales para el ONS, el desarrollo de los empleados de forma orientada a las necesidades de la organización, contribuyendo para su retención, por medio de la más gran visibilidad de sus perspectivas de carrera y evolución profesional. La implementación de ese proyecto ocurrirá en 2010.

DESARROLLAR:

- 3 CAISE – Capacitación en Aspectos Institucionales del Sector Eléctrico:** En 2009, se

realizó la quinta clase del MBA realizado en sociedad con la PUC-RIO, focalizando el desarrollo de gestores y profesionales séniores con la participación de 30 estudiantes.

- 4 **Gestión del Conocimiento (GC):** Los conocimientos de foco prioritario son aquellos considerados estratégicos para la organización y que, al mismo tiempo, presentan aspectos de criticidad, tales como concentración en pocos profesionales, riesgo de pérdida inminente u obstáculos de productividad. En 2009, se realizaron acciones de retención para los tres conocimientos de foco prioritario seleccionados: protección y control sistémico; Organon; y utilización de gas natural. Los resultados referentes al conocimiento sobre protección fueron: la ampliación de la taxonomía de conocimientos y la construcción de mapas conteniendo el análisis de las redes sociales, con la identificación de los profesionales que detienen este conocimiento en el ONS y en el mercado. Con relación al Organon se destacaron el estudio de caso y “*storytelling*” (práctica de GC), para preservar la historia sobre su desarrollo.
- 5 **Identificación de Potencial** – El proceso de identificación de potencial se configura como una herramienta de apoyo a la gestión y toma de decisión, y sus resultados han contribuido para la mejoría del planeamiento del desarrollo individual (PDI), de la evaluación de desempeño y feedback; del reemplazo interno; y del planeamiento de carrera y sucesión. Implantado en noviembre de 2005, este proceso ya mapeó 227 empleados, representando el 30% de la organización.
- 6 **Programa de Desarrollo Gerencial (PDG)** – Con la participación de 110 gestores, se abordaron en este año los siguientes temas: conceptos y aplicaciones del levantamiento de potencial, *coaching*, diálogos productivos y “merotrocacia”.
- 7 **PDI - Programa de Desarrollo Individual** – En 2009, el 88% de los empleados participaron de acciones para su desarrollo individual, convirtiéndose en mejor calificados en las áreas en que actúan y pudiendo, a medio plazo, asumir otros desafíos en sus carreras.
- 1 **Programa de Desarrollo de Operadores** – Se realizaron *workshops*, abordando los siguientes temas: Comunicación, Trabajo en Equipo, Liderazgo, Negociación y Eficacia Personal. Se capacitaron 108 operadores de los Centros de Operación en todas las localidades. Este programa se concibió bajo medida, en sociedad con y focado en las demandas de los operadores y gestores del área de Tiempo Real, que amplió el alcance de sus resultados de forma significativa.

RETENER:

- 2 **GD – Gestión de Desempeño** - El ciclo 2009 de Gestión de Desempeño tuvo su período ampliado para 12 meses, se firma como una herramienta de éxito para la gestión de equipos y procesos de trabajo en el ONS. En este ciclo, las metas individuales se consideraron para la Performance Organizacional, contribuyendo para el resultado final de la organización. De la misma forma que los especialistas y profesionales séniores, en este año los profesionales plenos y operadores supervisores también pasaron a evaluar sus gestores directos en actitud, teniendo la oportunidad de registrar sus *feedbacks*, de acuerdo con las orientaciones recibidas en las once Oficinas de Gestión de Desempeño realizadas.

- 3 **Gestión de Salud** – La preocupación con la salud de los empleados gana cada vez más espacio en el Operador. En 2009, el ONS lanzó el Programa Gestión de Salud, que reúne todas las acciones corporativas volcadas para el equilibrio físico, mental y social de sus empleados y familiares. Su implementación contemplará tres pilares: Promoción de Salud, que reúne la salud en el trabajo y la asistencia médica; Gestión de Información en Salud, que envuelve la construcción de un histórico médico unificado; y Optimización Asistencial, que ofrecerá a los empleados y familiares una red de profesionales seleccionados para el mejor acompañamiento de su salud, conjugadamente a la reducción de costos.

- 4 **Reconocer +** - El Programa de Reconocimiento se implantó en 2009 y contempló dos categorías: acciones desarrolladas por medio del trabajo integrado de diferentes áreas y equipos e iniciativas dirigidas a la gestión del conocimiento y desarrollo tecnológico (GC/DT). En total 91 acciones se indicaron por los colaboradores como candidatas a la premiación, siendo 15 seleccionadas como finalistas. Al final, se eligieron dos vencedoras en cada categoría, uno por el directorio del ONS y otro por votación de los colaboradores. Se premiaron las siguientes acciones: Coral ONS y Proyecto Bien Vivir, de Brasília, en la categoría integración, además del Curso sobre Subestaciones y Equipamientos de Alta Tensión y el Curso sobre Protección de Sistemas Eléctricos, en GC/DT.

3.7 – Telecomunicación y Tecnología de la Información

Los sistemas de información del ONS son recursos estratégicos para la ejecución de sus procesos técnicos y administrativos. Basados en esa percepción, el área de Tecnología de la Información y Telecomunicaciones del ONS ha buscado su alineamiento con el planeamiento estratégico de la organización, insertándose en los procesos básicos y perfeccionando su capacidad de gestión en los recursos y servicios de TI para atender a sus clientes internos y a los agentes.

En 2009, el área de Tecnología de la Información y Telecomunicaciones buscó acercarse a sus clientes internos y, en conjunto con el Comité Director de Informática, buscó el alineamiento con la estrategia corporativa, permitiendo que sus soluciones tecnológicas, que abarcan el desarrollo de sistemas, la gestión de proyectos y la operación y el soporte

de los ambientes productivos, contribuyan efectivamente para los resultados de la organización.

Entre los resultados de las acciones emprendidas en 2009, se destacan:

- Implantación de la funcionalidad adicional de receta en el sistema de Apuración Mensual de Servicios y Encargos – AMSE;
- Implantación de los indicadores de frecuencia y tensión;
- implantación del Sistema de Apuración de las Mudanzas de Estado Operativo de Conjuntos Generadores, Centrales, Interconexiones – SAMUG;
- Implantación de la comunicación con los agentes para recibimiento y consistencia de datos en el Sistema Integrado de Perturbaciones – SIPER.
- avances en el control de la seguridad cibernética, con el uso de productos de prevención/detección automática de intento de accesos indebidos e implementación de aplicativos desarrollados con adherencia a las normas y procedimientos de seguridad digital.

3.8 – Gestión Económico-Financiera

La Gestión Económico-Financiera del ONS en el ejercicio de 2009 dio continuidad al proceso de perfeccionamiento del control presupuestario, resultando en la mejor utilización de los recursos financieros provenientes de los encargos de uso de la transmisión y de la contribución de sus asociados.

Presupuesto del Ejercicio

El presupuesto económico-financiero del ONS que ANEEL aprobó para el ejercicio de 2009 fue de R\$342.564 mil, siendo R\$163.356 mil a través de la Resolución ANEEL n° 1425/2008, complementada por la Resolución ANEEL n° 1.634/08 para el primer semestre y R\$179.208 mil a través de la Resolución ANEEL n° 1.982/2009 para el segundo semestre. La ejecución presupuestaria en el año fue de R\$334.928 mil, correspondiendo al 97,8% del presupuesto previsto.

Fuentes de Recursos del ONS

En los términos del artículo 34 del Estatuto Social, alterado por la Resolución ANEEL n° 1.888, del 22 de abril de 2009, son fuentes de recursos del ONS:

- I. Contribuciones de sus miembros asociados, proporcionales al número de votos en la Asamblea General, incluidas en la Parcela “A” para fines de repase tarifario y recogidos por otros asociados y agentes del sector eléctrico que no están sujetos a repase tarifario.
- II. Recursos derivados del presupuesto elaborado por el ONS y aprobado por la ANEEL:

- a) Repasados por los asociados y agentes del sector eléctrico conectados a La Red Básica, cuyos valores se incluyen en la Tarifa de Uso del Sistema de Transmisión (TUST) y en la Parcela "A" de las Tarifas del Servicio de Energía Eléctrica;
- b) Recogidos por otros asociados y agentes del sector eléctrico que no están sujetos a repase tarifario;
- c) Otras recetas autorizadas por la ANEEL.

Para hacer viable su presupuesto, el ONS utilizó recursos de los encargos de uso de la transmisión y de la contribución de los asociados recogidos durante el ejercicio de 2009.

Demostraciones Financieras del Ejercicio de 2009

En conformidad con las prácticas contables requeridas por la Ley 11.638/07, complementadas por la Resolución ANEEL n° 344/08, el ONS dio continuidad al proceso de perfeccionamiento de las prácticas contables en el ejercicio de 2009.

Siendo así, en cumplimiento a lo dispuesto por la ANEEL, a partir de 1° de enero de 2008 tales recursos pasaron a ser considerados como receta anticipada y amortiguados en el resultado proporcionalmente a: (i) realización de los gastos designados en los costes, (ii) de los gastos designados en el activo permanente, (iii) de los encargos de depreciación y amortización y (iv) de la liquidación del pasivo financiero, comprendido por las financiaciones y parcelación de tributos, de modo que los eventuales excesos o faltas de recursos, cuando comparados con los gastos y costes correspondientes, sean compensados a través de reducciones o incrementos en el ciclo presupuestario siguiente.

Resultado del Ejercicio de 2009

La actual práctica contable que ONS ha adoptado, considera que los recursos cobrados a través de los Encargos de Uso del Sistema de Transmisión se reconozcan simultáneamente en contrapartida de los dispendios correspondientes, no debe, de esta forma, presentar superávit o déficit contable, debe reconocerse el saldo activo o pasivo para compensación. De esa forma, como resultado de la adopción de ese tratamiento, en 2009 se recaudó el saldo de R\$15.859 mil, que adicionado al saldo de 2008, totaliza el valor de R\$30.704 mil, consignado en el activo circulante, que será objeto de compensación en el ciclo vigente o en el presupuesto del ciclo siguiente.