

# **INFORME ANUAL DE ONS**

**Año Base 2011**

## **Sumario**

### **1 – Informaciones Institucionales**

- 1.1 – Miembros Asociados del ONS**
- 1.2 – Consejo de Administración**
- 1.3 – Consejo Fiscal**
- 1.4 – Directorio del ONS**
- 1.5 – Mensaje del Consejo de Administración**
- 1.6 – Mensaje del Director General**
- 1.7 – Aspectos más destacados de 2011**

### **2 – Resultados Técnicos en 2011**

- 2.1 – Acciones de Articulación con los Agentes**
- 2.2 – Estudios Operativos del Complejo Madeira**
- 2.3 – Copa del Mundo de Fútbol de 2014**
- 2.4 – Planificación y Programación de la Operación**
  - 2.4.1 – La Operación Energética**
  - 2.4.2 – La Operación Eléctrica**
- 2.5 – Indicadores de Desempeño del SIN en 2011**
- 2.6 – La Operación en Tiempo Real**
- 2.7 – Evolución de los procesos y perfeccionamientos metodológicos**
- 2.8 – La Administración de la Transmisión**
  - 2.8.1 – Ampliaciones y Refuerzos**
  - 2.8.2 – Acceso a la Red Eléctrica**
  - 2.8.3 – Análisis de Conformidad de Proyectos Básicos con los Requisitos Operacionales Establecidos en los Edictos de Licitación**
  - 2.8.4 – Contratos de Transmisión**
  - 2.8.5 – Cálculo Mensual de Servicios y Cargos**

### **3 - Resultados de la Gestión en 2011**

- 3.1 – Relacionamiento Institucional del ONS**
- 3.2 – Relacionamiento con Agentes e Integración de Nuevas Instalaciones al SIN**
- 3.3 – Relacionamiento Estratégico Internacional del ONS**
  - 3.3.1 – Very Large Power Grid Operators - VLPGO**
  - 3.3.2 – Comisión de Integración Eléctrica Regional - CIER**
- 3.4 – La Mudanza para Nuevas Instalaciones**
- 3.5 – Plan de Acción 2010-2013**
- 3.6 – Gestión de Riesgos y Gestión de los Procedimientos de Red**
- 3.7 – Gestión de Personas**
- 3.8 – Telecomunicación y Tecnología de la Información**
- 3.9 – Gestión Económico-Financiera**

## **1. Informações Institucionais**

### **1.1 – Membros Associados del ONS**

AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A  
Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê  
AES Uruguaiana Empreendimentos S.A  
Amazônia-Eletronorte Transmissora de Energia S.A.  
Afluyente Transmissão de Energia S.A.  
Energética Águas da Pedra  
Alumínio Brasileiro S/A  
Alumar Consórcio de Alumínio SA  
Ampla Energia e Serviços S.A.  
Anglo American Brasil Ltda  
Anglogold Ashanti Córrego do Sítio Mineração S/A  
Anglogold Ashanti Brasil Mineração Ltda.  
Araraquara Transmissora de Energia S.A.  
Arcelormittal Brasil Sa.  
Arcelormittal Inox Brasil S.A.  
Arembepe Energia S.A.  
Artemis Transmissora de Energia S.A.  
ATE Transmissora de Energia S.A.  
ATE II Transmissora de Energia S.A.  
ATE III Transmissora de Energia S.A.  
São Mateus Transmissora de Energia S.A. - ATE IV  
Londrina Transmissora de Energia S.A - ATE V  
Campos Novos Transmissora de Energia S.A. - ATE VI  
ATE VII - Foz do Iguaçu Transmissora de Energia S.A.  
Energética Barra Grande S.A.  
Baguari I Geração de Energia Elétrica S/A  
Barra Bioenergia S/A Filial Ipaussu  
Barra do Braúna Energética S.A.  
SIDERURGICA BARRA MANSA  
ANGLO AMERICAN BARRO ALTO  
Berneck S.A. Painéis e Serrados  
Bons Ventos Geradora de Energia S.A.  
Borborema Energética S.A  
Brasken S.A.  
BRASKEM UNIB-RS  
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.  
Brentech Energia S.A.  
Brilhante Transmissora de Energia Ltda

CAIUÁ - Serviços de Eletricidade S/A  
Energética Camaçari Muricy I S.A  
Candeias Energia S.A.  
Consórcio Candonga  
Companhia Brasileira de Alumínio  
Canoas Duke  
Caramuru Alimentos Ltda.  
Carbochloro S/A Industrias Quimicas  
Castertech Fundação e Tecnologia Ltda  
Catxere Transmissora de Energia S.A  
Cauipe Geradora de Energia S.A  
Companhia Brasileira de Alumínio  
Consórcio Capim Branco Energia  
Corumbá Concessões S/A  
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S/A  
Companhia Energética de Alagoas  
CEB Distribuição S.A.  
CEB Geração S.A..  
Companhia Energética Chapecó  
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica  
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica  
Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A  
CELG Distribuidora S.A.  
CELG Geração e Transmissão S.A.  
Centrais Elétricas do Pará S/A  
Companhia Energética de Pernambuco  
Companhia de Energia Elétrica do Estado de Tocantins  
Companhia Energética do Maranhão  
Centrais Elétricas Matogrossense S/A  
Companhia Energética de Minas Gerais  
Cia. Energética de Minas Gerais  
Cia. de Transmissão Centroeste de Minas  
Companhia Energética Potiguar S.A.  
Companhia Energética do Piauí  
Companhia Energética Rio das Antas  
Centrais Elétricas de Rondônia S/A  
Eolica Cerro Chato I S.A.  
Eolica Cerro Chato II S.A.  
Eolica Cerro Chato III S.A.  
Consórcio Empresarial Salto Pilão  
Companhia Energética Santa Clara  
Companhia Energética de São Paulo  
Companhia Energética São Salvador  
Consórcio Estreito Energia

Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica  
Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A.  
Companhia Hidroelétrica do São Francisco  
Cia Energética de Petrolina  
Companhia de Interconexão Energética  
Companhia Luz e Força Santa Cruz  
Cocal Termelétrica S/A  
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia  
Companhia Energética do Ceará  
Consórcio UHE Guilman Amorim  
Consórcio CEMIG-CEB  
Consórcio Paraibuna  
COPEL Distribuição S.A  
COPEL Geração S.A  
COPEL Transmissão S.A  
Coqueiros Transmissora de Energia Ltda.  
Companhia Energética do Rio Grande do Norte  
Coteminas S.A.  
Companhia Paulista de Força e Luz  
Companhia Piratininga de Força e Luz Ltda  
CPFL - Geração de Energia S/A  
Cachoeira Paulista Transmissora de Energia S.A.  
Companhia Siderurgica Nacional  
Companhia Siderúrgica de Tubarão  
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista  
Desa Eólicas S.A.  
Dona Francisca Energética S/A  
DSM Elastômeros Brasil Ltda  
Duke Energy International - Geração Paranapanema  
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia  
Energisa Borborema Distribuidora de Energia S.A.  
Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A.  
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S/A  
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A.  
Empresa Bandeirante de Energia S/A  
Espírito Santo Centrais Elétricas S/A  
Empresa Elétrica Bragantina S/A  
Eka Bahia S.A.  
Elebrás Projetos S.A.  
Centrais Elétricas do Rio Jordan S/A  
Elektro - Eletricidade e Serviços S/A  
Companhia de Eletricidade do Acre  
Centrais Elétricas Brasileiras S.A  
Eletrogóes S/A

Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A  
Eletrobrás Termonuclear S.A  
Eletropaulo Metropolitana - Eletricidade de São Paulo S/A  
Eletrosul Centrais Elétricas S/A  
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S/A  
Energisa Minas Gerais Distribuidora de Energia S.A.  
Enerbrasil - Energias Renováveis do Brasil Ltda  
Campos Novos Energia S.A.  
Energest S.A.  
Consórcio EnerPeixe  
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A  
Enguia Gen CE LTDA  
Enguia Gen PI LTDA.  
Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A.  
Energisa Paraíba  
Empresa Produtora de Energia Ltda - Enron América do Sul Ltda.  
Centrais Elétricas de Pernambuco S.A. - EPESA  
Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A.  
Energia Sustentável do Brasil S.A  
Empresa Santos Dumont de Energia  
Energisa Sergipe  
Espora Energética Ltda  
Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A.  
Empresa de Transmissão de Energia de Mato Grosso S.A.  
Empresa de Transmissão de Energia do Oeste Ltda  
Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A.  
Empresa de Transmissão do Espírito Santo S.A.  
Expansion Transmissão Itumbiara Marimbondo S/A  
Evrecy Participações Ltda.  
Expansion Transmissão de Energia S/A  
Petróleo Brasileiro S.A. - Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados, FAFEN-SE  
Fibraplac Chapas de MDF Ltda  
Foz do Chapecó Energia S/A  
Foz do Rio Claro Energia S.A.  
Consórcio AHE Funil  
Furnas Centrais Elétricas S/A  
Consórcio Serra do Facão  
Geração CIII S.A.  
Geradora de Energia do Norte S.A  
Gerdau Aços Longos S.A. Caçu  
Gerdau Aços Longos S.A. SP  
Gerdau Aços Longos S.A.- Barra dos Coqueiros  
Goiás Transmissão S.A.  
Goiânia Transmissora de Energia S.A.

Interligação Elétrica Pinheiros S.A.  
Interligação Elétrica Sul S.A.  
Interligação Elétrica de Minas Gerais  
Interligação Elétrica Norte e Nordeste S.A.  
Interligação Elétrica Serra do Japi S.A.  
Consórcio Igarapava  
Ijuí Energia S.A.  
Innova S/A  
Integração Transmissora de Energia S.A.  
Investco S/A - Lajeado  
Iracema Transmissora de Energia S.A.  
Itá Energética S/A  
Itapebi Geração de Energia S/A  
Linhas de Transmissão do Itatim Ltda.  
Itumbiara Transmissora de Energia Ltda.  
Itiquira Energética S/A  
Consortio Jauru  
Jauru Transmissora de Energia LTDA.  
Kinross Brasil Mineração S.A  
Lanxess Elastômeros do Brasil S.A.  
Light - Serviços de Eletricidade S/A  
Light Energia S.A  
Linde Gases  
Linha Verde Transmissora de Energia S.A.  
Linhares Geração S.A.  
LT Triângulo S.A.  
Lumitrans Companhia Transmissora de Energia Elétrica  
Macaúbas Energética S/A  
Manaus Transmissora de Energia S.A.  
Maracanaú Geradora de Energia S.A  
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.  
UTE MC2 CAMAÇARI 1 S.A.  
UTE MC2 CATU S.A  
UTE MC2 DIA DAVILA 1 S.A  
UTE MC2 DIAS DAVILA 2 S.A  
UTE MC2 Feira de Santana AS  
UTE MC2 Senhor do Bonfim SA  
MGE Transmissão S.A  
Mineracao Maraca Industria e Comercio S/A  
Mirabela Mineração do Brasil Ltda.  
Monel Monjolinho Energética Ltda  
Linhas de Transmissão de Montes Claros Ltda.  
MPX Energia S.A.  
New Energy Options Geração de Energia S.A.

Usina Termelétrica Norte Fluminense S.A.  
NOVA ERA SILICON S/A  
NovaTrans / Enelpower do Brasil Ltda  
Nordeste Transmissora de Energia S.A.  
Oxiteno Nordeste S/A Indústria e Comércio  
Mineracao Paragominas SA  
Transmissora Sudeste Nordeste S.A. - PATESA  
Poço de Caldas Transmissora de Energia LTDA.  
Pedras Transmissora de Energia Ltda  
Petróleo Brasileiro S.A.  
PIE-RP Termelétrica S/A  
Consórcio Porto Estrela Ltda  
Porto Velho Transmissora de Energia S.A.  
Porto Primavera Transmissora de Energia Ltda  
Central Eólica Praia do Morgado S.A.  
Retiro Baixo Energética S.A  
Refinaria Presidente Getúlio Vargas - Araucária/PR  
Rio Grande Energia S/A  
Rio Branco Transmissora de Energia S.A.  
Rio Claro Agroindustrial S.A.  
Rio Verde Energia S.A  
Rosal Energia S.A.  
Ribeirão Preto Transmissora de Energia LTDA.  
Empresa de Transmissão de Energia do Rio Grande do Sul S.A.  
Sadia S.A.  
Santo Antônio Energia S.A.  
Salobo Metais SA  
Samarco Mineração S.A.  
SE Naramdiba S.A.  
Serra da Mesa Transmissora de Energia Ltda.  
Companhia Paraibuna de Metais - Sobragi  
Serra Paracatu Transmissora de Energia LTDA.  
Sistema de Transmissão Catarinense S.A.  
Sul Transmissora de Energia Ltda  
Sistema de Transmissão Nordeste  
Energética Suape II S.A.  
Tangará Energia S.A. - Guaporé  
Transmissora Delmiro Gouveia S/A  
Termo Pernambuco Ltda  
Termocabo Ltda  
Termo Norte Energia Ltda.  
Termelétrica Viana S/A  
ThyssenKrupp CSA Siderurgica do Atlântico  
Transmissora Porto Alegrense de Energia Ltda.

Tractebel Energia Suez S.A.  
Transenergia São Paulo S.A.  
Transenergia Renovável S.A.  
Companhia Transirapé de Transmissão  
Companhia Transleste de Transmissão  
Companhia Transudeste de Transmissão  
Transmissora Sudeste Nordeste S.A.  
U.E.G. Araucária Ltda  
Uirapuru Transmissora de Energia  
Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais S/A  
Usina Xavantes S.A.  
Usina Termelétrica de Anápolis Ltda.  
Agro Energia Santa Luzia Ltda.  
Cia. Vale do Rio Doce  
Vale Potássio Nordeste S.A.  
Vallourec & Sumitomo Tubos do Brasil Ltda.  
Vila do Conde Transmissora de Energia Ltda.  
Ventos do Sul Energia S.A.  
Veracel Celulose  
Borracha Vipal S.A  
Central Eólica Volta do Rio S.A.  
Votorantim Metais Níquel S/A  
Votorantim Cimentos Ltda  
White Martins

## **1.2 – Consejo de Administración**

### **Categoría Producción:**

- ⇒ Valter Luiz Cardeal de Souza (ELETROBRAS) como titular y Luiz Henrique de Freitas Schnor (CGTEE) como suplente;
  
- ⇒ Mozart Bandeira Arnaud (CHESF) como titular siendo el suplente Antonio Bolognesi (EMAE) sustituido el 08/08/2011 por Alcides Casado de Oliveira Junior(EMAE) que también fue sustituido el 25/10/2011 por Ricardo Daruiz Borsari(EMAE);
  
- ⇒ Fernando Henrique Schuffner Neto (CEMIG) como titular y Alexandre Magno Firmo Alves (CDSA) como suplente;

- ⇒ Maurício Stolle Bähr (TRACTEBEL) como titular y Armando de Azevedo Henriques (DUKE) como suplente;
- ⇒ Xisto Vieira Filho (TERMOPERNAMBUCO) como titular y Maria das Graças Foster (PETROBRAS) como suplente;

#### **Categoría Transporte:**

- ⇒ Wady Charone Junior (ELETRONORTE) como titular y Luciano Paulino Junqueira (NTE) como suplente;
- ⇒ Ronaldo dos Santos Custódio (ELETROSUL) como titular y Ramon Sade Haddad (PLENA) como suplente;
- ⇒ Celso Sebastião Cerchiari (CTEEP) como titular siendo el suplente Moacir Finotti (CELG) sustituido el 18/04/2011 por Humberto Eustáquio Tavares Correa(CELG);
- ⇒ Elmar de Oliveira Santana (TBE) como titular siendo el suplente Paulo Mota Henriques (TAESA) sustituido el 02/08/2011 por José Aloise Ragone Filho (TAESA).

#### **Categoría Consumo**

- ⇒ Delson Martini (CEEE) como titular que fue sustituido el 13/01/2011: (CEEE) por Sérgio Souza Dias siendo el suplente Eduardo Carvalho Sintonio (CELESC) sustituido el 15/04/2011 por Cleverson Siewert (CELESC)
- ⇒ Wilson Pinto Ferreira Junior (CPFL) como titular siendo el suplente Michel Nunes Itkes (ESCELSA) sustituido el 11/03/2011 por Donato da Silva Filho (ESCELSA)
- ⇒ Britaldo Pedrosa Soares (ELETROPAULO) como titular siendo el suplente Luis Fernando Guimarães (LIGHT) sustituido el 18/08/2011 por Jerson Kelman(LIGHT);

- ⇒ Marcelo Maia de Azevedo Correa (NEOENERGIA) como titular siendo el suplente José Antonio Sorge (REDE) sustituido el 19/12/2011 por Lucas Leandro Muller (REDE);
- ⇒ Erico Teodoro Sommer (GERDAU) como titular siendo la suplente Vania Lucia Somavilla (VALE) sustituida el 14/04/2011 por Ricardo Batista Mendes(VALE);
- ⇒ Ministerio de Minas y Energía - Francisco Romário Wojcicki como titular y Ricardo Spanier Homrich como suplente.

### **1.3 – Consejo Fiscal**

- ⇒ Vilson Daniel Christofari (CESP) como titular que fue sustituido el 11/02/2011 por Mauro Guilherme Arce (CESP) y Pedro José Diniz de Figueiredo (ELETRONUCLEAR), como suplente, representando la Categoría Producción;
- ⇒ Cesar Ribeiro Zani (FURNAS) como titular y Domingos Sávio Castro Horta (TAESA) como suplente, representando la Categoría Transporte;
- ⇒ Lindolfo Zimmer (COPEL) como titular que sustituyó a partir del 24/01/11, a Ronald Thadeu Ravedutti (COPEL) fallecido el 24/11/2010 y Sérgio Fontana (CEB) como suplente, representando la Categoría Consumo.

### **1.4 – Directorio del ONS**

Hermes J. Chipp – Director General

Darico Pedro Livi

István Gárdos

Ronaldo Schuck

Roberto José Ribeiro Gomes da Silva

## 1.5 – Mensaje del Consejo de Administración

### Listo para el futuro

Una de las principales características del trabajo del Operador Nacional del Sistema Eléctrico es el foco en el presente, pues coordina a cada instante, de forma permanente, la energía producida por el parque generador, que recorre la red de transmisión, para que se les entregue a las distribuidoras y a los consumidores libres, dentro de patrones técnicos adecuados de seguridad y economicidad.

Sin embargo, para que ese trabajo se realice con efectividad, se necesita antever el futuro, cuidando no faltar los recursos para que la operación se realice de la mejor forma posible. El término *recurso*, en este caso, debe verse en su forma más amplia, pues incluye recursos de infraestructura de activos de generación y transmisión; recursos físicos de oficinas y salas de control; recursos de TI para soporte de sus actividades; sistemas de supervisión y control; recursos de modelos computacionales y metodologías para su utilización; y, por fin, recursos humanos con el conocimiento necesario para el ejercicio de sus funciones.

Al observar el relato de las actividades desarrolladas por el ONS en 2011, noto que la organización se está preparando de forma diligente para el futuro y destaco las siguientes actividades:

- El trabajo de análisis de las condiciones de suministro a las ciudades sedes de la Copa del Mundo de Fútbol de 2014.
- La evaluación de la conformidad de los proyectos básicos del sistema de transmisión del Complejo del río Madeira, en relación con los requisitos operacionales establecidos en los Edictos de Licitación para su integración al SIN.
- La continuidad del proyecto e implantación de la Red de Gerenciamiento de Energía – REGER, con la conclusión de las pruebas y la instalación de los sistemas y equipos en los Centros de Operación.
- La continuidad de la implantación de las nuevas instalaciones del Operador en Recife, en Florianópolis y en Río de Janeiro.
- El foco de la gestión de personas en la renovación y capacitación de los equipos y en la preservación de los conocimientos estratégicos para el desempeño de las atribuciones finalistas.

Estoy seguro de que la evolución de esas actividades, conducida con competencia por el equipo técnico, por la eficiente gestión del Directorio del ONS, por la implantación de una política de remuneración adecuada, que considere la valoración de los profesionales y la preservación del reconocido conocimiento de su equipo, así como por las orientaciones estratégicas de sus Consejos de Administración y Fiscal, contribuirá positivamente para la sustentabilidad de la organización.

**Maurício Stolle Bähr**

**Presidente del Consejo de Administración**

## 1.6 – Mensaje del Director General

### Seguir trabajando

Analizando los resultados alcanzados en 2011, noto que tal vez *continuidad* sea la palabra que mejor resume todo lo que hicimos en el Operador en ese período. No la continuidad de la inacción, sino la continuidad productiva, de seguir adelante, de vencer etapas, de sumar resultados.

En cuanto a las actividades finalistas, seguimos cumpliendo con nuestra misión institucional, coordinando de forma eficiente la operación del SIN y garantizando el suministro de energía con seguridad, al costo más bajo. En 2011 hubo la continuidad de grandes proyectos del Operador, que preparan el sistema para que nuestra misión pueda realizarse con mayor efectividad en el futuro. Destaco entre estos, el análisis de las condiciones de suministro a las ciudades sede de la Copa del Mundo de Fútbol de 2014; la evaluaciones de la conformidad de los proyectos básicos del sistema de transmisión del Madeira a los requisitos de los edictos de licitación, fundamental para su integración al SIN; las actividades de implantación de la Red de Gerenciamiento de Energía del ONS (REGER); la adopción de un ciclo regular de revisión de todos los Procedimientos de Red con la participación de los Agentes; y el trabajo de los grupos técnicos responsables por estudiar las acciones y providencias para la implantación de las reformas ya definidas y de las medidas operativas necesarias para la garantía del suministro a diversos estados de la federación. En especial, se ha dado un tratamiento diferenciado a las instalaciones consideradas estratégicas, con el objetivo de minimizar los efectos de las contingencias múltiples en el sistema de transmisión. Todos son proyectos de larga duración, que se extienden más allá de las fronteras del año civil.

Desde el punto de vista corporativo, continúan desarrollándose los proyectos que permitirán, en corto plazo, la mudanza del Operador para nuevas instalaciones en Florianópolis, en Recife y en Río de Janeiro. En cuanto a la gestión de personas, continuamos a invertir en el perfeccionamiento de la capacitación técnica y en el desarrollo humano, creando siempre oportunidades para la participación de las personas en la definición de las iniciativas que tienen impacto directo sobre sus vidas, con el objetivo de dar sustentabilidad a la organización.

Para los buenos resultados presentados en este Informe Anual, hemos tenido la necesaria y valiosa colaboración de todas las instituciones responsables por la gestión del sector eléctrico: el Ministerio de Minas y Energía, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica y las demás agencias reguladoras, la Empresa de Pesquisa Energética, la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica, las Secretarías Estaduales de Energía, cada uno de los 282 agentes asociados y las asociaciones que los representan.

Además del permanente perfeccionamiento de la integración externa, es en la integración interna que encontramos justificación para la larga trayectoria de éxito que ha caracterizado la historia del ONS. La dedicación y el compromiso con los resultados de todos que forman el Operador, aliados a la práctica cotidiana de nuestros valores, son el combustible que nos impulsa adelante.

A todas esas instituciones, que representan los principales pilares del sector eléctrico brasileño, a las personas que las integran y a nuestra plantilla de colaboradores, nuestro agradecimiento, en nombre del Directorio del ONS.

**Hermes Chipp, Diretor Geral**

### **1.7 – Aspectos más destacados de 2011**

El atendimento energético en el SIN y la operación de la red eléctrica se llevan a cabo según los criterios de seguridad y economicidad de los Procedimientos de Red y, en situaciones específicas, en base a propuestas formuladas por el ONS, de acuerdo con las directrices del CMSE y de la ANEEL.

Las fuerzas de tarea que se ocupan del suministro de energía a las ciudades sede de la Copa del Mundo de 2014 , establecen un Plan de Acción coordinado por grupo de trabajo en el ámbito del MME, con participación de la Aneel, de las Secretarías de los Estados, del ONS, de la EPE y de las empresas de generación, transmisión y distribución involucradas, para que las obras que abarquen la red básica, la red básica de frontera, las demás instalaciones de transmisión, la red de distribución y las obras del Plan de Modernización de Instalaciones de Interés Sistémico se concluyan dentro de los plazos previstos.

Los diez Grupos de Trabajo, que analizan las condiciones de suministro a los estados, definen las medidas operacionales mitigadoras, así como las acciones y providencias para acelerar el licenciamiento ambiental y la ejecución del cronograma de implantación de las obras estructurales necesarias.

Se aprueba la conformidad de los proyectos básicos de la transmisión asociada a las estaciones convertoras *back to back* y al primer bipolar en corriente continua, que forman parte del sistema de transmisión del Complejo del río Madeira, en relación con requisitos operacionales establecidos en los Edictos de Licitación, con el objetivo de integrarlo al SIN.

Se realiza por la primera vez la integración de los procesos de elaboración de los estudios del PAR y del PEL, mediante la racionalización de los esfuerzos de los equipos técnicos del ONS y el perfeccionamiento de la interacción con los agentes, lo que permite la obtención de productos más concisos y resultados y recomendaciones más robustos.

Se realiza la exportación de 2.547 GWh de energía a los sistemas eléctricos de Uruguay y de Argentina, empleando recursos de generación térmica no utilizados para atender a los requisitos del SIN.

Empieza la implantación de las políticas y procedimientos establecidos en el Plan de Gestión de la Comunicación en Situaciones de Crisis, que tiene como objetivo la nivelación y uniformización de las informaciones divulgadas a la sociedad en la

ocurrencia de interrupciones del suministro de energía. Se consideran los procedimientos internos al Operador, así como la articulación con otros participantes del proceso, como el MME, la ANEEL, los Agentes y la media.

Se implanta la sistemática de revisión regular y periódica de todos los Procedimientos de Red, con el objetivo de asegurar su permanente consistencia con la reglamentación vigente y la incorporación de perfeccionamientos propuestos por el ONS y por todos los Agentes.

Se concluye la estructura básica del Programa Trayectorias de Carrera, que proporcionará mayor visibilidad a los empleados sobre las perspectivas de evolución profesional en ONS, según su formación y experiencia. El encuadramiento preliminar de los empleados en los ejes de carrera y la integración de los Valores Organizacionales a las Competencias son dos relevantes resultados alcanzados en el año.

Con la participación de los empleados, del Directorio, de una comisión de Consejeros y de los Sindicatos, se elabora una propuesta de revisión estructural del Plan de Gestión de Cargos y Salarios – PGCR. Esta abarca la revisión de la política de remuneración y de la estructura de cargos y salarios, de modo a proporcionar mayor adherencia del PGCR a las prácticas del mercado y a obtener mayor competitividad para captación y retención de profesionales con elevado nivel de calificación.

El Director General del ONS fue elegido para la Presidencia de la Comisión de Integración Eléctrica Regional – Cier, en el período entre noviembre/2011 y noviembre/2013, con la misión de reforzar las alianzas hacia la promoción de la integración eléctrica regional, en especial en el ámbito de los países del Mercosur.

## **2 – RESULTADOS TÉCNICOS EN 2011**

### **2.1 – Acciones de Articulación con los Agentes**

Las dificultades para la implantación de las obras necesarias que aseguren el suministro de energía eléctrica, a los estados de la federación, dentro de los cronogramas establecidos en los contratos de concesión, son una preocupación constante de todo el sector eléctrico. En este contexto, el ONS ha creado y conducido Grupos de Trabajo específicos para desarrollar estudios de evaluación de las condiciones de suministro y proponer soluciones para los problemas identificados, además de acompañar la implantación de esas obras en el SIN. También participan de esos grupos el MME, la ANEEL, la EPE, las Secretarías Estadales de Energía y de Medio Ambiente y las empresas de transmisión y distribución involucradas.

La ampliación de las discusiones con la participación de todas las instituciones públicas y privadas involucradas ha permitido ecuacionar del mejor modo los problemas que dificultan o incluso impiden el cumplimiento de los cronogramas de los emprendimientos. Los diez Grupos de Trabajo que funcionaron en 2011 contemplaron los estados de Rio Grande do Sul, São Paulo, Río de Janeiro, Espírito Santo, Goiás/Brasília, Bahia/Sergipe, Alagoas/Pernambuco/ Paraíba/Rio Grande do Norte, Ceará/Piauí, y Pará/Maranhão/Tocantins. Con su trabajo, se establecieron las acciones y providencias necesarias para acelerar la obtención de del licenciamiento ambiental y la ejecución del cronograma de implantación de las obras ya definidas. Se han definido también medidas operacionales mitigadoras, hasta que las obras estructurales se concluyan. Estas acciones han representado avances significativos para el ecuacionamiento del suministro a esos estados, evidenciando la efectividad de esa iniciativa.

## **2.2 – Estudios Operativos del Complejo Madeira**

El Complejo del Río Madeira está compuesto de las plantas hidroeléctricas de Santo Antônio y Jirau, que tienen una potencia instalada total de cerca de 6500 MW en su fase final. Para la liberación de la energía producida por esas plantas se ha concebido un sistema de transmisión compuesto por dos bipolares de la corriente continua en  $\pm 600$  kV, que abarcan una distancia de 2.375 km hasta São Paulo, y dos convertoras back to back, de 2 x 400 MW, instaladas en Porto Velho para el suministro local.

El proyecto ha incorporado nuevas tecnologías, tanto en la generación, con la utilización de turbinas del tipo bulbo, como en las estaciones convertoras para la transmisión en corriente continua . Como en todo gran proyecto, la entrada en operación de sus componentes se procesa en etapas, siendo necesario evaluar cada una de estas detalladamente, de forma a garantizar la seguridad eléctrica del SIN, como también la integridad de los equipos involucrados, tanto los nuevos como los existentes.

El trabajo empieza con el análisis de la conformidad de los proyectos básicos a los requisitos operacionales establecidos en el edicto de licitación, abarcando aproximadamente 550 documentos, entre informes de estudios, diseños de proyecto, características de equipos, definición de los sistemas de protección, comando y control, sistema de supervisión y telecomunicación. En 2011, se aprobó la conformidad de los proyectos básicos de los lotes A (back to back) e C (bipolar 1).

Los estudios operacionales se han realizado inicialmente para la configuración anterior a la entrada en operación de la transmisión en corriente continua. En ese contexto, la anticipación de la entrada en operación de las primeras unidades generadoras en la planta de Santo Antônio, ha generado un gran desafío para la

operación del sistema, visto que esas unidades entrarán en funcionamiento con un sistema de transmisión incompleto, con solo uno de los tres circuitos de 230 kV previstos entre las subestaciones de Vilhena y Samuel. Esa configuración incompleta limita las condiciones de intercambio de energía entre el área Acre–Rondônia y el restante del SIN, implicando un gran reto garantizar la integración de la planta de Santo Antônio, con su generación máxima, sin reducir la confiabilidad del suministro de energía a los estados de esta área.

Los estudios operacionales realizados para esta etapa inicial han tenido como objetivo la definición de franjas de seguridad operativa, considerando la combinación de las diversas variables involucradas: intercambios con el restante del SIN; escalones de la carga; generación de las plantas locales; implantación de nuevos Sistemas Especiales de la Protección; procedimientos de restauración; y los ajustes de los controladores de las unidades generadoras conectadas en el área Acre–Rondônia.

La implantación de las medidas operativas presentadas en los estudios proporcionará beneficios para el suministro al área, lo que permitirá explotar con seguridad la energía generada en la planta de Santo Antônio y, de esta forma, reducir la dependencia de la generación térmica local, aumentar la flexibilidad operativa, además de propiciar mejores condiciones de suministro en régimen normal de operación y en condiciones de emergencia.

Los estudios operacionales seguirán con el análisis de las etapas siguientes, hasta la implantación completa de las plantas y del sistema de transmisión asociado. En este sentido, ya están en marcha los estudios para la próxima etapa, que contempla el comisionamiento y la entrada en operación de las convertoras back to back de Porto Velho, prevista para el primer semestre de 2012.

En 2011, se dio continuidad a la capacitación del equipo del ONS en la tecnología de transmisión en corriente continua, abarcando cerca de 150 profesionales y contando con la participación de especialistas de la ANEEL, de la EPE y del MME. También hubo proseguimiento la instalación del simulador digital en tiempo real, abordada en el ítem 2.7.

### **2.3 – Copa del Mundo de Fútbol de 2014**

La realización de la Copa del Mundo de Fútbol de Brasil en 2014, abarca varios sectores de la economía y de la gestión pública y privada, lo que demanda la planificación de su infraestructura y la coordinación de su logística, de modo a garantizar su realización con éxito.

En base a la deliberación del Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico (CMSE), el MME coordina un grupo de trabajo, creado en 2010, constituido por ocho fuerzas de tarea. Coordinadas por la EPE y por el ONS, las fuerzas de tarea son responsables por elaborar un Plan de Acción con las medidas necesarias para

asegurar el suministro de energía eléctrica a las ciudades donde se realizarán eventos durante la Copa del Mundo de 2014.

En 2011, las fuerzas de tarea realizaron un diagnóstico del desempeño de los sistemas de suministro a las ciudades sede, considerando las obras ya previstas por la planificación para 2014 y los criterios convencionales de expansión utilizados por el sector eléctrico.

Un taller específico sobre previsión de carga se realizó, por ser esta, una información fundamental para la evaluación del desempeño eléctrico del sistema. En la ocasión, se analizó la experiencia de otros países que fueron sedes de Copas del Mundo, en relación con el impacto del evento en la demanda de electricidad. También se evaluaron con las concesionarias de distribución diferentes escenarios de demanda, en función de la expectativa de aumento de las actividades socioeconómicas, resultantes de la mayor ocupación de la red hotelera en las ciudades, durante el período de realización de los juegos.

Debido a la repercusión mundial de la Copa del Mundo de Fútbol, se han realizado análisis y evaluaciones con criterios diferenciados para garantizar mayor seguridad al suministro de energía a las ciudades involucradas, soportando incluso contingencias múltiples. Para atender a esa situación, se han priorizado medidas operativas, incluyendo despacho térmico. Teniendo en cuenta una evaluación económica, se ha decidido que solamente las ciudades de Sao Paulo, Belo Horizonte, Río de Janeiro y Curitiba tendrán refuerzos estructurales en sus redes. Debe resaltarse que se ha considerado un horizonte de análisis extendido, de modo a garantizar que las soluciones presentadas estuviesen coherentes con la evolución del sistema a medio y largo plazo.

Para alcanzar ese nivel de seguridad diferenciado, se ha propuesto un conjunto de medidas operativas, con foco en la programación de la operación eléctrica y energética, las cuales deberán consolidarse hasta 2013, a fin de dotar el sistema de las condiciones operativas más adecuadas en el período de la Copa del Mundo.

En julio de 2011 se produjo un Informe Síntesis de las actividades de las fuerza de tarea, conteniendo el conjunto de obras consideradas estratégicas para garantizar las condiciones de atendimento deseadas para cada ciudad sede, cuya ejecución se acompañará de forma especial por el MME.

Como resultado de los trabajos de las fuerzas de tarea, un Plan de Acción establece las medidas a adoptarse por el MME, la Aneel, las Secretarías estatales, el ONS y las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras, para que las obras que abarquen la red básica, la red básica de frontera, las demás instalaciones de transmisión, la red de distribución y las obras del Plan de Modernización de Instalaciones de Interés Sistémico se concluyan dentro de los plazos previstos.

## **2.4 – Planificación y Programación de la Operación**

La planificación de la operación se actualiza en un ciclo anual de planificación, con la participación de los agentes asociados. Está compuesta por la planificación de la operación energética, que evalúa las condiciones de atendimento energético del SIN para el horizonte de cinco años, de enero del año en curso a diciembre del quinto año en adelante, y por la planificación de la operación eléctrica, que evalúa las condiciones operativas de la red eléctrica para el horizonte de dieciséis meses, de enero del año en curso a abril del segundo año en adelante.

### **2.4.1 – La Operación Energética**

#### **Horizonte a Medio Plazo**

El proceso de planificación de la operación energética, en el contexto del ciclo anual de planificación de la operación, resulta en dos productos básicos. El Plan Anual de la Operación Energética (PEN), cuyo horizonte comprende el período de mayo del año en curso (final de la estación lluviosa) a diciembre del quinto año en adelante, fue emitido por el ONS en julio/2011, en el informe intitulado Plan Anual de la Operación Energética – PEN 2011. El segundo producto corresponde al cálculo, a cada mes, de las funciones de costo futuro, con la utilización del modelo de optimización de medio plazo Newave. Este trabajo permite la unión de las estrategias de operación de medio plazo con el modelo de corto plazo Decomp, que produce las políticas de la operación energética de cada semana del mes en curso, en el Programa Mensual de Operación.

El PEN 2011 señala una situación bastante favorable de atendimento energético al mercado de los próximos cinco años, conforme ya se había detectado en el ciclo anual de planificación anterior.

El análisis de las condiciones de atendimento a la carga, en base a la evaluación probabilística de los riesgos de déficit de energía, indica la adecuación al criterio de suministro establecido por el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), a medida que los riesgos de déficit son inferiores al 5% en todos los subsistemas en el horizonte 2011-2015, presentando valores nulos en la región Nordeste.

Ese resultado resulta, principalmente, del crecimiento de la oferta de energía nueva agregada por las subastas de generación y de líneas de transmisión. En el período de mayo de 2011 a diciembre de 2015, está prevista la entrada en operación de 243 nuevas plantas, de las cuales 19 hidroeléctricas, 69 termoeléctricas, 141 plantas eólicas y 14 pequeñas centrales hidroeléctricas, además de plantas remanentes del PROINFA y otras pequeñas centrales autorizadas por la ANEEL.

En relación con la participación de las diferentes fuentes de energía, la matriz de energía eléctrica brasileña pasará los próximos cinco años por una sensible transformación. La energía termoeléctrica aumentará de los actuales 16.897 MW

(15,6%) para 27.305 MW (19,8%). La energía eólica tendrá un crecimiento del 535%, aumentando de los actuales 826 MW (0,8%) para 5.248 MW (3,8%). La energía producida a partir de biomasa tendrá un aumento del 59%, pasando de 4.577 MW (4,2%) para 7.272 MW (5,3%).

La evolución de esa matriz, con la manutención de la actual tendencia de expansión de la hidroelectricidad con baja o ninguna regularización plurianual, hace que las termoeléctricas flexibles o de baja inflexibilidad, con costos de operación moderados y con bajo grado de incertidumbre en el suministro de combustible – gas natural, gas natural licuado y carbón –, pasen a tener un papel fundamental en la selección de los proyectos ofertados en las próximas subastas de energía nueva. De la misma forma, pequeñas centrales y las fuentes alternativas de generación complementaria durante el período seco, como eólicas y biomasa, también pasan a desempeñar papel importante en la seguridad operativa del SIN, a medida que funcionan como “embalses virtuales”, complementando la generación hidráulica en los períodos secos de cada año.

También merece relieve el análisis del atendimento de la demanda máxima, en que el balance estático de punta, indica que la capacidad líquida disponible prevista en el horizonte del PEN 2011 es siempre superior a la demanda proyectada. Sin embargo, la tendencia es de que sea cada vez más necesario el despacho de generación térmica en el horario punta, por encima de las inflexibilidades declaradas por los agentes propietarios, dependiendo de la severidad de las pérdidas de punta por depleción de los reservorios y/o de las restricciones internas en la red de transmisión.

La necesidad de despacho térmico adicional podrá reducirse en el caso de que ocurra disponibilidad de generación eólica superior a la considerada de forma conservadora en el balance de punta (factor de capacidad del 30%), así como por mayor disponibilidad de generación hidroeléctrica, asociada a almacenamientos más elevados en los reservorios del SIN, lo que reduce las pérdidas por depleción. Esos niveles de almacenamiento más elevados pueden resultar tanto de afluencias más favorables como de las políticas de seguridad operativa, a través de la aplicación de los Procedimientos Operativos de Corto Plazo (POCP). Además de esos recursos, la generación hidroeléctrica de punta también puede ser aumentada por la implantación de nuevas unidades generadoras en locales ya construidos de algunas plantas hidroeléctricas existentes (alrededor de 5 GW, según inventario de la ABRAGE).

Las principales recomendaciones del PEN 2011 están relacionadas a seguir:

- Los resultados de las evaluaciones energéticas indican que es necesario desarrollar estudios de viabilidad económica de ampliación de la capacidad de las interconexiones Norte-Sur y Sur-SE/CO;
- Los estudios de planificación de la expansión de la oferta deben tener en cuenta las necesidades para el atendimento a la demanda máxima del SIN, para que el dimensionamiento de la capacidad instalada para este atendimento sea el más económico posible;

- En ese sentido, el MME y la ANEEL deben evaluar la creación de mecanismos regulatorios que estimulen la instalación de potencia hidráulica en el SIN, sea por la motorización de construcciones existentes en plantas en operación, sea por la repotenciación de plantas existentes, o mediante la posibilidad de contratación de potencia y/o cargos de capacidad;
- Debe ser evaluada por el MME la viabilidad de las realizaciones de subastas de energía por fuente y región.

## **Horizonte a Corto Plazo**

En 2011, el período de enero a abril fue caracterizado por afluencias elevadas en las regiones Sudeste/Centro Oeste, alcanzando el 128% del promedio histórico del mes (MLT), Norte, con el 113% de la MLT, y Sur, con el 203% de la MLT. En Nordeste, las afluencias fueron por debajo del promedio, alcanzando el 86% de la MLT. Ese escenario hidrológico favorable permitió que, al final del mes de abril, el nivel de almacenamiento de la región SE/CO alcanzara el 88% de su energía almacenada máxima y, aunque hubiera afluencias por debajo del promedio, fuera posible a la región Nordeste alcanzar cerca del 90% del máximo, en virtud de la transferencia de los excedentes energéticos del SIN para esta región.

Debido a la situación hidrometeorológica favorable en el SE/CO se tornó necesaria la operación integrada de control de crecidas en los embalses de las cuencas de los ríos Grande, Paranaíba, Tietê y Paraná. Coordinada por el ONS, esta operación posibilitó amortiguar el pico de crecida natural, de cerca de 24.500 m<sup>3</sup>/s, reduciéndolo para valores próximos a 16.000 m<sup>3</sup>/s junto a la planta de Jupia.

En los demás meses del año, las regiones SE/CO, Norte y Sur permanecieron con un cuadro hidrológico favorable, con afluencias arriba del promedio, representando el 112%, 114% y 145% de las respectivos promedios históricos. En la región Nordeste, se observaron afluencias por debajo del promedio, alcanzando el 82% de la MLT.

En virtud del escenario de afluencias elevadas, la aplicación de los Procedimientos Operativos de Corto Plazo en 2011 no identificó la necesidad de despacho térmico complementar en el SIN para garantizar que los niveles-meta establecidos para las regiones SE/CO y Nordeste al final de noviembre, correspondiendo al 42% y 25% de las respectivas capacidades máximas de almacenamiento, fuesen alcanzados. La operación optimizada del sistema hidrotérmico a lo largo del año posibilitó llegar al final de la estación seca, en noviembre, con el 57% de la energía almacenada en la región SE/CO y con el 46% en el Nordeste.

En 2011, el Operador inició la emisión semanal del Informe Ejecutivo del PMO, que publica las directrices electro-energéticas de corto plazo, así como una visión futura del atendimento, con horizonte anual. Ese documento les ofrece a los agentes pleno acceso a los principales datos y resultados del PMO, posibilitándoles efectuar sus

propios análisis de sensibilidad para la definición de sus estrategias de actuación en el SIN.

La integración energética con los sistemas eléctricos de Uruguay y de Argentina se realizó con la exportación de 2.547 GWh de energía a estos países, empleando generación térmica no utilizada para atender a los requisitos del SIN.

## **2.4.2 – La Operación Eléctrica**

### **Horizonte a Medio Plazo**

El proceso de planificación de la operación eléctrica, en el contexto del ciclo anual de planificación de la operación en 2011, resultó en dos productos básicos. El Planificación de la Operación Eléctrica de Medio Plazo, PEL 2012/2013, presenta las evaluaciones del desempeño eléctrico del SIN para el período comprendido entre los meses de enero de 2012 y abril de 2013. El segundo producto está compuesto por los Estudios Eléctricos Cuatrimestrales (QEL), que detallan, a cada cuatrimestre del año en curso, las medidas operativas para que la operación atienda a los patrones y criterios establecidos en los Procedimientos de Red, de forma a compatibilizar las restricciones eléctricas y el atendimento a la carga con las políticas energéticas, con vistas al menor costo de la operación y a la máxima seguridad operativa del SIN.

Las evaluaciones realizadas tienen como referencia las previsiones de carga informadas por los agentes y consolidadas por ONS, así como el programa de obras presentado en el Plan de Ampliaciones y Refuerzos de la Red Básica (PAR) para el período 2011/2013 y en el trabajo de Consolidación de las Obras de Red Básica para el Período 2011/2013, que considera las fechas actualizadas por el Departamento de Monitoreo del Sector Eléctrico (DMSE/MME) para los cronogramas de las obras de transmisión y generación autorizadas por la ANEEL.

Los estudios del PEL 2012/2013 se han desarrollado para evaluar principalmente el desempeño de las interconexiones regionales, la necesidad de generación térmica resultante de restricciones en la transmisión y el atendimento a las áreas eléctricas del SIN.

A partir de esas evaluaciones, se destacan como principales resultados de los estudios del PEL 2012/2013: propuestas de adecuación del cronograma de las obras programadas a las necesidades del SIN; soluciones operativas, como la implantación de Sistemas Especiales de Protección (SEP) y el cambio de topología de la red; además de estrategias operativas que se utilizarán en la operación electro-energética del SIN en este horizonte.

En 2011, en paralelo con los estudios del PEL y del QEL, el ONS realizó análisis con foco específico en el suministro a algunos estados, por medio de Grupos de Trabajo específicos cuyos resultados se han abordado en el ítem 2.1.2.

El punto de relieve en este ciclo anual de planificación de la operación eléctrica fue la integración de los procesos de elaboración de los estudios del PAR y del PEL, que ocurrió por la primera vez en 2011. Esa integración de procesos resultó en una nueva forma de abordar los horizontes de los estudios de ONS, por medio de la cual fue posible racionalizar los esfuerzos de los equipos técnicos y obtener una mejor adecuación de los horizontes a los plazos para implantación de las recomendaciones resultantes de cada estudio. Además de eso, para los agentes, hubo un perfeccionamiento de su interacción con ONS, una vez que la tarea de suministro de datos para los estudios del PAR y del PEL pasó a realizarse de una única vez. La integración de esos procesos resultó en la eliminación de zonas de sombras, productos más concisos y resultados y recomendaciones más robustos.

Además de subsidiar los estudios eléctricos de corto plazo con horizonte mensual en el ámbito de la Programación de la Operación, los estudios cuatrimestrales evalúan el desempeño de los Sistemas Especiales de Protección en operación, indicando la necesidad de revisión o desactivación de los existentes y la instalación de nuevos SEPs; definen la necesidad de generación térmica por restricciones eléctricas, así como los límites de transmisión en las interconexiones regionales y para las áreas geoelectricas. El QEL también subsidia la elaboración de las instrucciones de operación utilizadas por ONS para el cumplimiento de sus atribuciones de coordinación de la operación del SIN en tiempo real.

Los resultados del Planificación Anual de la Operación Eléctrica de 2011 también subsidiaron la participación de ONS en los grupos de trabajo y fuerzas de tarea que se ocupan del suministro de energía a las ciudades sede de la Copa del Mundo de 2014, cuyos resultados se han abordado en el ítem 2.1.4.

En cuanto a los aspectos relacionados con la seguridad eléctrica operacional, ONS ha coordinado diversas acciones, en conjunto con los agentes de transmisión, generación y distribución, de modo a diagnosticar las principales fragilidades del SIN e indicar las providencias que deben ser tomadas con el objetivo de revitalizar las instalaciones existentes, adecuándolas a los patrones de seguridad establecidos en los Procedimientos de Red.

A través de la Resolución Normativa nº 443, de 26/07/2011, la ANEEL estableció una nueva sistemática a ser adoptada por el ONS y por los Agentes para la elaboración del Plan de Modernización de Instalaciones (PMI), el cual deberá ser encaminado anualmente a la agencia reguladora. Este Plan indica las obras de revitalizaciones y las mejoras necesarias para mantener adecuada la prestación del servicio por las concesionarias de transmisión. Adicionalmente al conjunto de obras de mejoras en instalaciones bajo responsabilidad de las concesionarias de transmisión, el PMI también relaciona las intervenciones de mejoras y refuerzos que deben ser implementadas por las concesionarias o permisionarias de distribución, y concesionarias o autorizadas de generación. En ese novo formato de trabajo, los refuerzos de las transmisoras pasaron a consolidarse en el Plan de Ampliaciones y Refuerzos (PAR).

El PMI elaborado en 2011 contempla el período comprendido entre 2011 y 2014 y recomienda la implantación de 232 revitalizaciones, con algunas instalaciones de pequeño porte, siendo 202 para las empresas de transmisión, 25 para las empresas de distribución y cinco para las empresas de generación.

### **Horizonte a Corto Plazo**

A lo largo de 2011, ONS desarrolló estudios e implantó medidas coyunturales que posibilitaron operar la red eléctrica en conformidad con los criterios de continuidad, confiabilidad y calidad de suministro establecidos en los Procedimientos de Red, conforme destacado a seguir.

La entrada en operación de la línea de transmisión 525 kV Foz do Iguaçu-Cascavel Oeste en diciembre aumentó la capacidad de transferencia de energía entre los subsistemas Sudeste y Sur, así como permitió ampliar la utilización de la generación en 60 Hz de la planta de Itaipu para el atendimento de la demanda del SIN.

De entre los estudios realizados, se destacan:

- La implantación y el acompañamiento del desempeño de esquemas de reconexión automática de líneas de transmisión del SIN, de forma a garantizar la continuidad del servicio con aumento de la confiabilidad.
- La optimización de los sistemas de control de generadores para asegurar el adecuado amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas y evitar la pérdida de sincronismo en la ocurrencia de perturbaciones.
- El calibrado de los Sistemas Especiales de Protección, de modo a garantizar la seguridad operativa del SIN, incluso en la ocurrencia de contingencias múltiples.
- La definición de nuevos corredores de restauración fluida del SIN, así como la actualización de los existentes, de modo a acelerar la normalización del suministro tras perturbaciones.

De entre los resultados obtenidos, se destaca la viabilización del atendimento a cargas prioritarias en el centro de la ciudad de Sao Paulo en los procesos de restauración del sistema, en virtud de la revisión del corredor fluido de la planta hidroeléctrica de Luiz Carlos Barreto.

Las medidas operativas coyunturales adoptadas tuvieron como objetivo evitar condiciones inaceptables en régimen normal de operación, así como reducir los impactos de la ocurrencia de emergencias.

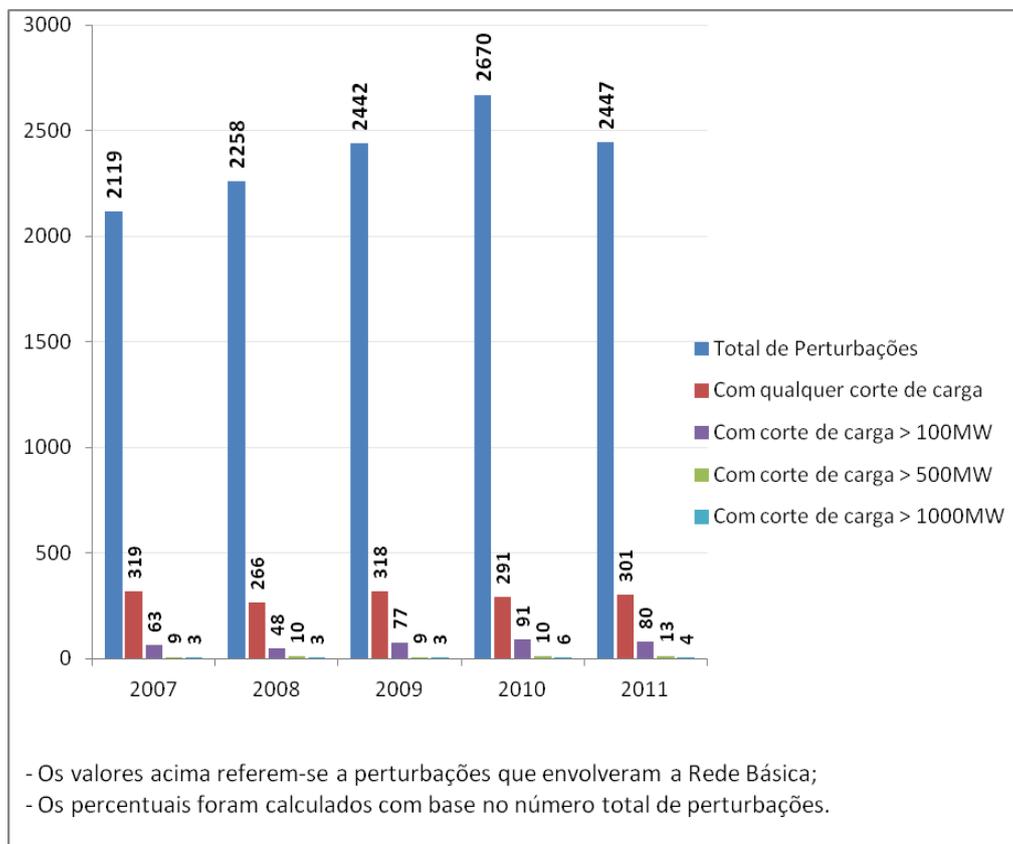
Por ejemplo, la abertura de la barra de 230 kV de la subestación Aimorés permitió reducir sobrecargas en los equipos de la red de transmisión en 138 kV de la Escelsa y también minimizar el vertido en la planta hidroeléctrica Aimorés, evitando el ensanchamiento de áreas aguas abajo, con riesgo para la población ribereña.

Otro ejemplo de esas medidas sucedió en el estado de Goiás. La elevación de la carga resultante de altas temperaturas, simultáneamente a la indisponibilidad de uno de los transformadores de la subestación Bandeirantes, que atiende gran parte de la carga del estado, resultó en sobrecarga en la transformación en régimen normal, siendo necesario despacho térmico de alto costo para su control. En esta situación, el ONS determinó la abertura de la barra de 230 kV de la subestación Cachoeira Dourada, direccionando gran parte de la generación de Cachoeira Dourada para el atendimento de las cargas de Goiás, aliviando la transformación de Bandeirantes y minimizando o eliminando la necesidad de despacho térmico.

## 2.5 – Indicadores de Desempeño del SIN en 2011

Del total de 2.447 perturbaciones registradas en 2011, cabe destacar que en solo cuatro (0,2%) los cortes de carga fueron superiores a 1.000 MW. En el gráfico a seguir, se puede observar que hubo trece eventos (0,5%) con corte de carga superior a 500 MW, y aún un total de ochenta (3,3%) con corte de carga superior a 100 MW.

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



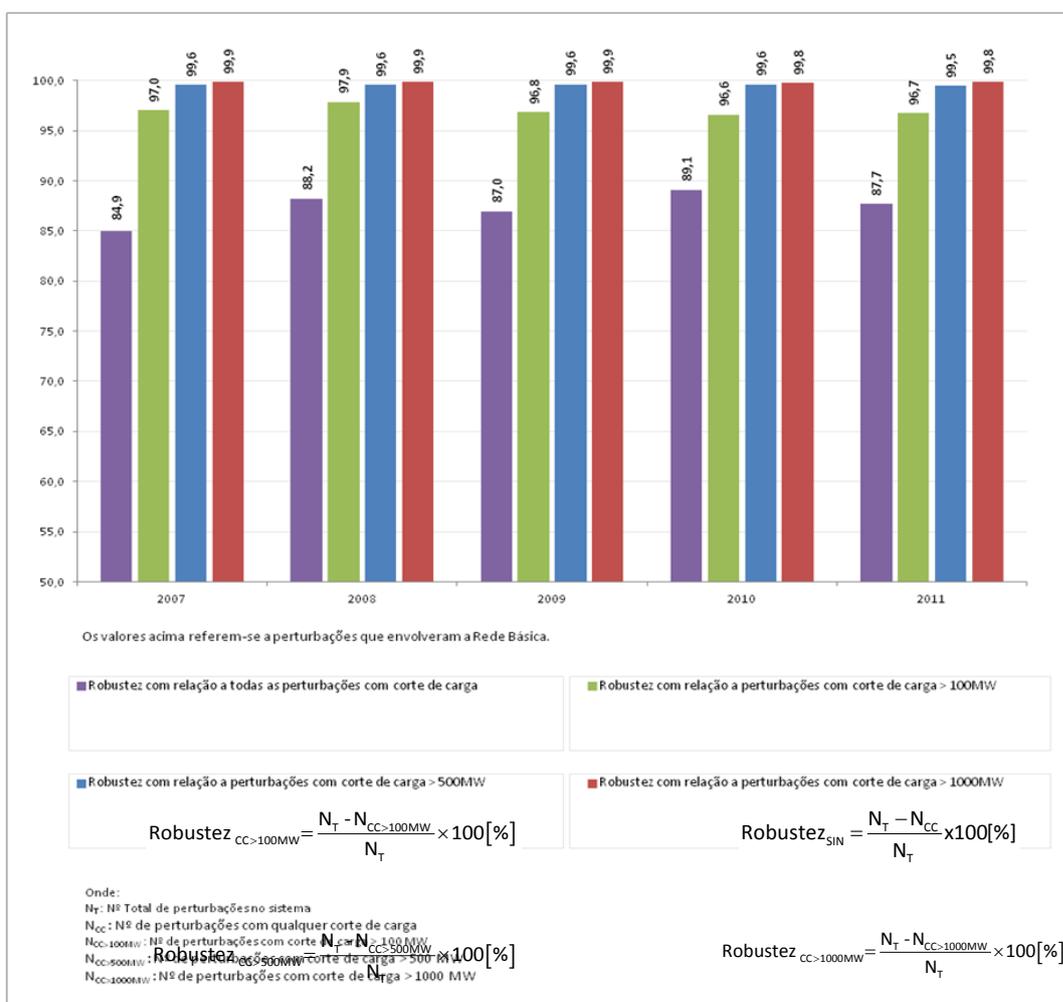
### Indicador de Robustez del SIN

La seguridad en el suministro eléctrico alcanzada en 2011 puede ser traducida por los indicadores de desempeño del SIN. Un indicador bastante representativo es el de robustez, pues relaciona las perturbaciones en el SIN con el suministro de las cargas. El valor de ese indicador es dado por la relación entre el número de perturbaciones con determinado nivel de corte de carga y el número total de perturbaciones.

Considerando que el total de perturbaciones en 2011 fue de 2.447, existen los siguientes valores para el índice de robustez:

- para cualquier corte de carga – la robustez fue del 87,7%;
- para cortes de carga por arriba de 100 MW – la robustez fue de 96,7%.
- para cortes de carga por arriba de 500 MW – la robustez fue del 99,5%.
- para cortes de carga por arriba de 1.000 MW – la robustez fue del 99,8%.

Cabe resaltar que los indicadores de robustez calculados en 2011 se mantuvieron en el mismo nivel de los años anteriores, de 2007 a 2010.



## 2.6 – La Operación en Tiempo Real

En conformidad con el Plan Director de Supervisión y Control del ONS, prosiguieron las actividades del proyecto de implantación de la Red de Gerenciamiento de Energía - REGER. Durante 2011, se concluyeron las pruebas de fábrica, transportes e instalación los equipos en los Centros de Operación y empezaron las pruebas de campo de los subsistemas de *hardware* y red. Hubo también la continuidad de las actividades de preparación de datos y pantallas, integración con la Base de Datos Técnica del ONS y entrenamiento de los equipos.

En junio, se celebró con Embratel el contrato para implantación de la Red Operativa del REGER (ROP-REGER), que entrará en funcionamiento a tiempo de suportar las pruebas funcionales. En el mismo mes, se celebró contrato con la Siemens Enterprise para modernización de la comunicación por voz en el ámbito de la operación, que pasará a usar tecnología IP.

El Proyecto del Sistema Nacional de Observabilidad y Controlabilidad – SINOCON alcanzó en 2011 la marca de implantación de 101 de las 116 unidades terminales remotas (UTRs) previstas para su Fase Emergencial. Hasta el final del año, se realizaron las transferencias de 97 UTRs a los respectivos agentes. Los Lotes 1, 2 y 3 están concluidos. En el Lote 4 dos instalaciones se concluyeron en 2011 y 15 instalaciones están en marcha. Los resultados alcanzados con la aprobación de proyectos, pruebas de aceptación en fábrica, entrega de equipos y pruebas de aceptación en campo en las plantas y subestaciones indican que, al final de 2011, el Proyecto SINOCON cumplió el 89% de su meta de realización física.

En 2011, se realizaron cinco ejercicios simulados de restauración del SIN, con la participación de los cinco Centros de Operación del ONS y 10 agentes convidados, abarcando un total de 50 profesionales que actúan en las áreas de transmisión, generación y distribución. Este año, los ejercicios tuvieron evolución con mejoras en el acceso de los agentes a los simuladores en ONS, así como en el entrenamiento *in company* para los agentes participantes. Realizados sistemáticamente desde 2006, con el objetivo de simular un posible escenario de ocurrencia en la operación del SIN, estos 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 involucrados, que utilizan ambientes similares a las salas de control de los Centros de Operación, con todos los recursos de infraestructura, de modo a dar más realismo al proceso simulado.

En el área de posoperación, los aspectos más destacados del año fueron las siguientes actividades:

- Inicio del cálculo de valores verificados de uso del sistema de transmisión - MUST, para atendimento de la Resolución ANEEL nº 399 de 13/04/2010.
- Participación en la revisión de los Procedimientos de Red, destacándose los submódulos 15.6 e 15.7.
- Consolidación de la auditoría de datos de generación encaminados por el CNOS a la CCEE.

- Conclusión de la fase de desarrollo del nuevo Sistema de Cálculo de Datos de Hidrología – SADHI WEB e inicio de la homologación.
- Conclusión del desarrollo y homologación del Sistema de Divulgación de Resultados de la Operación – SDRO.
- Inicio de las actividades para contratación del Sistema de Cálculo de la Generación – SAGER.
- Elaboración de Informes de Análisis de Perturbación para Fines de Responsabilidad Civil – RAR para diversas ocurrencias en la frontera entre empresas de transmisión y de distribución.

En el área de Normatización, se realizó la revisión del Módulo 10 de los Procedimientos de Red, contemplando varias mejoras, como: texto más objetivo, eliminación de redundancias, estandarización e inclusión de requisitos técnicos con el objetivo de ampliar la seguridad operativa del SIN.

En 2011, el área de Normatización de la Operación sobrepasó la marca de mil documentos normativos elaborados y en vigencia, desde el inicio de las actividades del ONS, habiéndose realizado más de 1.500 revisiones en estos documentos solo este año.

En marzo, se realizó la encuesta de satisfacción de clientes relativa a los procesos y productos de los Centros de Operación, con un resultado global del 98,5% de satisfacción, considerando un muestreo de 100 agentes (generación, transmisión, distribución y clientes libres).

## **2.7 – Evolución de los procesos y perfeccionamientos metodológicos**

En 2011, ONS obtuvo significativos avances en el perfeccionamiento del modelado computacional utilizado en la planificación y programación de la operación energética, contando con asociaciones establecidas en convenios con diversas universidades nacionales y extranjeras.

En este contexto, se destaca la realización en mayo de un taller sobre análisis multicriterio para apoyo a la decisión y sus aplicaciones en el sector eléctrico brasileño, con la participación de la Universidad de Coimbra.

En el ámbito del convenio con la Universidad de Georgia, de los Estados Unidos, que pretende/visa a investigar y proponer perfeccionamientos en el uso del algoritmo de programación dinámica dual estocástica (PDDE) utilizado para resolver el problema de planificación de la operación, el análisis de la estrategia de solución numérica resultó en la propuesta de avances que puede traer una reducción para de 1/7 del tiempo en el esfuerzo computacional exigido para solución del problema de la optimización energética, sin pérdida de precisión.

Aún en este convenio, en el campo metodológico, se desarrolló una propuesta de

abordaje más robusta para representación de la aversión a riesgo, por medio de la minimización de una combinación lineal del costo esperado de operación, conforme actual premisa del modelo, con el costo representativo de escenarios críticos, que consisten en alternativa para los abordajes ya utilizados en la planificación y programación de la operación para seguridad energética, que son la curva de aversión a riesgo y los Procedimientos Operativos de Corto Plazo.

ONS también ha acompañado las cinco líneas de investigaciones desarrolladas por universidades para el perfeccionamiento del modelado utilizado en la planificación de la operación energética, en cumplimiento a una llamada pública de la ANEEL para orientar la utilización de parte de los recursos de P&D que se les recaudan a los clientes de energía eléctrica.

Se ha incorporado al proceso de programación de la operación hidráulica para control de crecidas el sistema Hydroexpert, cuya aplicación en los reservorios de la cuenca del río Paraná ha sido coordinada por ONS, en apoyo a la definición de la operación hidráulica durante la crecida ocurrida en esta cuenca en marzo. Se ha iniciado también el proyecto de perfeccionamiento del Hydroexpert para su aplicación a la cuenca del río Iguaçu.

En el área de control de crecidas, se ha desarrollado un perfeccionamiento del modelo OPCHEN, con la implantación de la alternativa de recuperación de los almacenamientos al final del período húmedo, con base en la previsión hidrometeorológica, sin perjuicio para la protección contra crecidas y con beneficios para el atendimento energético.

En el área de previsión hidrometeorológica, se han concluido los estudios de aplicación y pruebas con modelado lluvia-caudal en las cuencas de los ríos São Francisco y Grande. En la cuenca del río São Francisco, en el tramo incremental entre las plantas de Três Marias y Sobradinho, se ha empleado el modelado NEUROSF, sometido a la ANEEL al del año para la autorización de su uso en el PMO. En la cuenca del río Grande, en los tramos incrementales a las plantas de Marimondo y Água Vermelha, se ha expandido la aplicación del modelo SMAP, ya implantado para la previsión de caudales en las plantas ubicadas en el tramo de aguas arriba de esa cuenca. Se ha iniciado también el estudio de aplicación del modelado SMAP para la cuenca del río Paranaíba, aguas arriba de la planta de Itumbiara.

Se destaca también el inicio de un proyecto de evaluación de nuevas alternativas para la previsión meteorológica, las cuales comprenden una nueva estandarización del modelo ETA, actualmente en uso en el proceso de previsión de caudales para el PMO, y el nuevo modelo BRAMS, que dispone de una caracterización del tipo y uso del suelo adaptado a las condiciones de Brasil.

Como parte de las acciones necesarias para disponibilización de recursos para la gestión de seguridad electro-energética, ONS dio continuidad a la acción estratégica de implantación del Organon como una herramienta de evaluación de la seguridad de la operación del SIN. En 2011, se revisaron modelos y se añadieron mejoras a este programa, con foco especial en la utilización de Sistemas Especiales de Protecciones en las simulaciones electromecánicas para evaluación del uso del Organon en el

monitoreo de los límites de recepción por la región Sudeste/Generación a través del tronco de Itaipu 60 Hz.

El Manual del Usuario del programa Organon se ha revisado, así como el banco de datos de modelos de componentes para simulaciones electromecánicas, lo que ha generado resultados compatibles con las demás herramientas de simulación utilizadas en la planificación y programación de la operación. Se ha demostrado que la versión actual del programa ya permite la correcta representación de los Sistemas Especiales de Protección en las simulaciones electromecánicas.

La utilización del programa Organon en los procesos de planificación para el cálculo de los límites abarcando la generación de Itaipu en 60 Hz y el recibimiento de la región Sudeste se ha mostrado bastante ventajosa, reduciendo el tiempo de análisis y posibilitando la explotación de un mayor número de escenarios energéticos, incluyendo hasta mismo aquellos de menor probabilidad de ocurrencia. Los resultados han indicado que la región de seguridad desarrollada para cálculo de la recepción Sudeste, en virtud de la generación de la planta de Itaipu 60 Hz, ha sido compatible con los resultados obtenidos en los procesos de planificación de la operación, comprobando la suficiencia de la representación de la red de supervisión para estudios involucrando la interconexión Sur-Sudeste.

La viabilidad de la funcionalidad de monitoreo de la región de seguridad en dispositivos portátiles, con recursos de acceso a la internet se ha demostrado a través de prototipo.

Como acción complementaria a la implantación del programa Organon, se ha desarrollado un amplio programa de entrenamiento interno cuya, continuidad está prevista para 2012, incluyendo agentes potencialmente interesados en la utilización del programa.

A lo largo de 2011, se llevaron a cabo actividades programadas en la implantación del Simulador RTDS (*Real Time Digital Simulator*) para soporte a la operación del sistema de transmisión de las plantas del río Madeira. Se ha definido un equipo de dos ingenieros, responsable por la implantación y operación del simulador en tiempo real, y adaptación y perfeccionamiento de la infraestructura de *software* para soporte a las actividades del simulador y estudios *off-line*.

Se han realizado visitas a la ABB en Ludvika, en Suecia, para el entrenamiento en las rutinas de configuración y prueba de los cubículos-réplica de las convertoras *back to back*, fabricados por la ABB, así como el acompañamiento de simulaciones con el RTDS asociadas al ajuste de los parámetros de los referidos controladores. También se han realizado visitas técnicas a los principales proveedores de los simuladores de sistemas de potencia en escala de tiempo real y simulador *off-line* aplicado a estudios eléctricos de eje de corriente continua en Canadá.

## 2.8 – La Administración de la Transmisión

### 2.8.1 - Ampliaciones y Refuerzos

En 2011 se emitieron el Plan de Ampliaciones y Refuerzos en la Red Básica – PAR y el Plan Anual de Ampliaciones y Refuerzos de Instalaciones de Transmisión no Integrantes de la Red Básica – PAR/DIT, que presentan la visión de ONS sobre las ampliaciones y refuerzos de la Red Básica y en las Demás Instalaciones de Transmisión - DIT, necesarios para preservar el adecuado desempeño de la red, garantizar el funcionamiento pleno del mercado de energía eléctrica y posibilitar el libre acceso a los interesados en actuar en ese mercado dentro del horizonte 2012-2014.

Para permitir el tratamiento de las particularidades del SIN, los estudios que dan origen al PAR y al PAR-DIT son realizados por los Grupos Especiales, con la participación de todos los agentes, abarcando las regiones Sur, Sudeste/Centro Oeste y Norte/Nordeste, además de la Empresa de Pesquisa Energética – EPE, con el objetivo de dar transparencia al proceso y permitir la participación de todos los interesados.

El PAR y el PAR-DIT se le encaminan al MME para que vengan a compatibilizar con la planificación de la expansión elaborada por la EPE. Las propuestas de ampliaciones y refuerzos en la red básica y en las Demás Instalaciones de Transmisión, tras la compatibilización y validación por el MME, se consolidan en documentos específicos y encaminados a la ANEEL, la cual va a conducir el proceso de otorgamiento de la concesión o de autorización para el desarrollo de los emprendimientos de transmisión.

Para la implantación de las ampliaciones y refuerzos en la red básica previstas en el PAR para el trienio 2012-2014 se estima una inversión del orden de R\$ 10 mil millones, considerándose los costos disponibilizados por la ANEEL.

En el trienio 2012-2014, las ampliaciones y refuerzos corresponden a un total aproximado en nuevos incrementos – obras sin otorgamiento de concesión definida – de líneas de transmisión del orden de 8.700 km y de 23.000 MVA en la capacidad de transformación, discriminados en los cuadros a seguir. Esos valores son resultantes del incremento de 29 líneas y de 97 nuevas unidades transformadoras:

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN		TRANSFORMADORES	
Tensión kV	TOTAL km	Tensión kV (*)	TOTAL MVA
500/525	7.462	500/525	12.819
440	----	440	----

345	----	345	1.325
230	1.316	230	9.101
Total	8.778	Total	23.245

(\*) Se refiere a la tensión del lado de alta del transformador

De entre las principales obras propuestas en este PAR, para la Red Básica, se destacan:

### **Región Sur y Mato Grosso do Sul**

- LT 525 kV Salto Santiago – Itá C2 (PR/SC)
- LT 525 kV Itá – Nova Santa Rita C2 (RS/SC)
- LT 525 kV Curitiba – Curitiba Leste (PR)
- SE Nova Santa Rita 525/230 kV: 4º AT 672 MVA (RS)
- SE Abdon Batista 525/230 kV – 672 MVA (SC)
- LT 230 kV Umbará – Uberaba C2 (PR)
- SE Cascavel Norte 230/138 kV – 2x150 MVA (PR)
- LT 230 kV Umuarama – Guaíra (PR)
- LT 230 kV Cascavel Oeste – Cascavel Norte (PR)
- LT 230 kV Lajeado 2 – Garibaldi (RS)
- LT 230 kV Nova Santa Rita – Camaquã 3 (RS)
- LT 230 kV Camaquã 3 – Quinta (RS)
- LT 230 kV Candiota – Bagé 2 (RS)

### **Regiones Sudeste/Centro Oeste**

- LT 500 kV Taubaté – Nova Iguaçu C1 (SP/RJ),
- LT 500 kV Araraquara 2 – Campinas (SP)
- LT 500 kV Itabirito 2 – Vespasiano (MG)
- SE Zona Oeste 500/138 kV – 900 MVA, nuevo parque de 138 kV (RJ)
- LT 230 kV Barro Alto – Itapaci C2 (GO)
- SE Luziânia 500/138 kV – 225 MVA (GO)
- SE Nobres 230/138 kV- 2x100 MVA, nuevo parque de 138 kV (MT)

### **Regiones Norte/Nordeste**

LT 500 kV São João do Piauí – Milagres C2 (PI/PE/CE)  
 LT 500 kV Gilbués – São João do Piauí (PI)  
 SE Gilbués 500 kV (Nova) (PI)  
 LT 500 kV Gilbués – Barreiras (Pi/BA)  
 LT 500 kV Miracema – Gilbués C1 y C2 (TO/PI)  
 SE Barreiras 500 kV (Nova) (BA)  
 LT 500 kV Barreiras – Bom Jesus da Lapa II (BA)  
 LT 500 kV Bom Jesus Da Lapa II – Ibicoara C2 (BA)  
 LT 500 kV Ibicoara – Sapeçu C2 (BA)  
 LT 500 kV Luiz Gonzaga – Milagres C2 (PE/CE)  
 LT 500 kV Milagres – Açú III (CE/RN)  
 LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C3 (MA/PI)  
 LT 500 kV Teresina II– Sobral III C3 (PI/CE)  
 LT 230 kV Pituaçu – Pirajá (BA)  
 LT 230 kV Camaçari IV – Pirajá (BA)  
 SE Pirajá 230/69 kV – 2x180 MVA (BA)

Las Ampliaciones y Refuerzos en las Demás Instalaciones de Transmisión – DIT sin concesión definida o sin autorización previa – propuestas en este PAR-DIT, para el trienio 2012-2014, están discriminados en los recuadros a seguir:

Nuevas líneas de transmisión	
Tensión kV	- km
138	316
88	1
Total	317

Nuevas subestaciones y transformadores		
Subestaciones	Transformadores	MVA
3	4	200

Síntesis de la Propuesta de Obras/Reformas	Total
Construcción de nuevas líneas de transmisión	4
Recapitación/reconstrucción/reconducción/seccionamiento de líneas existentes	26

Adecuación de barra /bays	16
Instalación de bays (*)	117
Instalación/adequación de parque de subestación	7
Instalación de compensación reactiva capacitiva (Mvar)	320
Instalación de compensación reactiva inductiva (Mvar)	11
Instalación/sustitución de transformadores (MVA)	333
Individualización de transformadores	8
Instalación de demás equipos (**)	31

(\*) Incluye bays de las nuevas LT

(\*\*) Cuchillas seccionadoras, protección, reactores limitadores, entre otros

### 2.8.2 - Acceso a la Red Eléctrica

En 2011 se emitieron 92 Pareceres de Acceso y se revisaron 68 Pareceres. Esos números fueron, respectivamente, el 27% y el 33% superiores a los realizados en 2010. Los 92 Pareceres de Acceso emitidos en 2011 fueron, respectivamente, para conexión de:

- 4 plantas hidráulicas;
- 2 plantas térmicas;
- 5 plantas eólicas;
- 5 consumidores libres;
- 55 distribuidoras y
- 2 interconexiones internacionales.

Se destacan aún la elaboración de 469 Documentos de Acceso que posibiliten la habilitación técnica de emprendimientos para participar de la Subasta LER y A-3 de 2011 y, hasta el 31 de diciembre de 2011, la emisión de 452 documentos para habilitación en la participación de la Subasta A-3 de 2012.

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

El Ministerio de Minas y Energía, con base en el conjunto de emprendimientos indicados por la consolidación de obras realizada por la EPE y por el ONS, define las nuevas instalaciones de transmisión que ANEEL licitará o autorizará.

Responsable por el proceso de licitación de nuevos emprendimientos de la transmisión, la ANEEL prepara la documentación que compone el edicto, en la cual se incluye el “Anexo Técnico”. Este anexo es de gran importancia para el Operador, pues define las características técnicas de las nuevas instalaciones de la Red Básica, cuya operación es de responsabilidad de ONS. De esta forma, la regulación en vigor prevé que el ONS defina requisitos técnicos para las nuevas instalaciones, con el objetivo de adecuarlos a la red existente y garantizar su desempeño sistémico.

Aún dentro del proceso de integración de nuevas obras al SIN, ONS es también responsable por la verificación de la conformidad del proyecto básico de las nuevas instalaciones autorizadas o subastas con los Procedimientos de Red y los Anexos Técnicos de los respectivos edictos.

Estas atribuciones corresponden a dos procesos de ONS previstos en el Submódulo 2.2 de los Procedimientos de Red:

- Definición de requisitos mínimos de desempeño para las nuevas instalaciones de transmisión, que, desde el punto de vista de la operación del sistema, deban constar de los instrumentos técnicos de otorgamiento de las nuevas instalaciones;
- Certificación de que las nuevas instalaciones de transmisión atienden a los requisitos técnicos mínimos establecidos en el instrumento técnico de otorgamiento (anexo técnico) y en los Procedimientos de Red.

Esos procesos se revisten de gran importancia para la integración de nuevas instalaciones al SIN y en el año de 2011 correspondieron a proposiciones de requisitos técnicos para 25 lotes de emprendimientos subastados, así como un total de 42 análisis de conformidad de proyectos básicos de nuevas instalaciones de transmisión.

#### **2.8.4 - Contratos de Transmisión**

Se destacan en 2011 las alteraciones en la reglamentación asociadas a las instalaciones de interconexión internacional promocionadas por las Ordenanzas MME n° 210 y 211, por el Despacho del Director General de la ANEEL n° 1.871 y por la Resolución Normativa ANEEL n° 420. Estos reglamentos equipararon, para efectos técnicos y comerciales, a los concesionarios de transmisión, las instalaciones del Sistema de Transmisión Garabi 1 y 2, necesarias a los intercambios internacionales de energía eléctrica. También alteraron las reglas de contratación de los servicios y del uso de la transmisión e introdujeron el adicional de tarifas de uso específico de las instalaciones de interconexiones internacionales para exportación e importación de energía eléctrica – ADTUE, pensando en modicidad tarifaria de los usuarios del sistema de transmisión.

Aún en 2011, se dio continuidad a la operacionalización de la Resolución Normativa ANEEL n° 399/2010, que perfeccionó la reglamentación de contratación del uso de la transmisión, estableciendo que los Contratos de Uso del Sistema de Transmisión –

CUST de todas las centrales de generación se adecuasen hasta el 30 de abril de 2011, lo que se cumplió en el plazo reglamentario para todos los 127 contratos.

En los meses de abril y mayo de 2011, se permitió la adecuación de los Contratos de Uso del Sistema de Transmisión – CUST de las concesionarias y permisionarias de distribución y de las unidades consumidoras conectadas a la Red Básica , en virtud de de la publicación de la Resolución Normativa ANEEL n° 429/2011, que alteró la Resolución Normativa ANEEL n° 399/2010, creando un período de transición para la aplicación de las tarifas de uso del sistema de transmisión en el período fuera de punta.

En cuanto a la celebración de contratos, se firmaron 18 nuevos Contratos de Prestación de Servicios de Transmisión – CPST, 57 nuevos Contratos de Uso de los Sistemas de Transmisión – CUST, 95 nuevos Contratos de Conexión a los Sistemas de Transmisión – CCT y Contratos de Coparticipación de Instalaciones – CCI además de cinco nuevos contratos y dos términos aditivos a los Contratos de Prestación de Servicios Ancilares – CPSA.

### **2.8.5 – Cálculo Mensual de Servicios y Cargos**

El cálculo Mensual de los Servicios y Cargos de Transmisión – AMSE implica básicamente, el cálculo de los valores de los ingresos que se les pagarán a los prestadores del servicio de la Transmisión (concesionarias de transmisión y ONS) y los Cargos de Uso del Sistema de Transmisión – EUST y Sectoriales que se le cobrarán a cada usuario de la Red Básica y Red de Frontera.

El proceso de la AMSE considera todos los parámetros necesarios a los cálculos de los ingresos ( Ingreso Anual Permitido, Cuota de Ajuste de Ciclos Anteriores, de entre otros), cargos (tarifas, demandas y generaciones contratadas), así como, todas las variables implicadas ( Cuota Variable debido a la Indisponibilidad de Instalaciones, Adicionales Financieros debido al Excedente de Demanda, Nuevos Agentes, Presupuesto Modulado del ONS, Ingreso de Nuevas Obras).

La AMSE finalizó el año con 90 concesionarias de transmisión y 234 usuarios, de los cuales 228 permanentes y seis temporales. El total de cargos cobrados e ingresos pagados en el año alcanzó el valor de R\$ 11,622 mil millones.

Se inició ese año con el cálculo de los adicionales financieros asociados al excedente de los valores contratados por los agentes de distribución, de acuerdo con la Resolución Normativa ANEEL n° 399/2010, que perfeccionó la reglamentación de contratación del uso de la transmisión. Otro hecho relevante de 2011 fue el inicio del cálculo de los cargos de uso asociados a las tarifas del negocio fuera de punta para agentes de distribución y consumidores libres.

### **2.8.6 - Sistema de Medición para Facturación - SMF**

En 2011 se emitieron cerca de 2400 pareceres técnicos relativos a proyectos básicos y a informes de comisionamiento de instalaciones de medición para facturación, lo que corresponde a un promedio mensual durante el año de más de aproximadamente 200 documentos.

### **3 – RESULTADOS DE LA GESTIÓN EN 2011**

#### **3.1 – Relacionamento Institucional del ONS**

En 2011, ONS dio continuidad al relacionamento institucional con la sociedad, concentrando el foco en el sector eléctrico.

Desarrollado para sistematizar el relacionamento con los agentes asociados, entró en operación al final del año, el Catastro de Datos para Relacionamento Externo (CDRE), un portal *web* que unifica y concentra las informaciones sobre los agentes asociados y sus representantes en los procesos técnicos elaborados por ONS. El CDRE posibilita la divulgación de reuniones y eventos, la consulta a los productos emitidos y la automatización del cambio de informaciones entre los agentes y los equipos de ONS. A lo largo del segundo semestre, se hizo la inserción y la consolidación de las informaciones existentes en diversas áreas de la organización, además del entrenamiento de los equipos en las diferentes localidades. En el primer semestre de 2012, toda la red de agentes pasará a tener acceso al CDRE.

Las asociaciones sectoriales también fueron foco de las acciones de relacionamento de ONS. La dirección del Operador realizó conferencias en las principales asociaciones sectoriales – ABDIB, ABRACE, ABRACEEL, ABRAGET, APINE y COGEN – para presentar los resultados de los estudios desarrollados y discutir otros temas de mutuo interés. Uno de los principales foros para el relacionamento con las asociaciones fue el 8º Encuentro Nacional de Agentes del Sector Eléctrico, importante evento del sector eléctrico en que ONS estuvo presente.

Se trató también con mucha atención el relacionamento con las universidades, con el funcionamiento al final del año, en el ambiente del CDRE, del Espacio UNI-ONS, específicamente dedicado al cambio de informaciones con los representantes de las Universidades.

ONS participó en 2011 de otros eventos que permitieron reforzar el relacionamento con segmentos específicos del público externo:

- 4º Seminario de Consejos de Consumidores;
- 2º TOPSEP – Taller Latinoamericano de Operación de Sistemas Eléctricos de Potência;
- Taller IBAMA;
- Seminario en la Cámara de los Diputados sobre Modicidad Tarifaria, Concesiones y Calidad del Suministro;

- Audiencia Pública en la Cámara de los Diputados sobre condiciones de suministro en el SIN;
- Energy Summit 2011
- Encuentro con el Comité Olímpico Internacional sobre las condiciones de suministro en 2016

Hubo aún un intenso relacionamiento con el Tribunal de Cuentas de la Unión, en el sentido de entrega de informaciones sobre la continuidad del suministro al mercado de energía eléctrica.

En 2011 se concluyó el Plan de Gestión de la Comunicación en Situaciones de Crisis, que tiene como objetivo perfeccionar la comunicación del Operador con su público de interés en momentos críticos, pretendiendo preservar su imagen y reputación. El Plan establece políticas y procedimientos que serán seguidos en la ocurrencia de interrupciones temporales del suministro de energía eléctrica al mercado consumidor. Está en marcha el detallamiento de los procedimientos internos al Operador, así como la articulación externa con otros participantes del proceso, como el MME, la ANEEL y los Agentes. Su implantación efectiva aún depende de la aprobación de esas instituciones. El Plan fue construido tras un trabajo de *benchmarking* realizado con empresas nacionales de gran porte y con los Operadores de Sistemas participantes del VLPGO.

Con el objetivo de mantener la sociedad informada sobre las condiciones de suministro de energía y sobre los resultados de la operación del SIN, ONS mantuvo estrecho contacto con la media, tanto por medio de entrevistas de su Director General, como con los esclarecimientos prestados por el equipo de comunicación externa. El porcentual de exposición favorable de ONS en la media impresa en 2011 fue del 94%.

El *website* de ONS recibió como promedio 1.460 visitas externas por día durante el año, comprobando su importancia como instrumento de divulgación de las actividades técnicas del Operador y de relacionamiento con los internautas. La sección Hable con Nosotros del sitio recibió como promedio 94 mensajes de visitantes por mes.

Las actividades de ONS en la operación centralizada del SIN despertaron el interés de otros segmentos del público externo, especialmente de estudiantes, técnicos del sector y técnicos extranjeros, atendidos por el Programa de Visitación Institucional. Se recibieron a diversas delegaciones extranjeras en la Oficina Central. En el Centro Nacional de Operación del Sistema, en Brasilia, se realizaron 25 visitas, con 428 visitantes. En el Centro Regional de Operación Sudeste, en Río de Janeiro, hubo 20 visitas técnicas, totalizando 300 visitantes. En Florianópolis, hubo seis visitas técnicas en el año y en Recife, ocho.

En el ámbito de las relaciones institucionales de ONS con la CCEE y con la EPE, cabe destacar el crecimiento de la integración y de la cooperación en la realización de las actividades, estudios y proyectos, a través de los Acuerdos Operacionales existentes

con esas organizaciones, y que contribuyen para el aumento de la eficiencia del sector eléctrico brasileño.

### **3.2 – Relacionamento con Agentes e Integración de Nuevas Instalaciones al SIN**

En 2011, el total de Agentes Asociados a ONS alcanzó 282 asociados (número 11 % superior al año anterior, de 254 agentes), demostrando 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. Para nivelar estos Agentes Asociados acerca de las actividades desarrolladas, ONS realizó seis Encuentros Técnicos ONS/Agentes.

Se emitieron, en ese año, 452 Términos de Liberación para puesta la entrada en operación de instalaciones de transmisión, y 453 Declaraciones de Atendimento a los Requisitos de los Procedimientos de Red para instalaciones de generación. Se realizó también la clasificación de la Modalidad de Operación de 156 plantas, de las cuales 64 clasificadas como Tipo I, 29 como Tipo II y 63 como Tipo III.

Durante el año se implementaron acciones de captación, con el objetivo principal de un mayor acercamiento a los agentes, cuyas obras estaban comprendidas en el horizonte de doce meses en adelante, brindando así, el soporte necesario para que el proceso ocurra de forma eficiente. Se realizaron seis encuentros con la participación de los nuevos agentes que se estaban integrando al sector eléctrico, y también de agentes ya integrados, que estaban implantando nuevas instalaciones al SIN. Las reuniones contaron con la participación de los Núcleos y Centros Regionales y de las áreas técnicas de ONS.

### **3.3 – Relacionamento Estratégico Internacional de ONS**

#### **3.3.1 - Very Large Power Grid Operators – VLPGO**

Considerando que el VLPGO es un foro privilegiado para el tratamiento de temas de interés para la operación del sistema eléctrico brasileño, ONS mantuvo en 2011 su participación en este grupo. Ese año, la presidencia fue ejercida por el Director General da Red Eléctrica de España, siendo aprobado en la reunión anual del VLPGO, en noviembre, que la presidencia será ejercida en 2012 por el Presidente de la Reseau de Transport de Electricité, de Francia.

ONS participó directamente de los trabajos desarrollados a respecto de los temas que se consideraron prioritarios, habiendo asumido la coordinación en algunos de esos temas:

- Integración de fuentes renovables;
- Sistemas de corriente continua en extra alta tensión (800 kV);
- Seguridad *versus* costo en la evaluación de la confiabilidad;
- Mejores prácticas para la restauración de sistemas de gran porte;
- Superación de niveles de corto circuito en equipos e instalaciones;
- Especificación y evaluación de la aplicación de Phasor Measurement Units (PMU); y
- Comunicación.

Considerando la evolución prevista en la composición de la oferta y de la demanda de energía eléctrica en el mundo, ONS acompaña aún temas que tendrán seguramente repercusiones importantes para la operación del SIN en el futuro, como:

- Desarrollo y penetración de los vehículos eléctricos;
- Sistemas de almacenamiento de energía;
- Evolución del concepto y de la aplicación del SmartGrid; y
- Nuevos modelos para la previsión de carga.

Cabe destacar que, en 2011, el VLPGO continuó siendo uno de los foros más importantes, en que ONS se mantiene actualizado sobre evoluciones tecnológicas de interés de los mayores operadores del mundo.

### 3.3.2 - Comisión de Integración Eléctrica Regional - CIER

ONS participó como conferencista en diversos seminarios internacionales auspiciados por la CIER, oportunidades en que aprovechó para estrechar relaciones con los demás representantes de Operadores de América Latina, así como para integrar los trabajos que vienen siendo elaborados en el ámbito del VLPGO con aquellos de la CIER.

En ese contexto, se destaca el II Seminario de Operación de Sistemas de Potencia en Estado de Emergencia, realizado en la República Dominicana, y la 46ª Reunión de Altos Ejecutivos de la CIER, en Santiago de Chile.

Además de eso, como representante brasileño en el Grupo de Trabajo de Operadores y Administradores de Mercado, ONS viene participando del desarrollo de importantes proyectos, tal como la concepción del Proyecto SIGER/Atlas, que tiene por objetivo desarrollar un sistema gestor de datos para integración energética regional y un atlas geográfico regional georeferenciado.

Se destaca aún en 2011 la elección del Director General de ONS para la Presidencia de la CIER, en el período comprendido entre noviembre/2011 y noviembre/2013, con la misión de reforzar las alianzas hacia la promoción de la integración eléctrica regional, en especial en el ámbito de los países del MERCOSUR.

### 3.4 – La Mudanza para Nuevas Instalaciones

ONS empezó en 2009 el proceso de mudanza de sus instalaciones en Río de Janeiro, en Recife y en Florianópolis, considerando proyecciones sobre su futuro y estimaciones de crecimiento hacia el horizonte de 2020. Como punto de partida, se hizo un detallado estudio de la estructura disponible en los edificios actuales y se realizaron diversas reuniones de planificación para la elaboración y validación de un plan de necesidades de la organización.

Se eligieron los locales de las nuevas instalaciones: el barrio de Cidade Nova, en Río de Janeiro, el barrio de Santo Amaro, en Recife, y el complejo Office Park, en Florianópolis. Los edificios están en construcción según contratos de arrendamiento que ONS firmó con sus propietarios-emprendedores.

Las nuevas instalaciones incluirán ambientes de estudios, en la Oficina Central y en los Núcleos Regionales, y ambientes operativos, en los Centros Regionales de Operación, lo que impone requisitos especiales de redundancia y confiabilidad para asegurar condiciones adecuadas de funcionamiento. Los edificios se construirán con la utilización de ambientes ecológicamente correctos, reduciendo el impacto en el medio ambiente, brindándoles a los edificios la certificación de *green building*, en la categoría básica. Prácticas de eficiencia energética y de reutilización de agua también contribuirán para la reducción de los costos de operación y manutención, en pro de la modicidad tarifaria.

Las contrataciones se realizaron en la modalidad *built to suit*, una forma de contratación cuyas cláusulas abarcan peculiaridades técnicas, jurídicas y de negocios. Esas transacciones son regidas por Contratos de Arrendamiento Atípico (CLA), que tiene como anexo un Memorial Descriptivo en que se establecen los detalles del suministro básico, adecuados a las necesidades del Operador. Complementando el suministro básico, ONS necesita para su funcionamiento que se atiendan varios otros requisitos, denominados ítems de ajuar. De modo cualitativo, esos ítems son bastante semejantes para cada uno de los tres nuevos edificios.

Considerando la importancia de que ONS cumpla las responsabilidades contractuales asumidas, garantice la adherencia del suministro al que fue contratado y tenga todos sus requisitos atendidos, tanto en el suministro básico como en los ítems del ajuar, se realizaron contrataciones de servicios adicionales, una vez que el Operador no dispone en sus plantillas del conocimiento específico en ese tema.

Para la gestión de la implantación de las nuevas instalaciones en las tres localidades, se estableció un modelo de asesoramiento, que incluye la identificación de la estructura de soporte para el acompañamiento y control de los eventos y etapas contractuales para la construcción de los edificios, ejecución de los ítems especiales de infraestructura, gestión de la mudanza física para los nuevos edificios y devolución de los edificios actualmente ocupados a sus propietarios. Esa estructura comprende tres funciones específicas: el Gestor del Suministro del Ajuar, el propio emprendedor de cada edificio, evitando dilución de responsabilidades; el Gestor del

Comisionamiento, responsable por el análisis técnico y económico de las obras y por el endoso de las instalaciones; y el Project Manager Officer (PMO), asesorando a ONS en la gestión global de los procesos.

### **Características funcionales de los emprendimientos**

Los edificios fueron concebidos observando la horizontalidad de los espacios de oficinas, privilegiando la integración de los grupos de trabajo y la funcionalidad, con el apoyo de infraestructura direccionada hacia la eficiencia energética y sustentabilidad, aliadas al confort de los usuarios.

La eficiencia energética será garantizada por los revestimientos de fachadas, sistemas de aire acondicionado con modernos *chillers*, insuflación por el piso elevado y control local de temperatura y humedad, sistemas de iluminación dimerizados y con diodos emisores de luz (*led*), ascensores automáticos y con control de llamadas. Estas facilidades están alineadas a la certificación *green building*, alcanzada por proyectos especializados, sin aumento de costos de inversión.

El objetivo de sustentabilidad será alcanzado por medio de sistemas que resultan en economía de energía eléctrica y reutilización de agua.

Una vez que en todas las localidades las instalaciones incluirán ambientes de oficina y ambientes operativos, las nuevas instalaciones tendrán funcionalidades comunes y dimensiones diversas, en función del número de empleados en cada localidad.

Estos atributos garantizarán costos futuros de O&M, por área ocupada, muy abajo de los actuales. También contribuye para esa reducción de costos el hecho de que toda la infraestructura necesaria para dar soporte a las funcionalidades que se instalarán en los edificios, independientemente de sus fechas de implantación, ya se está considerando desde el inicio del proyecto, con el objetivo de evitar rehacerlo todo.

El Plan de Ocupación valora la continuidad del funcionamiento de las actividades finalistas de ONS y, a causa de eso, la infraestructura predial se proyectó dentro del criterio de dualidad y confiabilidad de la norma internacional Uptime, en el nivel TIER III, siguiendo prácticas adoptadas internacionalmente en instalaciones de operadores de sistemas.

En diciembre de 2011 en el edificio de Río de Janeiro el 70% de la etapa de infraestructura ya se había implantado. En los edificios de Florianópolis y de Recife, en la misma ocasión, ya se estaban instalando los acabados eléctricos, hidráulicos y de acondicionadores de aire y finalizados las obras civiles y acabados. Los edificios de Recife y Florianópolis deberán estar disponibles para ocupación al final de 2012. El edificio de Río de Janeiro deberá tener su ocupación iniciada en el primer semestre de 2013.

### 3.5 – Plan de Acción 2010-2013

ONS anualmente elabora su Plan de Acción para los tres próximos ciclos presupuestarios, con la finalidad de asegurar las condiciones técnicas y corporativas apropiadas para cumplimiento de sus atribuciones en la coordinación y control de la operación de la generación y de la transmisión de energía eléctrica del SIN, bajo la fiscalización y regulación de la ANEEL.

El Plan de Acción está estructurado en conformidad con las orientaciones estratégicas, así como los programas y proyectos correlatos, considerando los siguientes aspectos:

- Los objetivos estratégicos y sus respectivos desafíos y acciones prioritarios;
- Los perjuicios relativos a los programas y respectivos proyectos a desarrollarse en el período, dando continuidad al perfeccionamiento y a la actualización constante del Operador en términos tecnológicos, corporativos de sus procesos y procedimientos técnicos;
- Las directrices para elaboración de los programas de trabajo de cada una de las áreas del Operador.

Los objetivos estratégicos aprobados por el Directorio para el ciclo son:

- I. Disponer de los recursos para la gestión de la seguridad electro-energética del SIN
- II. Aumentar la capacidad para prevención y gestión de situaciones de crisis
- III. Perfeccionar la actuación como gestor de las redes de agentes y de sus instalaciones y participante de la red de instituciones
- IV. Perfeccionar la capacidad de gestión para el pleno ejercicio de las funciones finalistas.
- V. Obtener el reconocimiento por los resultados y beneficios alcanzados

Para el alcance de los objetivos estratégicos, el Plan de Acción actual contempla una cartera de 55 proyectos, agrupados en 9 programas.

De entre los resultados alcanzados durante el año de 2011, deben resaltarse los siguientes proyectos:

- Continuidad de la ejecución del Proyecto Nuevas Instalaciones de ONS en Florianópolis, Recife y Río de Janeiro.
- Consecución del Proyecto REGER, cuyo objetivo principal es la disponibilización del sistema de gerenciamiento de energía para instalación en los Centros de Operación del Sistema de ONS.
- Desarrollo del Proyecto Básico del Sistema de Transmisión del Madeira.
- Evolución del Programa Trayectorias de Carrera.

- Desarrollo e implantación de mejoras prioritarias en los procesos de obtención de bienes y servicios y gestión de contratos.

### **3.6 – Gestión de Riesgos y Gestión de los Procedimientos de Red**

La gestión de riesgos y la gestión de los Procedimientos de Red abarcan actividades cuyo objetivo es perfeccionar continuamente los procesos realizados por ONS, de modo a tornarlos más seguros e eficientes, preservando los requisitos de transparencia y equidad.

ANEEL aprobó, en noviembre de 2011, la versión 2.0 de los Módulos 2, 6, 9, 12, 13, 23 y 26 de los Procedimientos de Red, por medio de la Resolución Normativa 461/2011. Esa revisión contempló la compatibilización de los Procedimientos de Red con las Resoluciones emitidas por la ANEEL en 2009 y 2010, proporcionando, así, mayor consistencia al normativo sectorial.

Considerando la necesidad de permanente actualización de los Procedimientos de Red para asegurar la adecuación a la legislación y reglamentación vigentes, garantizar la permanente consistencia e integración entre los diversos Módulos, así como posibilitar la incorporación de perfeccionamientos en los procesos por estos descritos, se implementó una sistemática de revisión periódica de esos procedimientos.

En 2011, se inició el primer ciclo de aplicación de esa sistemática de revisión, que incluyó la realización de 19 talleres externos, con amplia participación de los agentes. El foco principal de esa primera revisión fue la evaluación de las responsabilidades y procesos actualmente descritos en los Procedimientos de Red, con el objetivo de proporcionarle a ONS más amplio acceso a informaciones consideradas relevantes para la garantía de la seguridad del SIN y mayor poder para la obtención de esas informaciones con la agilidad necesaria. Los módulos revisados deberán ser encaminados en el primer semestre de 2012 para apreciación y aprobación de la ANEEL.

En cuanto a la Gestión de Riesgos, a partir de las orientaciones de la Planificación Estratégica de ONS, se realizaron en 2011 análisis de diversos procesos que tienen influencia directa en la seguridad eléctrica del SIN, para la evaluación de los riesgos inherentes e identificación de las oportunidades de mejora. El foco de los análisis se direccionó hacia los siguientes procesos y sus controles: Programación de Intervenciones en Instalaciones de la Red de Operación; Análisis de Perturbaciones; Estudios de Restauración del Sistema; Gestión de los Sistemas de Protección y Control, Acompañamiento de Mantenimiento de Equipos y Líneas de Transmisión, Elaboración del PAR, Emisión de Términos de Liberación y Declaraciones de Atendimento a los Procedimientos de Red. Las mejoras identificadas están siendo objeto de implementación, conforme planes de perfeccionamiento definidos para cada proceso.

Se dio continuidad a la Auditoría Externa de los datos de entrada del PMO y sus revisiones, y de los datos calculados por el CNOS utilizados por la CCEE y por los procesos de planificación electro-energética, habiendo sido emitidos por la empresa

auditora los Informes de Aseguramiento relativos a todos los meses del período analizado, evidenciando la adecuación de los procesos realizados. La empresa de auditoría también indicó oportunidades de mejora que ya fueron o están siendo implementadas por ONS, con el objetivo de asegurar un perfeccionamiento continuo de los procesos realizados.

En el área corporativa, se resalta el levantamiento de vulnerabilidades asociadas a los procesos de ONS. Esas vulnerabilidades están relacionadas a las adquisiciones y contrataciones, al cálculo y retención de tributos y al atendimento a la legislación laboral y fiscal. ONS viene efectuando el monitoreo regular y sistemático de su grado de exposición, posibilitando una actuación preventiva más efectiva.

### **3.7 – Gestión de Personas**

La gestión de personas en ONS busca la permanente alienación a sus objetivos estratégicos, con el objetivo de darle sustentabilidad a la organización. Las acciones emprendidas pueden reunirse en tres dimensiones principales: atracción, desarrollo y retención de los empleados.

En 2011, la plantilla propia estaba compuesta por 721 empleados, acrecida de 45 *trainees* y 37 practicantes, distribuidos en las localidades de Brasília, Recife, Florianópolis y Río de Janeiro.

#### **Atracción**

**Reclutamiento y Selección** – Los procesos internos y externos de reclutamiento y selección de personal permitieron en 2011 la ocupación de 53 puestos de trabajo en la organización.

**Programa Construir** – El Programa *Trainee*, realizado anualmente, recluta y selecciona a *trainees* de nivel superior y técnico que permanecen en la organización por el período de dos años. Los participantes pasan por un programa de capacitación direccionado hacia el sector y pautado en la convivencia con los profesionales más experientes de la organización. Tras un proceso de evaluación, ellos tienen la oportunidad de participar en los procesos selectivos internos.

En el ciclo de 2011, después de un riguroso proceso selectivo con más de 2.000 candidatos inscritos, fueron admitidos a 34 *trainees*, de los cuales 27 de nivel superior y siete de nivel técnico.

El programa se perfeccionó ese año con la extensión del período de integración y la adopción de relevos personalizados, conforme la necesidad de cada área. En 2011, siete participantes del programa fueron admitidos en la plantilla del Operador.

El Programa Construir también tiene la finalidad de seleccionar a practicantes y promocionar su desarrollo por medio de su inserción en actividades de ONS compatibles con su formación, preparándoles para un posible futuro aprovechamiento como *trainee*. En 2011, fueron admitidos 29 practicantes, distribuidos en las áreas de Ingeniería Eléctrica, Ingeniería Civil, Administración, Biblioteconomía, Servicio Social y Secretariado.

## **Retención**

**Programa Trayectorias de Carrera** – Iniciado en 2009, el Trayectorias de Carrera tiene como objetivo proporcionar mayor visibilidad para los empleados sobre las perspectivas de evolución profesional en ONS, lo que se constituye un elemento de retención y satisfacción interna. Formulado por un grupo de modelado, compuesto por gestores de diversas áreas de la organización, en convenio con la FIA/USP, el programa tuvo su contenido perfeccionado a partir de sugerencias de profesionales de diferentes niveles jerárquicos y áreas de la organización.

En 2011, se concluyó la estructura básica del Programa Trayectorias de Carrera. En función de su formación y experiencia, se realizó el encuadramiento preliminar de los empleados en los ejes de carrera. Otro importante resultado fue la integración de los Valores Organizacionales a las Competencias consideradas en el programa.

**Plan de Gestión de Cargos y Remuneración** – El PGCR tiene como objetivos asegurar la competitividad de la remuneración practicada por ONS frente al mercado, consolidar la práctica de la meritocracia y promocionar el reconocimiento como valor organizacional. Está dividido en cuatro pilares: Estructura de Cargos y Salarios, que sigue la metodología del Hay Group; Acompañamiento del Mercado, a través de sondeo salarial; Reglas y Criterios para Movimientos; y Remuneración por Resultados.

Uno de los principales destaques del año fue la elaboración de la propuesta de revisión estructural del PGCR, incluyendo la revisión de la política de remuneración y de la estructura de cargos y salarios. Este trabajo contó con la participación de un grupo mixto de gestores y empleados, con representantes de todos los directorios y localidades, del Directorio, de una comisión de miembros del Consejo de Administración, y recibió aún sugerencias de los Sindicatos. Su objetivo fue proporcionar mayor adherencia del PGCR a las prácticas del mercado, aumentando de ese modo la competitividad para captación y retención de profesionales con elevado nivel de calificación.

**Programa de Gestión de Salud** – Implantado en 2010, el programa busca promocionar el equilibrio físico, mental y social de los empleados y de sus familiares por medio de tres pilares: la Prevención, el Gerenciamiento de las Informaciones de Salud y la Optimización Asistencial.

En el pilar de Prevención de la Salud, se realizaron en 2011 diversas acciones con el objetivo de estimular un estilo de vida saludable: Estírese; campaña contra hepatitis B y C; Vigilantes del Peso; participación de los empleados en carreras locales; conferencia sobre prevención del cáncer; talleres de nutrición; campaña contra las enfermedades de verano.

## **Desarrollo y Retención**

**Capacitación en Aspectos Institucionales del Sector Eléctrico (CAISE)** – Realizado desde 2005 en asociación con el IAG/PUC-Rio, el programa pasó por reformulación estructural y cualitativa. En julio de 2011, se implantó en nuevo formato,

distribuido en tres módulos: Gestión Empresarial; Fundamentos del Sector Eléctrico; Aspectos Institucionales y Alineación Estratégica.

Con 26 alumnos participantes, el programa está actualmente direccionado al grupo de profesionales especialistas, séniores y plenos, siendo reconocido por el Ministerio de la Educación como un curso de larga duración - MBA (360h – 396h).

**Programa Compartir** – Tiene como objetivo promocionar la disseminación de conocimiento sobre temas relacionados al negocio de ONS por medio de conferencias, que son registradas y disponibilizadas por la Biblioteca, ampliando así el acervo de información técnica y gerencial disponible. En octubre de 2011, se realizó la conferencia Sistema REGER – Integrando los Centros de Operación de ONS.

**Programa de Certificación y Desarrollo de Operadores** – Evalúa a los operadores de sistemas en cuanto a aspectos comportamentales, físicos y técnicos, a cada tres años, y, a partir de los resultados, realiza acciones de desarrollo individual o en grupo, promocionando el perfeccionamiento de los equipos que actúan en las Salas de Control.

En el período de marzo a junio/2011, se realizaron 90 evaluaciones comportamentales que tienen por objeto el proceso de recertificación. Los resultados fueron presentados individualmente a cada operador participante y discutido con los gerentes de tiempo real, para formular acciones de entrenamiento y desarrollo recomendadas a cada profesional.

**Programa de Desarrollo de Secretarias (PDS)** – Tiene como público blanco las asistentes administrativas de directorio y de gerencia ejecutiva. Sus objetivos son: promocionar la comprensión de la importancia del trabajo de la secretaria para la buena imagen de la empresa; perfeccionar habilidades como etiqueta empresarial, comunicación oral y escrita, administración del tiempo y asesoramiento al gestor. En 2011, se realizó un levantamiento y análisis de las principales demandas de su público y planeados los temas centrales para acciones de desarrollo a implementarse en el primer semestre de 2012.

**Programa Más Valor** – Es un programa de desarrollo interno volcado a la capacitación de los empleados por medio de cursos sobre temas de interés de la organización, alineados a su planificación estratégica, ministrados por sus propios colaboradores. Sus principales objetivos son: ofrecerles a los empleados contenidos no disponibles o sobre los cuales la *expertise* interna de ONS se destaca en el mercado; valorar a los empleados detentores de esta *expertise*; formar un acervo de conocimiento interno, además de optimizar recursos. Para ese proyecto, se creó un grupo de trabajo para acompañar todas las etapas del proceso – de la definición de los temas prioritarios a la formatación pedagógica de los cursos, abarcando la validación de los contenidos, el desarrollo de la metodología, del material didáctico y de los profesores.

En 2011, de enero a diciembre, se realizaron siete grupos de cuatro cursos: Gerenciamiento de Proyectos (1 grupo), Transmisión en Corriente Continua (HVDC) – Módulo I (4 grupos), Protección de Sistemas de Potencia (1 grupo) y Subestaciones y Equipos de Extra Alta Tensión (1 grupo), con total de 161 empleados participantes.

Para atender a las necesidades de las diferentes localidades, dos cursos ocurrieron en la Oficina Central, tres en Brasília, uno en el COSR-SE y uno en Florianópolis. La calidad de los cursos y de sus profesores es plenamente reconocida por los participantes.

**Programa de Integración de Gestores** – Concebido para facilitar la ambientación de los nuevos gestores, acogiéndolos y reforzando su percepción de ser parte integrante del Operador, este programa facilita la inserción del profesional en su nueva función y en el relacionamiento con sus principales interfaces, además de proporcionar visión global de la organización. En 2011, un nuevo gerente participó del programa.

**Programa de Integración de Nuevos Empleados** – De forma análoga al anterior, este programa tiene foco y contenido específicos para los empleados que ocupan diferentes funciones en la organización. En julio y septiembre de 2011, se realizaron dos grupos del programa, integrando a 23 nuevos empleados a ONS.

**Plano de Desarrollo Individual (PDI)** – El proceso de desarrollo de cada colaborador debe resultar de una alineación entre los objetivos de la organización y sus necesidades individuales de capacitación. La elaboración de los Planes es una responsabilidad compartida entre el gestor y su subordinado, de modo a garantizar su efectividad. Le cabe al gestor apoyar y orientar a su equipo, no solo en la alineación de expectativas y necesidades específicas de corto plazo, sino en cuestiones más amplias como, por ejemplo, la trayectoria de carrera de medio y largo plazo dentro de la organización. En 2011, todos los empleados tuvieron sus PDI formulados y el 74% de ellos pasaron por alguna forma de entrenamiento.

De entre las acciones de entrenamiento emprendidas en 2011, merecen importancia:

- Amana-Key, un centro de excelencia enfocado en el desarrollo en liderazgo y gestión, es socio de ONS desde 2008. Durante 2011, 12 gestores participaron de cursos ofrecidos por la institución.
- ONS desarrolló internamente el Curso Básico de Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia, considerando las necesidades de desarrollo de los ingenieros y operadores de sus Centros de Operación. En 2011, se realizaron 12 ediciones del curso, siendo tres en cada localidad, totalizando 155 participantes.
- Se consideran cursos de larga duración aquellos con carga horaria igual o superior a 180 horas, tales como los de posgrado, maestría y especialización. ONS incluye entre sus acciones de entrenamiento y desarrollo la realización de cursos de larga duración en instituciones de enseñanza de renombre nacional, como: COPPE/UFRJ, UNIFEI, IBMEC y UFF. En 2011, ocho empleados seleccionados iniciaron cursos de ese tipo, además de tres que ya se encontraban cursando.
- ONS estableció en 2010 un convenio con el Grupo de Estudios del Sector Eléctrico, GESEL/ UFRJ, para formatear un curso direccionado a los jóvenes *trainees* e ingenieros jóvenes. Sus objetivos son: ampliar y consolidar conocimientos básicos sobre el sector eléctrico y contribuir para la integración interna y para el aumento de la productividad y retención de esos

profesionales. Compuesto por once seminarios, con carga total de 44 horas, el curso incluye una evaluación final individual. Su primera edición se concluyó en marzo de 2011, con la entrega de los trabajos finales. Para su continuidad en el ciclo 2011/2012, habrá un proceso de reestructuración y redirección, ya en marcha.

- Se concluyeron los entrenamientos en Ingeniería de Software ministrados por profesores de la UFRJ para el equipo de TI corporativa, permitiendo la actualización de conocimientos y el perfeccionamiento en las técnicas utilizadas.

**Gestión de Desempeño (GD)** – El ciclo 2011 de GD mostró su efectividad como instrumento para la gestión de personas y de procesos en ONS. Las metas individuales establecidas para los empleados fueron evaluadas por sus gestores y consideradas como parte de la Performance Organizacional, contribuyendo para los resultados de la organización. Todos los empleados evaluaron a sus gestores directos, registrando sus *feedbacks*. En 2011, fue construido y aplicado un modelo estructurado de *feedback*, con el propósito de perfeccionar esa práctica, abarcando a 482 empleados.

**Gestión de Despidos/Dimisiones** – En virtud de un escenario con más oportunidades, especialmente en Río de Janeiro, hubo en 2011 un movimiento más acelerado de empleados, con un total de 42 despidos y/o dimisiones. El calentamiento del mercado profesional del sector eléctrico y de áreas especializadas en TI, juntamente con la escasez de mano de obra calificada en esos mercados, provocaron dificultades para la reposición de los profesionales despedidos o dimitidos .

**Programa de Transición y Orientación de Carrera** – Tiene como objetivo preparar a los ex empleados de ONS, con el apoyo de asesoría especializada, a redefinir sus trayectorias de carrera e identificar sus puntos fuertes, de forma a buscar nuevos caminos y oportunidades para su reintegración en el mercado de trabajo. En 2011, cuatro ex empleados participaron del programa.

### **3.8 – Telecomunicación y Tecnología de la Información**

ONS es una organización que hace uso intensivo del procesamiento de información. Sus procesos finalistas se basan fuertemente en el uso de TI. Las prioridades establecidas en 2011 para esa área enfocaron la gestión del desarrollo de aplicativos en todas las fases de su ciclo de vida; el monitoreo de los ambientes computacionales; la automatización de los procesos; la integración de informaciones con la ANEEL y la CCEE; y en el mejor atendimento a los usuarios de los productos y servicios de TI. También se destaca la participación en la preparación de las estructuras tecnológicas de las nuevas instalaciones en Rio de Janeiro, Recife y Florianópolis.

Entre los principales resultados de las acciones emprendidas por el área de TI corporativa en 2011, se destacan :

- Implantación del aplicativo SINI (Sistema de Integración de Nuevas Instalaciones), permitiendo la evaluación de los requisitos técnicos y de los términos de pruebas, provisorias y definitivas para liberación de la entrada en operación de nuevas instalaciones del SIN.
- Implantación del *software* Team Foundation Server (TFS), para automatización del proceso de desarrollo y manutención de aplicativos.
- Implantación del Catastro de Datos para Relacionamento Externo (CDRE), permitiendo la centralización y uniformización de las informaciones catastrales de los representantes de agentes y contactos de ONS.
- Implantación de la integración electrónica de informaciones entre ONS y la ANEEL y entre ONS y la CCEE, con el objetivo de suplir insumos a los procesos de negocios de esas instituciones.
- Implantación de herramienta de automatización de procesos y de un primer flujo para atendimento al área de normatización, análisis y estadística de la operación.
- Soporte a las pruebas del REGER en el Centro Regional de Operación Sudeste, relativo a la carga del catastro eléctrico de la Base de Datos Técnica (BDT), para el ambiente del tiempo real.
- Implantación del ambiente analítico financiero, con el objetivo de apoyar los varios estudios financieros y de control y acompañamiento presupuestario.
- Implantación de herramientas para monitoreo del ambiente de producción de los aplicativos de ONS.
- Utilización de componentes de arquitectura empresarial para el soporte a la automatización del proceso de desarrollo, con el objetivo de mejor gestión e integración de los productos y facilitación del conocimiento de procesos, sistemas y tecnología.

### **3.9 – Gestión Económico-Financiera**

La gestión económico-financiera de ONS en el ejercicio de 2011 dio continuidad al proceso de perfeccionamiento del control presupuestario, resultando en la optimización de los recursos financieros provenientes de los cargos de uso de la transmisión y de la contribución de sus asociados.

Las demostraciones financieras se elaboraron y se presentaron en conformidad con las prácticas contables adoptadas en Brasil, que comprenden los pronunciamientos del Comité de Declaraciones Contables (CPC, sigla en portugués) y en consonancia con las instrucciones contenidas en el Manual de Contabilidad de ONS, instituido por la ANEEL.

#### **Presupuesto del Ejercicio**

El presupuesto económico-financiero de ONS, aprobado por la ANEEL a través de la Resolución ANEEL nº 2.459, de 29 de junio de 2010, para el período comprendido entre julio de 2010 a junio de 2011, fue de R\$ 366.883 mil, siendo R\$ 178.831 mil previstos para el semestre finalizado el 31 de diciembre de 2010 y R\$ 188.052 mil previstos para semestre finalizado el 30 de junio de 2011.

El presupuesto relativo al período comprendido entre julio de 2011 a junio de 2012, aprobado por la Resolución ANEEL nº 3.033, de 16 de agosto de 2011, fue de R\$ 451.489 mil, comprendiendo R\$ 213.785 mil para el semestre finalizado en diciembre de 2011 y R\$ 237.704 mil para el semestre a finalizarse el 30 de junio de 2012.

De esta forma, el presupuesto previsto para el período de enero a diciembre de 2011 correspondió al monto de R\$ 401.837 mil y la realización presupuestaria alcanzó R\$ 339.395 mil, obteniendo un logro del 84% en ejercicio.

### **Fuentes de Recursos del ONS**

En los términos del artículo 34 del Estatuto Social, alterado por la Resolución ANEEL nº 1.888, de 22 de abril de 2009, son fuentes de recursos de ONS:

- I. Contribuciones de sus miembros asociados, proporcional al número de votos en la Asamblea General, incluidas en la Cuota “A” para fines de traspaso de tarifas y recaudadas por otros asociados y agentes del sector eléctrico que no están sujetas a traspaso de tarifas.
- II. Recursos resultantes 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 son incluidos en la Tarifa de Uso del Sistema de Transmisión (TUST) y en la Cuota “A” de las Tarifas del Servicio de Energía Eléctrica;
  - b) Recaudados por otros asociados y agentes del sector eléctrico que no están sujetos a traspaso de tarifas;
  - c) Otros ingresos autorizados por la ANEEL.

Para viabilización de su presupuesto, el ONS utilizó recursos de los cargos de uso de la transmisión y de la contribución de los asociados recaudados, habiendo facturado R\$ 335.502 mil y R\$ 13.179 mil, respectivamente, durante el ejercicio de 2011.

### **Balance Patrimonial**

De entre las variaciones ocurridas en el balance patrimonial de 2011, se destacan los rubros de impuestos a compensar, intangible y obligaciones laborales, cuyos detallamientos de los eventos ocurridos en el ejercicio están presentados en los ítems 9, 11 y 15 de las Notas Explicativas a las Demostraciones Financieras.