

Informe Anual de ONS 2012

Sumario

1 - Información Institucional

- 1.1 _ Miembros Asociados de ONS**
- 1.2 _ Consejo de Administración**
- 1.3 _ Consejo Fiscal**
- 1.4 _ Directorio de ONS**
- 1.5 _ Mensaje del Consejo de Administración**
- 1.6 _ Mensaje del Director General**
- 1.7 _ Aspectos más destacados de 2012**

2 - Resultados técnicos de 2012

- 2.1 _ Evaluación de las Condiciones de Suministro a los Estados**
- 2.2 _ Estudios Preoperacionales del Complejo del Río Madeira**
- 2.3 – La Interconexión Tucuruí-Macapá-Manaus**
- 2.4 _ Copa del Mundo de Fútbol de 2014**
- 2.5 _ Juegos Olímpicos de 2016**
- 2.6 – Mejora de la Seguridad Eléctrica**
 - 2.6.1 – Instalaciones Estratégicas**
 - 2.6.2 - Evaluación del Desempeño de los Sistemas Especiales de Protección**
 - 2.6.3 - Implantación del Sistema de Medición Sincronizada de Fasores**
- 2.7_ Planificación y Programación de la Operación**
 - 2.7.1 - La Operación Energética**
 - 2.7.2 - La Operación Eléctrica**
- 2.8 _ La operación en Tiempo Real**
- 2.9 _ Indicadores de Desempeño del SIN en 2012**
- 2.10 _ Gestión de las Principales Perturbaciones Verificadas en el SIN**
 - 2.10.1 _ Perturbación con Origen en la SE Imperatriz**
 - 2.10.2 _ Perturbación con Origen en la SE Foz do Iguaçu**
 - 2.10.3 _ Perturbación con Origen en la SE Brasília**

- 2.10.4 _ Perturbación con Origen en la SE Samambaia
- 2.10.5 _ Perturbación con Origen en la SE Colinas
- 2.10.6 _ Perturbación con Origen en la SE Itumbiara
- 2.10.7 _ Definición de Nuevos Corredores de Restauración
- 2.11 _ Evolución de los Procesos y Mejoras Metodológicas
- 2.12 _ La gestión de la Transmisión
 - 2.12.1 _ Ampliaciones y Refuerzos
 - 2.12.2 _ Acceso a la Red Eléctrica
 - 2.12.3 _ Análisis de Conformidad de Proyectos Básicos
 - 2.12.4 _ Sistema de Informaciones Georreferenciada de Transmisión
 - 2.12.5 _ Contratos de Transmisión
 - 2.12.6 _ Cálculo Mensual de Servicios y Cargos
 - 2.12.7 _ Sistema de Medición para Facturación
 - 2.12.8 _ Tarifas de Uso del Sistema de Transmisión - TUST y de Uso del Sistema de Distribución por Generaciones- TUSDg
 - 2.12.9 – Libro de la Transmisión

3_ Resultados de la Gestión en 2012

- 3.1 – Relacionamiento Institucional de ONS
- 3.2 _ Relacionamiento con Agentes e Integración de Nuevas Instalaciones
- 3.3 _ Relacionamiento Estratégico Internacional de ONS
 - 3.3.1 _ GO 15 - Sustainable and Reliable Power Grids
 - 3.3.2 _ Comisión de Integración Eléctrica Regional - CIER
- 3.4 _ La Mudanza para Nuevas Instalaciones
- 3.5 _ Plan de Acción 2012-2014
- 3.6 _ Gestión de Riesgos y Gestión de los Procedimientos de Red
- 3.7 _ Gestión de Personas
- 3.8 _ Telecomunicaciones y Tecnología de la Información
- 3.9 _ Gestión de Compras

3.10_ Gestão de la Administración Predial

3.11_ Gestão Económica-Financiera

1. Informaciones Institucionales

1.1 _ Miembros Asociados de ONS

AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A
AES Uruguiana Empreendimentos S/A
Aflente Transmissão de Energia S/A
Agro Energia Santa Luzia Ltda.
Alumar Consórcio de Alumínio S/A
Alumínio Brasileiro S/A
Amazonas Distribuidora de Energia S/A
Amazônia-Eletronorte Transmissora de Energia S/A
Ampla Energia e Serviços S/A
Anglo American Barro Alto
Anglo American Brasil Ltda.
Anglogold Ashanti Brasil Mineração Ltda.
Anglogold Ashanti Córrego do Sítio Mineração S/A
Araraquara Transmissora de Energia S/A
Arcelormittal Brasil S/A
Arcelormittal Inox Brasil S/A
Arembepe Energia S/A
Artemis Transmissora de Energia S/A
ATE II Transmissora de Energia S/A
ATE III Transmissora de Energia S/A
ATE Transmissora de Energia S/A
ATE VII Foz do Iguaçu Transmissora de Energia S/A
ATE VIII TRANSMISSORA DE ENERGIA SA
ATLANTICO CONCESSIONARIA DE TRANSMISSAO DE ENERGIA DO
BRASIL
Baguari I Geração de Energia Elétrica S/A
Barra Bioenergia S/A – Filial Ipaussu
Barra do Braúna Energética S/A
Berneck S/A Painéis e Serrados
Bolognesi Participações S.A.
Bons Ventos Geradora de Energia S/A
Borborema Energética S/A
Borracha Vipal S/A
Braskem UNIB-RS
Braskem S/A
Brasnorte Transmissora de Energia S/A
Breitener Tambaqui S.A.

Brentech Energia S.A.
Brentech Energia S/A
Brilhante Transmissora de Energia Ltda.
Cachoeira Paulista Transmissora de Energia S/A
Caiuá – Serviços de Eletricidade S/A
CALDAS NOVAS TRANSMISSÃO AS
Campos Novos Energia S/A
Campos Novos Transmissora de Energia S/A - ATE VI
Candeias Energia S/A
Canoas Duke
Caramuru Alimentos Ltda.
Carbocloro S/A Industrias Químicas
Castertech Fundação e Tecnologia Ltda.
Catxere Transmissora de Energia S/A
Cauipe Geradora de Energia S/A
CEB Distribuição S/A
CEB Geração S/A
CELG Distribuidora S/A
CELG Geração e Transmissão S/A
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S/A
Centrais Elétricas de Pernambuco S/A - EPESA
Centrais Elétricas de Rondônia S/A
Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A
Centrais Elétricas do Pará S/A
Centrais Elétricas do Rio Jordan S/A
Centrais Elétricas Matogrossense S/A
Central Eólica Praia do Morgado S/A
Central Eólica Volta do Rio S/A
Central Geradora Colônia S.A.
Central Geradora Eólica Icaraí II S.A.
Central Geradora Eólica Icaraí I S.A.
Central Geradora Eólica Taíba Águia S.A.
Central Geradora Eólica Taíba Andorinha S.A.
Central Geradora Termelétrica Fortaleza S/A
Cia Energética de Petrolina
Cia. de Transmissão Centroeste de Minas
Cocal Termelétrica S/A
Companhia Brasileira de Alumínio
Companhia de Eletricidade do Acre
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
Companhia de Energia Elétrica do Estado de Tocantins
Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê
Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica

Companhia de Interconexão Energética
Companhia de Transmissão Centroeste de Minas
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
Companhia Energética Chapecó
Companhia Energética de Alagoas
Companhia Energética de Minas Gerais
Companhia Energética de Pernambuco
Companhia Energética de Petrolina
Companhia Energética de São Paulo
Companhia Energética do Ceará
Companhia Energética do Maranhão
Companhia Energética do Piauí
Companhia Energética do Rio Grande do Norte
COMPANHIA ENERGÉTICA MANAUARA
Companhia Energética Potiguar S/A
Companhia Energética Rio das Antas
Companhia Energética Santa Clara
Companhia Energética São Salvador
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica
Companhia Hidroelétrica do São Francisco
Companhia Jaguari de Energia
Companhia Luz e Força Santa Cruz
Companhia Paraibuna de Metais - Sobragi
Companhia Paulista de Força e Luz
Companhia Piratininga de Força e Luz Ltda.
Companhia Siderúrgica de Tubarão
Companhia Siderúrgica Nacional
Companhia Sul Paulista de Energia S.A.
Companhia Transirapé de Transmissão
Companhia Transleste de Transmissão
Companhia Transudeste de Transmissão
Consórcio AHE Funil
Consórcio Candonga
Consórcio Capim Branco Energia
Consórcio CEMIG-CEB
Consórcio Empresarial Salto Pilão
Consórcio EnerPeixe
Consórcio Estreito Energia
Consórcio Igarapava
Consortio Jauru
Consórcio Paraibuna
Consórcio Porto Estrela Ltda.
Consórcio Serra do Facão

Consórcio UHE Guilman Amorim
COPEL Distribuição S/A
COPEL Geração S/A
COPEL Transmissão S/A
Coqueiros Transmissora de Energia Ltda.
Corumbá Concessões S/A
Coteminas S/A
CPFL - Geração de Energia S/A
Desa Eólicas S/A
Dona Francisca Energética S/A
DSM Elastômeros Brasil Ltda.
Duke Energy International – Geração Paranapanema
Eka Bahia S/A
Elebrás Projetos S/A
Elektro – Eletricidade e Serviços S/A
Eletrobrás Termonuclear S/A
Eletrogóes S/A
Eletropaulo Metropolitana – Eletricidade de São Paulo S/A
Eletrosul Centrais Elétricas S/A
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia
Empresa Bandeirante 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 de Transmissão de Energia de Mato Grosso S/A
Empresa de Transmissão de Energia do Oeste Ltda.
Empresa de Transmissão de Energia do Rio Grande do Sul S/A
EMPRESA DE TRANSMISSAO DE VARZEA GRANDE AS
Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S/A
Empresa de Transmissão do Espírito Santo S/A
Empresa Elétrica Bragantina S/A
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S/A
Empresa Norte de Transmissão de Energia S/A
Empresa Paraense de Transmissão de Energia S/A
Empresa Regional de Transmissão de Energia S/A
Empresa Santos Dumont de Energia
ENCRUZO NOVA TRANSMISSORA DE ENERGIA LTDA
Enerbrasil – Energias Renováveis do Brasil Ltda.
Energest S/A
Energética Águas da Pedra
Energética Barra Grande S/A
Energética Camaçari Muricy I S/A
Energética Suape II S/A

Energia Sustentável do Brasil S/A
Energisa Borborema Distribuidora de Energia S/A
Energisa Minas Gerais Distribuidora de Energia S/A
Energisa Paraíba
Energisa Sergipe
Enguia Gen CE Ltda.
Enguia Gen PI Ltda.
Eólica Cerro Chato I S/A
Eólica Cerro Chato II S/A
Eólica Cerro Chato III S/A
Eólica Faísa I Geração de Energia S.A
Eólica Faísa II Geração de Energia S.A
Eólica Faísa III Geração de Energia S.A
Eólica Faísa IV Geração de Energia S.A
Eólica Faísa V Geração de Energia S.A
Espírito Santo Centrais Elétricas S/A
Espora Energética Ltda.
Estação Transmissora de Energia As
Evrecy Participações Ltda.
Expansion Transmissão de Energia S/A
Expansion Transmissão Itumbiara Marimbondo S/A
Fibraplac Chapas de MDF Ltda.
Foz do Chapecó Energia S/A
Foz do Rio Claro Energia S/A
Furnas Centrais Elétricas S/A
Geração CIII S/A
Geradora de Energia do Amazonas S/A
Geradora de Energia do Norte S/A
Gerdau Aços Longos S/A – Barra dos Coqueiros
Gerdau Aços Longos S/A – Caçu
Gerdau Aços Longos S/A – SP
Goiânia Transmissora de Energia S/A
Goiás Transmissão S/A
Ijuí Energia S/A
Innova S/A
Integração Transmissora de Energia S/A
Interligação Elétrica de Minas Gerais
INTERLIGAÇÃO ELETRICA DO MADEIRA S.A
Interligação Elétrica Norte e Nordeste S/A
Interligação Elétrica Pinheiros S/A
Interligação Elétrica Serra do Japi S/A
Interligação Elétrica Sul S/A
Investco S/A – Lajeado
Iracema Transmissora de Energia S/A

Itá Energética S/A
Itaipu Binacional
Itapebi Geração de Energia S/A
Itiquira Energética S/A
Itumbiara Transmissora de Energia Ltda.
Jauru Transmissora de Energia Ltda.
Kinross Brasil Mineração S/A
Lambari Geradora de Energia S.A.
Lanxess Elastômeros do Brasil S/A
Light – Serviços de Eletricidade S/A
Light Energia S/A
Linde Gases
Linha de Transmissão Corumbá
Linha Verde Transmissora de Energia S/A
Linhares Geração S/A
Linhas de Macapá Transmissora de Energia Ltda.
Linhas de Transmissão de Montes Claros Ltda.
Linhas de Transmissão do Itatim Ltda.
Linhas de Xingu Transmissora de Energia Ltda.
Londrina Transmissora de Energia S/A – ATE V
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
MGE Transmissão S/A
Mineração Maraca Indústria e Comércio S/A
Mineração Paragominas S/A
Mirabela Mineração do Brasil Ltda.
Monel Monjolinho Energética Ltda.
MPX Energia S/A
MS Participações Societárias S/A
New Energy Options Geração de Energia S/A
Nordeste Transmissora de Energia S/A
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.
Nova Era Silicon S/A
NovaTrans / Enelpower do Brasil Ltda.
Oxitenor Nordeste S/A Indústria e Comércio
Pedra Branca S/A
Pedras Transmissora de Energia Ltda.
Petróleo Brasileiro S/A
Petróleo Brasileiro S/A – Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados – FAFEN-SE
PIE-RP Termelétrica S/A
Poços de Caldas Transmissora de Energia Ltda.

Porto Primavera Transmissora de Energia Ltda.
Porto Velho Transmissora de Energia S/A
Refinaria Presidente Getúlio Vargas – Araucária – PR
Retiro Baixo Energética S/A
Ribeirão Preto Transmissora de Energia Ltda.
RIMA INDUSTRIA S.A.
Rio Amazonas Energia S.A.
Rio Branco Transmissora de Energia S/A
Rio Claro Agroindustrial S/A
Rio Grande Energia S/A
Rio Verde Energia S/A
Rosal Energia S/A
Sadia S/A
Salobo Metais S/A
Samarco Mineração S/A
Santo Antônio Energia S/A
São Mateus Transmissora de Energia S/A – ATE IV
São Pedro do Lago S/A
SE Naramdiba S/A
Serra da Mesa Transmissora de Energia Ltda.
Serra Paracatu Transmissora de Energia Ltda.
Sete Gameleiras S/A
SETE LAGOAS TRANSMISSORA DE ENERGIA LTDA
Siderúrgica Barra Mansa
Sistema de Transmissão Catarinense S/A
Sistema de Transmissão Nordeste
SOLVAY INDUPA DO BRASIL
Sul Transmissora de Energia Ltda.
Tangará Energia S/A – Guaporé
TERMELÉTRICA PERNAMBUCO III S.A.
Termelétrica Viana S/A
Termo Norte Energia Ltda.
Termo Pernambuco Ltda.
Termocabo Ltda.
ThyssenKrupp CSA Siderúrgica do Atlântico
Toyota do Brasil LTDA
Tractebel Energia S/A
Transenergia Goiás S.A
Transenergia Renovável S/A
Transenergia São Paulo S/A
TRANSMISSORA DE ENERGIA SUL BRASIL
Transmissora Delmiro Gouveia S/A
Transmissora Matogrossense de Energia S/A
Transmissora Porto Alegrense de Energia Ltda.

Transmissora Sudeste Nordeste S/A
Transmissora Sudeste Nordeste S/A – PATESA
U. E. G. Araucária Ltda.
Uirapuru Transmissora de Energia
Usina Termelétrica de Anápolis Ltda.
Usina Termelétrica Norte Fluminense S/A
Usina Xavantes S/A
Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais S/A
UTE MC2 Camaçari 1 S/A
UTE MC2 Catu S/A
UTE MC2 Dias Davila 1 S/A
UTE MC2 Dias Davila 2 S/A
UTE MC2 Feira de Santana S/A
UTE MC2 Senhor do Bonfim S/A
Vale Potássio Nordeste S/A
Vale S/A
Vallourec & Sumitomo Tubos do Brasil Ltda.
Ventos do Sul Energia S/A
Veracel Celulose
Vila do Conde Transmissora de Energia Ltda.
Votorantim Cimentos Ltda.
Votorantim Metais Níquel S/A
White Martins

1.2 _ Consejo de Administración

Elegidos para el bienio Abril/2012 abril/2014

Categoría Producción:

- ⇒ Valter Luiz Cardeal de Souza (ELETROBRAS) como titular y Luiz Henrique de Freitas Schnor (CGTEE) como sustituto;
- ⇒ Cesar Ribeiro Zani (FURNAS) como titular y Ricardo Daruiz Borsari (EMAE) como sustituto;
- ⇒ Fernando Henrique Schuffner Neto (CEMIG) como titular Alexandre Magno Alves Firmus (CDSA) como sustituto;
- ⇒ Maurício Stolle Bähr (Tractebel) como titular y Armando de Azevedo Henriques (DUKE) como sustituto;
- ⇒ Xisto Vieira Filho (MPX) como titular y José Alcides Santoro Martins (PETROBRAS) como sustituto;

Categoría Transporte:

- ⇒ Mozart Bandeira Flag Arnaud (CHESF) como titular y Luciano Paulino Junqueira (NTE) como sustituto;
- ⇒ Ronaldo dos Santos Custódio (ELETROSUL) como titular y Ramón Sade Haddad (STATE GRID) como sustituto;
- ⇒ Celso Sebastião Cerchiari (CTEEP) como titular y Asley Stecca Steindorff (CELG) como sustituto;
- ⇒ Lauro Sergio Vasconcelos David (TBE) como titular y José Aloise Ragone Filho (TAESA) como sustituto.

Categoría Consumo:

- ⇒ Lindolfo Zimmer (COPEL) como titular y Cleverson Siewert (CELESC) como sustituto;
- ⇒ Wilson Pinto Ferreira Junior (CPFL) como titular y Donato da Silva Filho (EDP ESCELSA) como sustituto;
- ⇒ Britaldo Pedrosa Soares (ELETROPAULO) como titular y Paulo Roberto Ribeiro Pinto (LIGHT) como sustituto;
- ⇒ Solange Maria Pinto Ribeiro (NEOENERGIA) como titular y Lucas Leandro Müller (REDE) como sustituto;
- ⇒ Ricardo Batista Mendes (VALE) como titular y Erico Theodore Sommer (Gerdau) como sustituto;

Ministerio de Minas y Energía

- ⇒ Romario Wojcicki Francisco como titular y como suplente Ricardo Spanier Homrich.

Consejo de Fiscal

- ⇒ Mauro Guilherme Jardim Arce (CESP) como titular y Pedro José Diniz de Figueiredo (ELETRONUCLEAR) como sustituto, en representación de la Categoría Producción;
- ⇒ Wady Charone Junior (ELETRONORTE) como titular y Dominic Savio Castro Horta (TAESA) como sustituto, en representación de la Categoría transporte;
- ⇒ Sérgio Souza Dias (CEEE) como titular y Marcus Sergio Fontana (CEB) como sustituto, que representa la Categoría consumo.

1.4 _ Directorio de ONS

Hermes Chipp - Director General

Álvaro Fleury Veloso da Silveira - Director de Administración de los Servicios de Transmisión

Francisco José Arteiro de Oliveira - Director de Planificación y Programación de la Operación

István Gárdos - Director de Asuntos Corporativos

Ronaldo Schuck - Director de Operación

1.5 _ Mensaje del Consejo de Administración

Dos hitos importantes

El año 2012 marca un nuevo ciclo más de intenso trabajo del Operador Nacional Sistema Eléctrico, tanto en el cumplimiento de su misión institucional - garantizar la seguridad y la economicidad del suministro de electricidad a los consumidores del Sistema Interconectado Nacional - como en la continua búsqueda de mejora de gestión de la organización.

El trabajo desarrollado por el Consejo de Administración se une a este esfuerzo integrado de los equipos técnicos del Operador, de los Agentes Asociados y de las demás organizaciones que llevan a cabo el sector eléctrico, lo que contribuye a este impresionante conjunto de resultados positivos tanto en el campo técnico como en el de la gestión empresarial.

Recalco los esfuerzos del Comité de Administración, que examinaron los retos y propuestas de mejora de los procesos de expansión de la generación y transmisión de energía. El objetivo era determinar el impacto en la operación del SIN de un proceso de planificación y expansión en que han dominado la generación hidroeléctrica sin embalse y la generación intermitente, así como el proponer mejoras.

De entre los desafíos mencionados, se incluyen: la necesidad de adoptar las subastas regionales y por tipo de fuente, la necesidad de poner freno a la pérdida de la capacidad para estabilizar el sistema de reservorios, la necesidad de aumentar la base de la generación termoeléctrica, teniendo en cuenta incluso nuevas tecnologías que reduzcan las emisiones de CO₂, la necesidad de acomodar grandes cantidades de generación intermitente en el atendimento de la carga, la necesidad de mejorar los mecanismos operativos de seguridad, y las necesidades específicas de la regulación, implantación y operación de redes de transmisión.

El segundo punto que quería comentar fue el proceso de revisión y mejora del Plan de Gestión de Cargos y Remuneración del Operador. Formulada, a partir de un amplio trabajo interno junto a la organización, la propuesta hecha viable por la Comisión de Consejeros trató de asegurar la sostenibilidad de la organización, haciéndola capaz de atraer y retener recursos humanos altamente calificados que necesita para ejercer su misión institucional. A la vez, se buscó una formulación moderna y que promoviera la racionalización de los gastos de personal. La aprobación de ANEEL en su totalidad de la propuesta enviada por el Consejo muestra que estamos en la dirección correcta.

Destaco también los resultados positivos de la implantación del proyecto de las nuevas instalaciones del Operador, en Florianópolis, Recife y Río de Janeiro, que elevarán a la organización a un nuevo nivel en términos del ambiente físico en poco tiempo.

Estoy seguro de que la evolución de estas cuestiones conducirá en el futuro a un Operador totalmente capacitado para coordinar la operación de un sistema cada vez más grande y más complejo, que se expandió bajo la óptica del compromiso con las generaciones futuras, y que pueda satisfacer a una demanda energética per cápita creciente. Sumándose a la dedicación y la competencia de su personal técnico, con la capacidad de gestión de su Directorio y con la orientación segura de sus Consejo de Administración y Fiscal, todos los retos que ese futuro traerá se superarán.

Maurício Stolle Bäh

Presidente del Consejo de Administración

1.6 _ Mensaje del Director General

Puestos a prueba

Al analizar retrospectivamente los resultados obtenidos en 2012, observo que este fue un año en el que el Operador se puso a prueba en varios desafíos que enfrentamos. Y, si al final del período, podemos ver con orgullo los logros alcanzados, teniendo en cuenta las características de la organización, esto se debe a una gestión coordinada y proactiva en diferentes aspectos.

Tuvimos la colaboración necesaria y valiosa de todas las instituciones responsables de la gestión del sector eléctrico: el Ministerio de Minas y Energía, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica y otras agencias reguladoras, la Empresa de Pesquisa Energética, la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica, las Secretarías Estaduales de Energía, cada uno de los 321 agentes asociados y las asociaciones que los representan.

Además, contamos con la dedicación permanente y el compromiso personal de cada miembro del personal técnico de ONS. Por trabajar con responsabilidad y de forma integrada, hemos sido capaces de superar retos y mantener la organización en la larga historia de éxito que ha marcado su historia.

Se continuaron en 2012 los proyectos que preparan el sistema para que nuestra misión se pueda realizar con mayor eficacia en el futuro. Resalto entre ellos, el análisis de las condiciones de suministro a las ciudades anfitrionas de la Copa Confederaciones de la FIFA, la Copa Mundial de la FIFA en 2014 y la preparación para los Juegos Olímpicos de 2016, la evaluación la conformidad de los diseños básicos del sistema de transmisión del Madera a los requisitos de los edictos de licitación, esencial para su integración en el SIN, las actividades de implementación de la Red de Gerenciamiento de Energía de 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 de análisis de las condiciones de suministro de energía a los principales centros de carga, encargados de estudiar las acciones y medidas para la implantación de las obras ya establecidas y de las medidas operativas necesarias para garantizar el suministro a los diferentes estados de la federación, de los cuales participan las Secretarías Estaduales de Energía y Medio Ambiente. Sobre todo se les dio un tratamiento diferenciado a las instalaciones consideradas estratégicas con el fin de minimizar los efectos de múltiples contingencias en el sistema de transmisión. Todos son proyectos a largo plazo que van más allá de las fronteras del año civil.

En cuanto a las actividades finalistas, se enfrentamos a retos específicos, tanto en la administración de los recursos disponibles para atender la carga de energía en un año marcado por las condiciones hidrológicas desfavorables, como en hacer frente a las grandes perturbaciones que se produjeron entre septiembre y diciembre, que tuvieron gran impacto social. A pesar de estas dificultades, seguimos coordinando de forma eficiente la operación del SIN y garantizando el suministro de energía con seguridad al menor coste.

Me gustaría destacar la participación del personal técnico de ONS en la preparación para la entrada en funcionamiento de la interconexión Tucuruí-Macapá-Manaus, que permitirá una reducción significativa en los costos de la generación térmica en el Norte, además de proporcionar a los miles de consumidores de las áreas que serán conectadas, las mismas normas de garantía de suministro a la que tienen acceso los demás consumidores del país. Resalto, aún, la participación efectiva del equipo de ONS en el trabajo coordinado por el

Consejo de Administración, que examinó los retos y propuestas de mejora de los procesos de expansión de la generación y transmisión de energía, ya presentados al MME.

Desde una perspectiva corporativa, tuvieron continuidad los proyectos de mudanza del Operador a un nuevo local en Florianópolis, Recife y Río de Janeiro. En cuanto a la gestión de personas, se mantuvieron las inversiones en la mejora de la capacidad técnica y en el desarrollo humano, permitiendo su participación en la definición de las iniciativas que afectan su vida profesional y personal, con el objetivo de dar sostenibilidad a la organización. De entre estos proyectos, destaco en 2012 la redefinición de los valores de la organización, la revisión estructural del Plan de Gestión de Cargos y Remuneración, la implementación del Programa Trayectorias de Carrera y el inicio del establecimiento del Modelo Gestor.

A las instituciones que participan en la gestión del sector eléctrico brasileño, a las personas que las integran y a nuestra plantilla, nuestro agradecimiento en nombre del Directorio de ONS.

Hermes Chipp, Director General.

1.7_ Aspectos más destacados de 2012

Estudios preoperacionales del Complejo del Río Madeira

A partir de la integración al SIN de las primeras unidades generadoras de la planta de Santo Antonio, en marzo de 2012, con sólo uno de los tres circuitos de 230 KV previstos del sistema de transmisión en operación, fue necesario definir diversas medidas operativas que permitieran aprovechar la energía producida en esta planta de forma segura, lo que redujo la generación térmica local y aumentó la flexibilidad operacional.

Interconexión Tucuruí - Manaus - Macapa

Importantes acciones estratégicas y empresarial para integrar dos estados más al SIN - Amazonas y Amapá - a través de una nueva troncal de transmisión de 500/230 kV lo que implicará a nuevos agentes de generación, transmisión y distribución, que pasarán a formar parte de este sistema. La actuación integrada de los equipos de ONS y de los agentes involucrados ha permitido la preparación adecuada de la integración de las nuevas instalaciones de transmisión y esos sistemas aislados al SIN, así como posibilitado que ONS se posicionara de manera positiva y proactiva junto al MME, ANEEL y Agentes.

Actuación de los Equipos técnicos en la Optimización de las Disponibilidades Electroenergéticas al SIN en el Período Húmedo 2012/2013

El retraso en la caracterización de la temporada de lluvias 2012/13 en el Sudeste / Centro-Oeste, Nordeste y Norte, en secuencia a una estación seca pronunciada en el noreste y el sur, con bajas afluencias y depleción de las reservas acumuladas en los embalses del SIN, hizo que el CMSE autorizara el despacho pleno del parque termoeléctrico desde mediados de octubre, incluyendo las plantas de energía nuclear, carbón, gas y combustibles líquidos. Esta situación exigió que los equipos técnicos de la planificación operativa y programación diaria y semanal el manejo cuidadoso de las reservas existentes y la gestión atenta de la red de transporte con el fin de facilitar la transferencia de energía adicional a través de las troncales principales de interconexión entre áreas y regiones.

Actuación de los Equipos técnicos en Respuesta a las Ocurrencias de septiembre y diciembre de 2012

De septiembre a diciembre de 2012, fueron registradas en el SIN seis ocurrencias significativas, lo que implicó el suministro al Distrito Federal en dos situaciones, el suministro a las regiones Norte y Nordeste en los otros dos, con la ocurrencia de apagón total en el Noreste en una de estas, y una actuación del ERAC en gran parte del SIN, que se originó en la subestación Foz do Iguaçu 765/500 kV. En este contexto de gran importancia para la organización, fue clave la respuesta rápida de los equipos de ONS, de los Agentes, y la actuación del CMSE, en cuanto a la coordinación de las acciones de restauración, la realización y publicación de los RAP(sigla en portugués) – Informes de Análisis de Perturbación, incluso con la identificación e implementación de medidas adicionales para garantizar la seguridad de la operación, así como en el relacionamiento con la prensa en cada una de estas situaciones.

Plan para la Mejora de la Seguridad del SIN (PSSIN)

El PSSIN fue estructurado con el propósito específico de aumentar los resultados en seguridad del SIN, a través de la integración de las actividades de varias unidades, mediante el desarrollo y ejecución de acciones destinadas a reducir la incidencia de ocurrencias, especialmente las que causan interrupción de la carga, así como el restablecimiento de las zonas afectadas en el menor tiempo posible de forma segura. Este plan fue desarrollado con metodología específica para la definición del proceso, la priorización de las acciones y el seguimiento de su ejecución, con la aplicación de conceptos y herramientas de gestión estratégica y su difusión en la organización. Entre los proyectos PSSIN merecen mención:

- Realización de taller sobre grandes ocurrencias;
- Mapeo de las instalaciones teleasistidas de la Red de Operación y propuesta de revisión de los Procedimientos de Red con los nuevos requisitos y normas de teleasistencia;
- Definición de criterios y el monitoreo de los canales de comunicación de los Agentes;
- Elaboración del Plan de Entrenamiento de los Equipos de Tiempo Real.

Gestión de los Procedimientos de Red

Tuvo importante avance en 2012 el proceso de r evisión de los Procedimientos de Red, trabajo que contó con la valiosa participación de los Agentes y Asociaciones. Se prepararon nuevas versiones de 143 submódulos, las cuales fueron encaminadas a la agencia reguladora. Estas

nuevas versiones serán objeto de Audiencia Pública que será realizada por ANEEL en 2013, para su posterior entrada en vigor.

Revisión de los Valores Organizacionales

Cada vez más la obtención de mejores resultados no es suficiente para la sostenibilidad de una organización. La forma de conseguirlos es considerada tan importante como los propios resultados. Los valores organizacionales son principios o creencias que establecen cómo debe comportarse la gente y tomar decisiones en la organización, de ahí su importancia. Conducido de forma abierta y participativa, el diseño de revisión de los valores de la organización tiene un alto impacto en la vida de la empresa, tanto internamente como ante sus públicos externos.

Implantación del Programa Trayectorias de Carrera

Con la realización de sus tres principales hitos – el encuadramiento de los empleados en los ejes de carrera, la difusión de las competencias requeridas para cada puesto y la evaluación del desempeño de los empleados con base en estas habilidades - se cumplieron en 2012 todos los objetivos de las carreras de implementación del Programa Trayectorias de Carrera. A partir de este hecho, será más fácil para cada empleado hacer la planificación de su carrera y de su desarrollo personal de forma alineada con las necesidades de la organización.

Aprobación del Programa de Trabajo de Cargos y Remuneración

La revisión estructural del Programa de Gestión de Cargos y Remuneraciones se puede considerar como un paso fundamental para garantizar la competitividad del Operador en la búsqueda y retención de recursos humanos altamente calificados, y a la vez promover la racionalización de los gastos de personal. El trabajo se basó en la propuesta de un grupo de trabajo compuesto por empleados de todas las localidades y directorios y fue perfeccionada por un comité del Consejo de Administración, habiendo sido aprobada en su totalidad por ANEEL.

2 _ RESULTADOS TÉCNICOS EN 20 1 2

2.1 _ Evaluación de las Condiciones de Suministro a los Estados

ONS creó y viene conduciendo a Grupos de Trabajo específicos para desarrollar estudios de evaluación de las condiciones de suministro y proponer soluciones a los problemas identificados en la implantación de las obras necesarias garantizando el suministro de energía a los estados de la federación dentro de los plazos establecidos en los contratos de concesión. Estos grupos cuentan con la participación del MME, de ANEEL, de EPE, de las Secretarías Estaduales de Energía y Medio Ambiente, del Instituto de Patrimonio Histórico y Artístico Nacional (IPHAN) y las empresas de transporte y distribución involucradas.

La expansión de los debates con la participación de todas las instituciones públicas y privadas involucradas ha permitido un mejor ajuste de los problemas que dificultan o incluso impiden el cumplimiento de los cronogramas de los emprendimientos. Los diez Grupos de Trabajo que incluyen 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 tuvieron continuidad en 2012. Fueron establecidas las acciones y medidas para acelerar la obtención de licencias ambientales, sobre todo a nivel estatal, y la ejecución del cronograma de implantación de las obras ya definidas, con el fin de identificar los estudios requeridos para definir las medidas operativas necesarias para mitigar los efectos de los retrasos en los cronogramas de construcción, hasta que se completen las obras estructurales. La efectividad de estas acciones ha representado un avance significativo en la solución del suministro a estos estados.

2.2_ Estudios Preoperacionales del Complejo del Río Madeira

La energía producida por las hidroeléctricas de Santo Antônio y Jirau (con una potencia total de unos 6.500 MW) se transportará por un sistema de transmisión que consta de dos dipolos de CC a $600 \pm$ kV, cubriendo una distancia de 2.375 km hasta São Paulo, y dos convertidores *back-to-back*, 2 x 400 MW instalados en Porto Velho para el suministro local.

El diseño ha incorporado las nuevas tecnologías, tanto en la generación, mediante el uso de turbinas bulbo, como en las estaciones de conversión de *back-to-back*, que emplean la tecnología de CCC (*Capacitor Commutated Converter*).

La integración al SIN de las primeras unidades de generación de la planta Santo Antônio ocurrió en marzo de 2012, a través de un transformador de 525/230 kV - 465 MVA y un sistema de transmisión incompleto, o sea, con sólo uno de los tres

circuitos de 230 kV planeados para el sistema Acre-Rondônia. Así, fue necesaria la adopción de diversas medidas operativas que permitieron explotar con seguridad la energía generada en la planta de Santo Antônio, reduciendo la dependencia en de generación térmica local y aumentando la flexibilidad operacional.

La puesta en marcha de la estación convertora *back-to-back* ocurrió en el segundo semestre de 2012, proporcionando una mayor fiabilidad del sistema de Acre - Acre como para la planta de Santo Antônio.

Con respecto a los estudios al convertidor *back-to-back* exigió esfuerzo del Operador y de los Agentes implicados, pues el equipo fue diseñado teniendo en cuenta los tres circuitos de 230 kV planeados para el Acre-Rondônia. La solución tecnológica encontrada fue mantener en funcionamiento el transformador utilizado para la conexión de las primeras unidades de la central Santo Antônio. La operación de un sistema de corriente continua en paralelo con un sistema de corriente alterna representa un hito tecnológico para el Operador, ya que esta operación no tiene precedentes en el mundo.

El año 2012 registra la rápida implantación del Simulador de Sistemas de Transmisión en Corriente Continua en las instalaciones de ONS. Esta herramienta simula el comportamiento del sistema de energía a escala real de tiempo y se compone de veintitrés cubículos correspondientes a: un equipo central - el RTDS - y réplicas de los módulos de control y protección asociados a los convertidores de Dipolo I, Dipolo II y conexión *back-to-back*, instalados en las SEs Araraquara y Porto Velho del de sistema transmisión del Río Madeira. La disponibilidad de esta herramienta permite al Operador evaluar el desempeño de tales controladores a diversos eventos que puedan ocurrir en las redes CA y CC simuladas en RTDS, anticipándose a las consecuencias de estos trastornos para el sistema real.

La siguiente etapa del proyecto es despachar la energía generada en las centrales de Santo Antônio y Jirau al sudeste, a través del sistema de transmisión compuesto de un dipolo de corriente continua a ± 600 kV. Esta operación está prevista para el primer semestre de 2013, teniendo como principal desafío la operación con un número reducido de unidades generadoras en el Complejo de Madeira y el diseño de medidas complementarias de control y protección sistémica.

2.3 _ Interconexión de Tucuruí - Macapá - Manaus

La interconexión de los sistemas aislados de Manaus y Macapá al SIN deberá ocurrir en el segundo semestre de 2013, con la entrada en funcionamiento de un sistema de transmisión a 500 kV de unos 1.400 km - a partir de la subestación de Tucuruí, pasando por las subestaciones de Xingu, Jurupari Oriximiná, en el estado de Pará, hasta alcanzar las subestaciones de Silves y Lechuga, ya en el estado de Amazonas. La interconexión del sistema de Manaus al SIN será en la subestación

de Lechuga, y la interconexión del sistema Macapa al SIN ocurrirá desde la subestación de Jurupari.

También se prevé un gran conjunto de obras en los sistemas receptores de Manaus y Macapá, lo que permitirá la integración del sistema de distribución al sistema de transmisión.

Se realizaron varios estudios para permitir la integración de los sistemas Manaus y Macapa al SIN, destacándose los estudios de energización, rechazo de la carga y restauración, análisis de contingencia y control de tensión, protecciones sistémicas y ajustes y optimización de controladores.

Debido a las incertidumbre inherentes al desempeño de un sistema de 1.400 km de líneas de transmisión en circuito doble, buena parte sobre la selva amazónica y con travesías extensas de ríos, fue necesario definir un Esquema Regional de Alivio de Carga (ERAC), concomitante con un despacho de generación térmica, como forma de mitigar las consecuencias de eventuales pérdidas de esa interconexión. Así, será posible proporcionar mayor seguridad y fiabilidad para Manaus, ya que la ciudad es uno de las esas elegidas para la Copa Mundial de Fútbol, en 2014.

Otro desafío para la entrada en funcionamiento de esta interconexión fue el retraso en las principales instalaciones planeadas para los sistemas receptores de Manaus y Macapá. El retraso implicará diversas configuraciones de operativas durante el año de 2013, lo que requerirá estudios adicionales, que busquen formular medidas operativas para mitigar el riesgo de corte de carga tanto para Manaus como para Macapá, en una posible pérdida de la interconexión, y los montos de generación térmica, que deberán permanecer en funcionamiento durante esta operación temporal, con el fin de mitigar los impactos de las contingencias en el sistema.

2.4 _ Copa Mundial de Fútbol 2014

En continuidad a las actividades para adecuación del sistema eléctrico para la Copa del Mundo de 2014, fue aprobado por el Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico, en febrero de 2012, el Informe de Síntesis de las actividades de las fuerzas de tarea, que contiene el conjunto de obras consideradas estratégicas para garantizar las condiciones de atendimento deseadas para cada ciudad anfitriona. Desde entonces, el Departamento de Monitoreo del Sector Eléctrico del MME comenzó a seguir de manera especial todas las obras mencionadas en el referido documento.

A lo largo de 2012, el DMSE realizó reuniones por sectores en las capitales sede, involucrando además de ONS, EPE, empresas de transmisoras, distribuidoras y sectores de la administración municipal y estadual. En estas ocasiones se buscó el compromiso de las distintas entidades y organismos públicos para la superación de las dificultades encontradas en el proceso de implantación de las obras consideradas estratégicas para el evento de la Copa de 2014.

Desde la aprobación del Informe de Síntesis, el GT- Copa 2014 celebró reuniones generales en que participaron representantes de todas las capitales, a cada seis meses, para asegurar la alineación general de las acciones y el seguimiento y evaluación de los cronogramas establecidos para cada obra.

En el último trimestre de 2012, el GT-Copa 2014 inició su actuación con un enfoque en la Copa de las Confederaciones, que se celebrará en junio de 2013 en las capitales de Río de Janeiro, Brasilia, Belo Horizonte, Recife, Fortaleza y Salvador. La importancia de la Copa de las Confederaciones se puede medir por ser un gran ensayo general para la Copa del Mundo de 2014.

2.5 _ Juegos Olímpicos de 2016

Los Juegos Olímpicos son considerados por muchos como el mayor espectáculo del mundo, y, en 2016, se llevarán a cabo en Brasil, en Río de Janeiro. El evento involucra a varios sectores de la economía - y representantes de la administración pública y privada - y, debido a su dimensión internacional, va a requerir una planificación perfecta de la infraestructura y la coordinación de la logística, con el fin de asegurar su realización exitosa.

En base a la decisión de la Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico (CMSE), el MME coordina el grupo de trabajo del GT- Olimpiadas 2016, creado en junio de 2012 por medio del Decreto 379/2012, en el que fue constituida la fuerza de tarea FT Olimpiadas 2016, cuyo objeto es el sistema eléctrico, coordinado por ONS. Esta fuerza de tarea tiene como objetivo desarrollar un Plan de Acción con las medidas necesarias para garantizar el suministro de energía eléctrica a la ciudad de Río de Janeiro durante el evento de los Juegos Olímpicos de 2016, de acuerdo con los requisitos del Comité Olímpico Internacional para la ciudad sede. Estos requisitos consideran un conjunto de inversiones que se revertirán a la sociedad después de que el evento, denominado legado, y otro de índole temporal, sólo necesario para la realización del espectáculo, llamado *overlay*.

Además de la evaluación del atendimento a la región hoteles, aeropuertos, atracciones turísticas e instalaciones para infraestructura del evento, especial atención se debe dar a los cuatro "*clusters* olímpicos" de la ciudad de Río de Janeiro. *Cluster* es el conjunto de locales de competición (arenas) donde los juegos se llevarán a cabo, es decir:

- *Cluster* Barra: Parque Olímpico + Rio Centro + Villa de los Atletas + Campo de Golf + Villa de Media (Legado = Barrio Olímpico Carioca).
- *Cluster* Copacabana: Laguna Rodrigo de Freitas + Estadio Copacabana + Forte + Marina da Glória + Parque do Flamengo.

- *Cluster* Deodoro: Centro Nacional de Hipismo + C. N. del Tiro + Arena de Deodoro + P. de Pentatlón Moderno + P. O. Mountain Bike + E.O. Canoagem Slalom + C.O. de BMX + C.O. Hockey.
- *Cluster* Maracanã: Estadio João Havelange + Estadio de Maracanã + Maracanãzinho + Sambódromo.

Es de destacar que, por tener un cronograma más largo que los demás, la modalidad fútbol comienza antes de la apertura oficial de los Juegos Olímpicos y sus juegos serán realizados en la ciudad de Río de Janeiro, así como en Salvador, Belo Horizonte, Sao Paulo y Brasilia.

ONS también participa en las reuniones semanales de la Autoridad Pública Olímpica - APO, participando en el Grupo de Trabajo de Energía, en que se analizan todos los aspectos operacionales para atendimento a los clusters citados. La APO es una entidad formada por los gobiernos Federal, Estadual y Municipal a través de la ciudad de Río de Janeiro.

2.6 - Mejoría de la Seguridad Eléctrica

Los sistemas eléctricos son sujetos, constantemente, a fallos causados por diversas causas. Los trastornos en esos sistemas pueden provenir de acciones de la naturaleza (descargas atmosféricas, vientos fuertes, lluvias, heladas, etc.) o en acciones humanas (quemaduras, vandalismo, errores de diseño, errores de operación, fallos de comunicación) y fallos intrínsecos a los propio equipos que los componen. Respecto al tipo de trastorno, pueden ocurrir contingencias simples o múltiples

Los sistemas están planeados por el criterio de confiabilidad n-1, es decir, deben ser capaces de soportar cualquier contingencia simple sin necesidad de interrumpir el suministro. Sin embargo, en operación en tiempo real, los sistemas están sujetos a contingencias que implican la pérdida de dos o más componentes. Cuando la inversión adicional en la fiabilidad es inferior al impacto social y / o económico causado por un eventual fallo múltiple en el suministro, se justifica la adopción de un criterio de fiabilidad más restrictivo. ONS viene actuando continuamente para agregar seguridad adicional al desempeño del SIN, a través de diversas iniciativas.

2.6.1 _ Áreas Estratégicas

Un importante trabajo realizado fue la identificación de un conjunto de instalaciones denominado instalaciones estratégicas. Son las centrales eléctricas, subestaciones y redes troncales de transmisión que, si son desconectadas por problemas eléctricos o destruidas / dañadas por otras razones, la interrupción de sus servicios puede conducir a la ocurrencia de la pérdida de grandes bloques de generación e incluso apagones, cuyo impacto social, económico y político afecta a la seguridad del Estado y de la sociedad.

El conocimiento de las instalaciones estratégicas permite adoptar medidas para:

- Preparar el SIN para hacer frente a la pérdida total / parcial de la instalación, causada por múltiples contingencias, así como analizar y proponer posibles mejoras que reforzarán la seguridad intrínseca de las instalaciones.
- Posibilitar que las zonas de seguridad conozcan el conjunto de las Instalaciones Estratégicas, lo que permitirá la adopción de medidas preventivas y / o correctivas, cuando haya posibles amenazas, garantizando la continuidad de los servicios, incluso en situaciones de crisis.

A partir del conocimiento de las instalaciones estratégicas, ONS, con la participación de los agentes involucrados y de Cepel, emprendió en 2012 las siguientes acciones en relación con ellas:

- Identificar el conjunto de subestaciones asistidas.
- Perfeccionamiento de las informaciones sobre las condiciones ambientales climáticas (lluvias, dirección y sentido de tormentas, descargas atmosféricas, temperatura del aire, presión atmosférica) y quemadas, disponibles en los centros de control, con el fin de preparar el SIN para eventuales contingencias múltiples.
- Interacción con el área de planificación de expansión para la definición de refuerzos para reducir las consecuencias de ciertas pérdidas múltiples.
- Implantación de nuevos Sistemas Especiales de Protección (SEPs).
- Mejoría de diseño de nuevos SEPs para minimizar actuaciones accidentales o incorrectas del mismo.
- Adopción de criterios más conservadores cuando se realicen servicios de mantenimiento en estas instalaciones.
- Análisis de las condiciones de las subestaciones a fin de identificar posibles alteraciones para que puedan contribuir a su mejoría intrínseca, reduciendo al mínimo las consecuencias de los grandes trastornos.
- Adopción de criterios especiales para las pruebas de los dispositivos de *black-start* de las unidades generadoras.

2.6.2 _ Evaluación del Desempeño de los Sistemas Especiales de Protección

Se definieron en 2012 los criterios y procedimientos para la ejecución de pruebas funcionales en los Sistemas Especiales de Protección (SEPs) instalados en el SIN, con el fin de garantizar su desempeño adecuado.

En base a estas definiciones, las pruebas se realizaron en veinte SEPs instalados en diversas áreas del sistema. Para cada prueba se generó un informe conteniendo una breve descripción del SEP, su finalidad, las pruebas realizadas, las anomalías eventualmente encontradas, así como las medidas tomadas.

Además, se preparó un informe anual de pruebas de SEPs, consolidando en un solo documento todas las pruebas realizadas. Esta práctica se extenderá a los demás SEPs del SIN a partir de los próximos años, a través de una previa programación de las pruebas de desempeño.

2.6.3 - Implantación del Sistema de Medición de Sincronizada de Fasores

Una de las nuevas tecnologías identificadas para el aumento de la seguridad del SIN fue la implantación de un Sistema de Medición Sincronizada de Fasores (SMSF) para realizar el análisis de ocurrencias de gran dimensión.

La medición sincronizada de fasores se desarrolló hace algunos años e hizo posible por el despliegue de la referencia tiempo del Sistema Global de Posicionamiento (*Global Positioning System – GPS*, en inglés). Esa tecnología de medición permite el análisis de fenómenos de larga duración y abre todo un abanico de oportunidades para nuevas y mejores herramientas de operación de sistemas eléctricos

Los fenómenos de larga duración, tales como oscilaciones electromecánicas locales o inter-áreas y variaciones de frecuencia aparecen en los sistemas eléctricos cuando se producen grandes trastornos, que afectan el sistema de manera generalizada. El análisis de estos fenómenos consiste básicamente en medir frecuencia y módulo y ángulo de fase de las grandezas eléctricas, por períodos de tiempo que varían desde segundos hasta unos minutos tras la ocurrencia de la perturbación.

En este escenario, ONS ha iniciado las acciones necesarias para la implementación de un SMSF para el SIN. Estas acciones corresponden, básicamente, a la instalación de Unidades de Medida Sincrofases - *Phasor Measurement Units (PMUs) en inglés* – en los equipos del SIN y a la instalación de infraestructura de *hardware* y *software* para adquisición y análisis de sincrofases en las dependencias de ONS.

Los estudios para implantación del SMSF en el comenzaron en 2005. Entre 2007 y 2008, ONS contó con fondos del Banco Mundial - proyecto ESTAL - para estudio del uso de sincrofases para aplicaciones en tiempo real. A partir de 2012, ONS inició el debate de un nuevo préstamo junto al Banco Mundial – proyecto META - para compra de toda la infraestructura de *hardware* y *software* para implementación del SMSF en el ONS.

La financiación de proyectos a través del Banco Mundial es interesante para ONS, ya que utiliza una línea de crédito "a fondo perdido", en la que el Banco Mundial financia el 80% y el gobierno brasileño con la contrapartida del 20% de la financiación. Para fines prácticos, no hay impacto en la tasa, que en última instancia beneficia al consumidor brasileño.

En la actualidad, ONS ya hace uso de herramientas basadas en sincrofasores para algunas evaluaciones en la post-operación, a través de un proyecto piloto con la Universidad Federal de Santa Catarina - UFSC. La previsión actual es que el sistema de PMUs del SIN, bajo la dirección de ONS, se encuentre en funcionamiento hasta finales de 2015.

2.7 _ Planificación y Programación de la Operación

La planificación de la operación se actualiza en un ciclo anual, con la participación de los agentes asociados. Consiste en la planificación de la operación energética, que evalúa las condiciones de atendimento de energético del SIN para el horizonte de cinco años - de enero del año en curso a diciembre del quinto año siguiente - y por la planificación de la operación eléctrica, lo que evalúa las condiciones operativas de la red eléctrica para el horizonte de 16 meses, a partir de enero de este año a abril del segundo año siguiente. Se siguen la programación diaria y semanal, elaborada con la intensa participación de los agentes asociados, en que los aspectos energéticos y eléctricos se mezclan cada vez más, a la medida que se acorta el horizonte de análisis.

2.7.1 - La Operación Energética

Horizonte de Medio Plazo

El proceso de la planificación de la operación de energética, en el contexto del Ciclo Anual de Planificación De la Operación, resulta en dos productos básicos: el Plan de la Operación Energética (PEN), cuyo horizonte comprende el período de mayo del año en curso (al final de la temporada de lluvias) a diciembre del quinto año siguiente, fue emitido por ONS en Septiembre/2012, en el informe titulado Plan de la Operación Energética 2012/2016 - PEN 2012 -Volumen I - Informe Ejecutivo. A su vez, el segundo producto corresponde al cálculo – a cada mes del año en curso - de las Funciones de Costos Futuros, con la utilización del modelo de optimización medio plazo Newave. Este producto permite el acoplamiento de las estrategias de operación de mediano plazo al modelo de corto plazo Decomp, que establece las políticas de la operación energética de cada semana del mes en curso, en el Programa Mensual de Operación PMO.

Excepcionalmente, en el PEN 2012, se evaluaron las condiciones de atendimento al SIN para el horizonte de agosto/2012 a diciembre/2016. Los análisis se basaron en la carga prevista en la segunda revisión cuatrimestral y la expansión de la oferta

prevista de generación, teniendo como referencia los obras establecidos por el MME / CMSE / DMSE para el PMO de Agosto/2012, con el fin de capturar en sus análisis de las importantes modificaciones ocurridas en el cronograma de oferta.

El análisis de las condiciones de atendimento a la carga basado en 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), en la medida en que los riesgos de déficit son inferiores al 5% en todos los subsistemas en el horizonte 2013-2016, presentando valores cercanos a cero en el Subsistema Noreste, en prácticamente todo horizonte estudio.

Este resultado se debe, principalmente, al crecimiento de la oferta de energía nueva agregado por las subastas de generación y de líneas de transmisión. En el período de agosto de 2012 a diciembre 2016, se espera que comience la operación en 314 nuevas plantas, de las cuales 15 hidroeléctricas, 48 termoeléctricas, 241 plantas eólicas y 10 pequeñas centrales hidroeléctricas –PCHs, además de otras 56 pequeñas plantas autorizadas por ANEEL.

En cuanto a la participación de las diferentes fuentes de energía, la matriz energética brasileña en los próximos cinco años por sensible transformación. La energía termoeléctrica aumentará de 18.235 MW (16,3%) para 27.692 MW (19,0%). La energía eólica tendrá un incremento del 509%, pasando de 1.342 MW (1,2%) para 8.176 MW (5,6%). La energía producida a partir de biomasa aumentará del 43%, pasando de 4.250 MW (3,8%) para 6.062 MW (4,2%).

La evolución de esta matriz, con el mantenimiento de la tendencia actual de expansión de la energía hidroeléctrica de baja o nula regularización plurianual, hace que las termoeléctricas flexibles o de baja inflexibilidad, con costos de operación moderados y con menores incertidumbres en el suministro de combustible - gas natural, gas natural licuado y carbón - empiecen a jugar un papel fundamental en la selección de proyectos a ofrecerse en las próximas subastas de energía nueva. Del mismo modo, pequeñas centrales y fuentes alternativas complementarias en la estación seca, como eólicas y biomasa, a pesar de perfiles con ofertas intermitentes, también pasan a jugar papel complementario en la seguridad operativa del SIN.

También cabe destacar el análisis del atendimento de la demanda máxima, en donde el balance estático indica que la capacidad neta disponible en el horizonte del PEN 2012 es siempre mayor que la demanda proyectada. Sin embargo, la tendencia es que sea necesario el despacho de generación térmica por encima de las inflexibilidades declaradas por los agentes de generación térmicas, dependiendo de la gravedad de las pérdidas por la depleción de los reservorios y / o de las restricciones internas en la red de transmisión. A estos eventos, se les suma el progresivo aumento de la participación en la oferta de la expansión hidráulica basada en plantas de baja y / o sin regularización, lo que reduce la disponibilidad hídrica en el horario de demanda máxima.

Análisis de sensibilidad indican que una mayor disponibilidad de generación hidroeléctrica puede resultar de la aplicación de las políticas de seguridad operativa - POCP, que elevan los niveles de los embalses, reduciendo las pérdidas por depleción. Además de este recurso, la generación hidroeléctrica también puede ser aumentada mediante la implantación de nuevas unidades generadoras en espacios ya preparados en algunas plantas hidroeléctricas existentes (alrededor de 5 GW, segundo inventario de la ABRAGE).

Las principales recomendaciones del PEN en 2012 son las siguientes:

- Los resultados de las evaluaciones energéticas indican la necesidad de desarrollar estudios de viabilidad económica de ampliación de la capacidad de la interconexión Norte-Sur y Sur-Sureste/Centro-Oeste y de la capacidad de exportación del noreste;
- 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, por lo que el dimensionamiento de la capacidad instalada para este atendimento sea el más económico posible;
- En este sentido, el MME y ANEEL deben evaluar la creación de mecanismos regulatorios que fomenten la instalación de potencia hidráulica en el SIN, sea por la motorización de los pozos existentes en las plantas en operación, sea por la repotenciación de plantas existentes, o mediante la posibilidad de contratación la potencia y / o cargos de capacidad;
- Debe ser evaluada por el MME la viabilidad de llevar a cabo subastas especiales de energía por fuente y región, en particular para los subsistemas Sur y Sureste / Centro-Oeste, con vistas a la adición de generación térmica, especialmente en la región sur del país.

Horizonte de Corto Plazo

El verano de 2012 se caracterizó por una débil actuación del fenómeno climático La Niña, lo que provocó un retraso considerable en el inicio de la temporada de lluvias en las principales cuencas de los subsistemas del Sureste / Centro-Oeste, Noreste y Norte. Las afluencias durante este periodo mostraron valores altos en los meses de enero en los subsistemas Sureste / Centro-Oeste, Sur, Norte y Noreste, que se extendieron hasta febrero en el noreste y hasta marzo en el norte, siendo sucedidos por un descenso significativo en los meses siguientes. Con esto, las afluencias estuvieron por debajo de la media histórica (MLT) en el período de enero a abril en los subsistemas Sureste / Centro-Oeste, Sur y Noreste, alcanzando, respectivamente, el 91%, el 72% y el 81% de la MLT. En el subsistema Norte, las afluencias alcanzaron el 104% de la MLT de este período. Este escenario hidrológico desfavorable contribuyó para que los subsistemas Sureste / Centro-Oeste, Sur y Noreste fueron incapaces de recuperar sus capacidades máximas de almacenamiento al final de abril, que fueron, respectivamente, el 76,0%, el 37,0% y el 78,9 % de su Energía Almacenada Máxima (EARmax). La región Norte fue el único subsistema que alcanzó el nivel de almacenamiento elevado a finales de abril, alcanzando el 99% EARmax.

Durante la estación seca, se produjo la permanencia de la recesión de las afluencias en los subsistemas Noreste y Norte, que se tradujo en afluencias promedio en el período de mayo a octubre del 56% y el 64% de la MLT en estos subsistemas, respectivamente. En ambos casos, este fue el tercer peor período de sequía de todo el

historial disponible (1931-2012). En el subsistema Sureste / Centro-Oeste, la ocurrencia de lluvias por encima del promedio histórico en los meses de abril a junio proporcionó afluencias favorables durante el período seco, llegando al 106,5% de la MLT en este período. En el subsistema Sur, a pesar de la ocurrencia de algunos picos de afluencias favorables en el período de mayo a octubre, fue predominante la situación de bajas afluencias.

En este escenario hidroenergético desfavorable durante todo el año, la aplicación de los Procedimientos Operativos a Corto Plazo en 2012 identificó la necesidad de despacho térmico adicional en el SIN a partir del mes de abril, en un principio con el uso de la generación térmica nuclear, a carbón y a gas (grupo GT1A). A partir de mediados de octubre, la Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico - CMSE autorizó el despacho pleno del parque térmico (combustible nuclear, carbón, gas y combustible líquido), con miras a la consecución de los niveles meta establecidos del 42% EARmax y el 33% EARmax a finales de noviembre, respectivamente para el Sureste / Centro-Oeste y Noreste.

Con el despacho térmico adicional y la optimización de las disponibilidades hidroenergéticas del SIN, los niveles del almacenamiento a finales de noviembre en el Sureste / Centro-Oeste y Noreste se situaron en el 31,9% EARmax y el 34,1% EARmax, respectivamente, no siendo posible el logro del nivel meta en el Sureste / Centro-Oeste.

Adicionalmente, los pronósticos del clima de los centros meteorológicos nacionales e internacionales, desde el mes de octubre, señalaban que la temporada de lluvias 2012/2013 sería caracterizada por lluvias irregularmente distribuidas en las cuencas del subsistema SE / CO, frente a la perspectiva de un pequeño número de configuraciones de la Zona de Convergencia del Atlántico Sur – ZCAS, y precipitación por debajo del promedio en las cuencas del subsistema NE.

Conforme las predicciones climáticas, se observó un retraso en el inicio de la temporada de lluvias 2012/2013, lo que provocó que las afluencias estuviesen por debajo de los promedios históricos en los meses de noviembre y diciembre en todos los subsistemas del SIN.

En este contexto, el CMSE decidió mantener el despacho pleno del parque térmico (combustible nuclear, carbón, gas y líquido) en diciembre, con el objetivo de preservar las reservas almacenadas en los embalses de las plantas hidroeléctrica del SIN.

A pesar de esta medida, se agravaron las condiciones de almacenamiento en las regiones del SIN, lo que condujo a niveles del 28,9% EARmax en el SE / CO, el 36,5% EARmax en el sur, el 31,9% EARmax en el Nordeste y el 41,2% EARmax en el Norte, al final de diciembre.

La integración energética con los sistemas eléctricos de Uruguay y Argentina continuó desarrollándose, con la exportación de 462 GWh de energía para estos países,

siempre empleando los recursos de generación térmica no utilizados el usuario para el suministro a los requisitos energéticos del SIN.

2.7.2 - La Operación Eléctrica

Horizonte de Medio Plazo

El proceso de planificación de la operación eléctrica da origen a dos productos básicos: el Plan de Operación Eléctrica de Mediano Plazo (PEL-sigla en portugués) y los Lineamientos para Operación Eléctrica con Horizonte Cuatrimestral (QEL-sigla en portugués).

El PEL presenta las evaluaciones del desempeño eléctrico del SIN para el período comprendido entre los meses de enero 2013 y abril de 2014, mientras que el QEL detalla para cada trimestre del año en curso, las medidas necesarias para la operación cumplir las normas y criterios establecidos en los Procedimientos de Red, de forma a ajustarse a las restricciones eléctricas y el suministro a la carga con las políticas energéticas. Todo orientado al menor costo de la operación y a la máxima seguridad operativa del SIN.

Los estudios del PEL 2013/2014 fueron desarrollados principalmente para evaluar el rendimiento de las interconexiones regionales, la necesidad de generación térmica resultante de restricciones en la transmisión y el suministro a las áreas eléctricas del SIN. A partir de estas evaluaciones, se destacan como principales resultados de los estudios las propuestas de adecuación del cronograma de las obras previstas a las necesidades del SIN, las soluciones operativas - como el despliegue de Sistemas de Protección Especial (SEP) - y el cambio de la topología de la red, además de estrategias operativas que se utilizarán en la operación electro energética del SIN, en este horizonte.

En el PEL 2013/2014, los estudios se destinaron a la identificación de las acciones necesarias para garantizar mayor fiabilidad para las ciudades que participarán de la Copa de las Confederaciones: Brasilia, Belo Horizonte, Río de Janeiro, Salvador, Recife y Fortaleza. El diagnóstico consideró el sistema actual y las obras posibles de conclusión hasta mayo de 2013.

Se propusieron varias acciones, destacándose la necesidad de generación térmica y la implementación / revisión de los Sistemas Especiales de Protección, con el objetivo de garantizar la seguridad adicional al SIN durante el evento de la Copa de las Confederaciones.

El estudio cuatrimestral (QEL) tiene el objetivo de apoyar la elaboración de las instrucciones utilizadas por ONS para el cumplimiento de sus atribuciones de coordinación de la operación del SIN. Por otra parte, también evalúan el desempeño de los Sistemas de Protección Especial (SEP) en funcionamiento, lo que indica la necesidad de revisión o desactivación de los actuales y la instalación de

nuevo. Definen la necesidad de generación térmica por restricciones eléctricas, así como los límites transmisión en las interconexiones regionales y para las zonas geoelectricas.

Dentro de los estudios cuatrimestrales, se destaca la búsqueda de alternativas para atendimento al Distrito Federal, teniendo en cuenta el sistema de transmisión existente y su evolución hasta abril de 2013, cuando se prevén las obras que permitirán el cierre del anillo de 138 kV entre las subestaciones Samambaia y Brasília Sur. En este contexto, se presentaron término alternativas coyunturales para proporcionar mayor seguridad y confiabilidad al sistema de abastecimiento a la capital del país.

Los aspectos relacionados con la seguridad eléctrica de operacional, ONS ha coordinado diversas acciones junto con los agentes de transmisión, generación y distribución, con el fin de diagnosticar las principales debilidades del SIN y indicar las medidas que deben adoptarse con el fin de revitalizar las instalaciones existentes, adaptándolas a las normas de seguridad establecidas en los Procedimientos de Red.

El Plan de Modernización de Instalaciones (PMI) indica las obras de revitalizaciones y mejoras necesarias para mantener la adecuada prestación de servicios por las concesionarias de transmisión, y también se enumeran las intervenciones de mejoras y refuerzos que se deben implementar por los generadores y distribuidores.

El PMI desarrollada en 2012 incluye el período comprendido entre 2012 y 2015, y recomienda la implantación de 264 revitalizaciones, con algunas instalaciones pequeñas, 247 para las empresas de transmisión, 16 para las empresas de distribución y una para la compañía de generación.

Horizonte de Corto Plazo

A lo largo de 2012, ONS desarrolló estudios e implementó medidas coyunturales que permitieron operar la red eléctrica de acuerdo con los criterios de continuidad, confiabilidad y calidad del suministro establecido en los Procedimientos de Red, como se indica a continuación.

De entre los estudios, se destacan:

- Los análisis de cerca de 40.000 intervenciones en el Sistema Interconectado Nacional - SIN, en que se garantizó la seguridad sistémica durante los períodos de realización de las referidas intervenciones.
- La implantación y el seguimiento del desempeño de los esquemas de reenganche automático de las líneas de transmisión del SIN, para garantizar la continuidad del servicio con aumento de la fiabilidad.
- La optimización de los sistemas de control de generadores, para asegurar la amortiguación de oscilaciones electromecánicas y evitar la pérdida de sincronismo en la ocurrencia de perturbaciones.

- La definición de los Sistemas de Protección Especiales, con el fin de garantizar la seguridad operativa del SIN, incluso en el caso de múltiples contingencias.
- La definición de nuevos corredores de restauración fluida del SIN, así como la actualización de los existentes, con el fin de acelerar la normalización del suministro tras perturbaciones.

De entre los resultados obtenidos, se destaca el comienzo de los servicios necesarios en la SE Samambaia 138 kV, propiedad de Furnas, la energización de la nueva LT 138 kV Riacho Fundo – Samambaia, perteneciente a la CEB, lo que contribuyó para la mejoría de suministro las cargas del Distrito Federal.

A finales de 2012, se establecieron los nuevos límites de exportación del Sureste y Centro-Oeste para el Norte y Noreste, con el objetivo de evitar que la frecuencia del sistema Norte / Noreste alcance valor inferior a 57,1 Hz, caso ocurra la pérdida de las interconexiones Norte / Sur y Sureste / Noroeste.

Se destaca también la entrada en funcionamiento en 2012 de la SE Araraquara 2, parte integrante del sistema receptor de la potencia que a transmitirse por los dipolos 1 y 2 Porto Velho - Araraquara 2, lo que permitirá la liberación de las plantas del Complejo Madeira al sudeste .

Cabe señalar que la entrada en funcionamiento de la SE Araraquara 2, compuesta por tres transformadores de 500/440 kV - 3x1250 MVA, de los dos circuitos de la LT 500 kV Araraquara 2 - Araraquara y dos circuitos de la LT 440 kV Araraquara 2 - Araraquara, permitió el acoplamiento de las redes de 500 kV y 440 kV, en São Paulo, proporcionando al SIN de importante recurso adicional para equilibrio de la potencia reactiva en los troncos de 500 kV, 440 kV y 345 kV. Esto proporcionó alivio en la generación de potencia reactiva por los compensadores síncronos ubicados en las subestaciones Ibiúna, Tejuco Negro, Embu Guaçu y Sant'Angelo.

Es de destacar que estos nuevos emprendimientos contribuyeron a la mitigación de problemas relacionados con el control de tensión en las subestaciones de 440 kV de São Paulo, especialmente en situaciones de alto intercambio al sudeste.

2.8 _ La Operación em Tiempo Real

En 2012, además de los proyectos a mediano plazo ya en marcha, nuevas acciones fueron priorizadas con el objetivo fundamental de ampliar la Seguridad de la Operación del SIN, abarcando los recursos de Supervisión y Control, los recursos de Apoyo a la operación, los procesos operacionales y los equipos implicados en todos los ámbitos de los Centros de Operación de ONS.

De acuerdo con el Plan Director de Supervisión y Control de ONS, continuaron las actividades de desarrollo e implementación del proyecto REGER - Red de Gerenciamiento de Energía:

- Se concluyeron las “pruebas de campo” en el Centro Regional de Operación Sureste (COSR-SE), en Río de Janeiro. Ya en Brasilia, el REGER en el Centro Nacional de Operación del Sistema (CNOS) y en el Centro Regional de Operación Norte y Centro-Oeste (COSR-NCO) inició la fase de pruebas funcionales. En el Centro Regional de Operación Sur (COSR-S), en Florianópolis, y en el Centro Regional de Operación Noreste (COSR-NE), en Recife, se realizaron las pruebas de hardware, red y seguridad, con éxito.
- Se concluyó la implantación y la homologación de la ROP-REGER, así llamada la nueva red operativa de telecomunicaciones fundamental para los procesos operacionales y el intercambio de datos del SIN entre los Centros de Operación de ONS y que se diseñó para satisfacer los requisitos de la Red de Gerenciamiento de Energía.
- Se completó la modernización de los sistemas de comunicación de voz en los Centros de Control, con el uso de la tecnología IP.
- Para garantizar la efectividad del Plan de Contingencias de los Centros de ONS, funcionalidad esa esencial para garantizar la permanente supervisión y el control de la Operación del SIN en condiciones de emergencia en cualquiera de las ubicaciones, la arquitectura del REGER prevé la utilización de dos canales de comunicación de datos y voz en las llamadas de los Centros Regionales con disponibilidad y rendimiento adecuados. Se iniciaron las actividades de despliegue del sistema de monitoreo de la disponibilidad de estos canales, con gran participación de los Agentes.

El Proyecto del Sistema Nacional de Observabilidad y Controlabilidad - SINOCON alcanzó en 2012 la marca de implantación de nuevas unidades de adquisición de datos en 101 instalaciones de las 116 previstas en esta etapa. Las parcelas 1, 2 y 3 están concluidos. En la Parcela 4, cinco instalaciones se completaron en 2012 y otras quince instalaciones están en marcha.

Para el desarrollo de los Equipos de Operación de ONS, en 2012:

- Iniciados los trabajos de desarrollo del Programa de Entrenamiento Estructurado para Capacitación de los Equipos Tiempo real, cuyo objetivo es el mejoramiento técnico de estos equipos para el desempeño a nivel compatible con la evolución de la complejidad del sistema. La primera etapa de este proyecto se completará en 2013 con el apoyo de asesoramiento de expertos y experiencia en este tipo de trabajo.
- Se realizaron varios ejercicios simulacros de restauración del SIN, con la participación de los Centros de Operación de ONS y de Agentes invitados, representantes de las áreas de transmisión, generación y distribución. Este año, los ejercicios evolucionaron con mejoras implantadas para el acceso de los Agentes a los simuladores de 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 rendimiento de los equipos, los procesos, los procedimientos y la adecuación de los recursos. Sirven como herramienta de desarrollo de los profesionales implicados, que utilizan entornos similares a las de control de los Centros de Operación, con todos sus recursos de infraestructura, simulando las condiciones de posibles ocurrencias en el SIN.

Se coordinaron y ejecutaron 47.615 intervenciones para mantenimiento y / o pruebas en equipos e instalaciones eléctricas del SIN, y se realizaron todos los ajustes y reprogramaciones necesarias para cumplimiento a los procedimientos operacionales vigentes y de acuerdo con los criterios de seguridad establecidos.

En cuanto a los Procedimientos de Red, cabe destacar:

- Revisión del Submódulo 10:14, contemplando la revisión de los Requisitos Técnicos para Operación de las Instalaciones y con el objetivo de ampliar la seguridad de operativa del SIN.
- Revisión 2012 de las Redes Complementarias y de Supervisión, así como la rutina de RO-RD.BR.01 - "Definición de la Red a la que pertenecen los equipos de una instalación del SIN", las cuales presentadas en reuniones regionales, a los Agentes de Transmisión, Generación y Distribución.
- Ejecutadas 1628 revisiones de un total de 1.074 documentos normativos vigentes, actualizándolos o incluyendo las mejoras.
- Emisión de los pareceres técnicos, subsidiando la emisión de los pareceres de acceso de nuevas obras o instalaciones, estableciendo un nuevo récord en 2012.

Para mejorar los procesos de análisis y verificación de la Operación, las siguientes actividades se pueden mencionar, entre otras realizadas de forma rutinaria:

- Consolidación del proceso de cálculo de los MUST, con la inclusión del cálculo para generadores y para períodos fuera de punta de carga.
- Implementación de la versión WEB para el SAGIC, proporcionando una mayor facilidad y seguridad para cálculo de datos de generación, intercambio y carga.
- Revisión de los criterios y procedimientos para evaluación de la comunicación verbal en la operación.
- Implementación de grupos de trabajo para la mejora de procesos y alineación de los entendimientos en cuanto al cálculo de datos de transmisión, de generación y de uso de sistema de transmisión, utilizados para de contabilizaciones financieras, con resultados importantes para los Agentes.
- Desarrollo de aplicaciones con el uso del aplicativo PI, de la empresa OSIsoft para exploración de los datos de la Operación del SIN, para desarrollo de aplicaciones que utilicen el PI - OSIsoft.

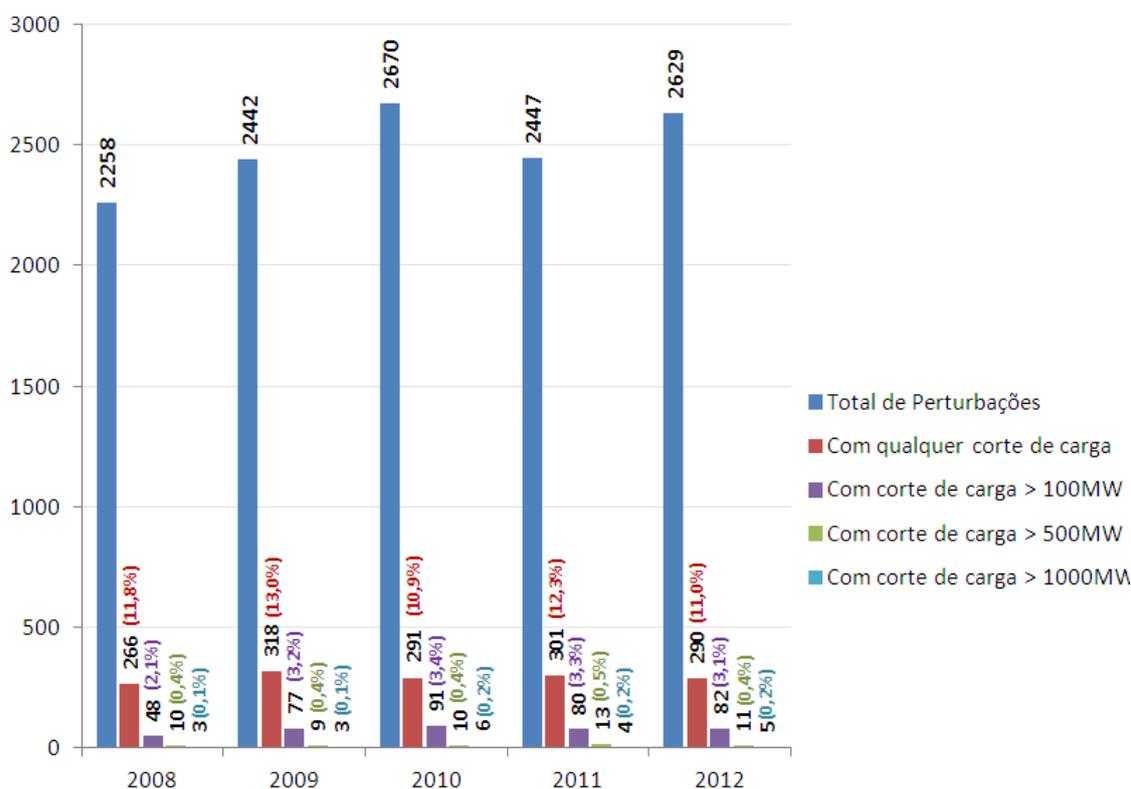
Con el resultado de satisfacción del 98,5%, para una muestra de 100 agentes (generación, transmisión, distribución y consumidores libres), se llevó a cabo encuesta de satisfacción de clientes con respecto a los procesos y productos de los Centros de Operación, con el objetivo de medir puntos a mejorar a partir de ítems o temas específicamente identificados.

Cabe destacar también la intensa participación de los Centros Regionales de Operación de Florianópolis, Recife y Río de Janeiro en la preparación Plan de Mudanza Predial, cuya ejecución se producirá en estos lugares en 2013, con el fin de observar estrictamente los criterios de máxima seguridad operacional del SIN, cuando se realice la transferencia de esos Centros de Operación y de sus recursos para las nuevas instalaciones.

2.9 _ Indicadores de Desempeño del SIN en 2012

Del total de 2.629 perturbaciones registradas en 2012, cabe destacar que, en sólo cinco (0.2%), los cortes de carga fueron más de 1.000 MW. En el siguiente gráfico, se observa que hubo 11 eventos (0,4%), con corte de carga de más de 500 MW, y un total de 82 (3,1%), con corte de carga de más de 100 MW.

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



- Os valores acima referem-se a perturbações que envolveram a Rede Básica;
- Os percentuais foram calculados com base no número total de perturbações.

La tabla a continuación muestra el crecimiento de la extensión de las líneas de transmisión y de la capacidad de transformación de la Red Básica en este período. La comparación de los indicadores de rendimiento con el tamaño de la red muestra que existe una estabilidad en estos indicadores a lo largo de los últimos años, a pesar de que haber existido un crecimiento significativo en el número de circuitos y equipos de la red de transmisión.

Red Básica (230 kV y por encima de)	2008	2009	2010	2011	2012
Extensión de las LTs (km)	90316.4	95464.9	98648.3	103.361,7	105.929,1
Capacidad de Transformación (MVA)	225.100,8	233.875,8	242.075,5	252.766,8	274.237,8

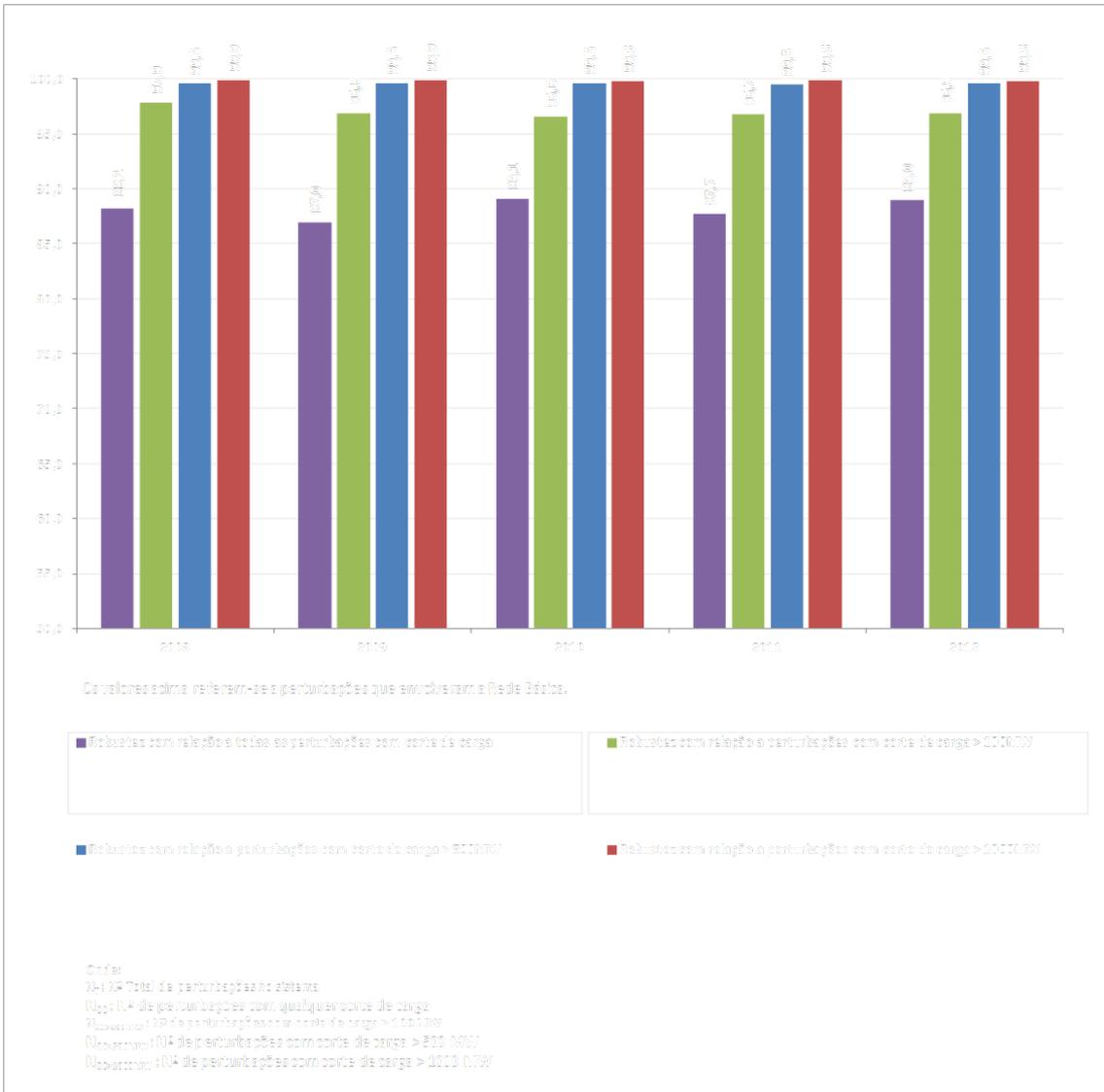
Indicador de Robustez del SIN

La seguridad en el atendimento eléctrico alcanzada en 2012 puede ser traducida por los indicadores de desempeño del SIN. Un indicador bastante representativo es el de robustez, ya que relaciona las perturbaciones en el SIN con el suministro a las cargas. El valor de este índice es dado por la relación entre el número de perturbaciones con cierto nivel de corte de carga y el número total de perturbaciones.

Teniendo en cuenta que el total de perturbaciones en 2012 fue de 2.629, existen los siguientes valores para el índice de robustez:

- para cualquier corte de carga - la robustez fue del 89,0%;
- para cortes de carga por encima de 100 MW - la robustez fue del 96,9%.
- para cortes de carga por encima de 500 MW - la robustez fue del 99,6%.
- para cortes de carga por encima de 1.000 MW - la robustez fue del 99,8%.

Tenga en cuenta que los indicadores de robustez calculados en 2012 se mantuvieron en el mismo nivel de años anteriores, de 2008 a 2011.



2.10 _ Gestión de las Principales Perturbaciones Verificadas en el SIN en 2012

2.10.1 - Perturbación con origen en la SE Imperatriz

El 22 de septiembre, a las 15:49, una perturbación procedente de un cortocircuito monofásico en el vano del Reactor N ° 11 conectado a la barra de 500 kV de la SE Imperatriz implicó la desconexión automática de diferentes equipos y líneas de transmisión de las regiones Norte y Noreste. La perturbación se extinguió mediante la actuación de las protecciones de los terminales remotos, debido a la no actuación de las protecciones asociadas al vano del reactor, lo que resultó en la pérdida de sincronismo de los sistemas Norte y Noreste en relación con el resto del SIN. En las regiones Norte y Noreste se observó una disminución en la frecuencia, con

consecuente actuación de todas las fases del Esquema Regional de Alivio de Carga – ERAC de estas regiones, lo que resultó en la desconexión de 3.918 MW de la carga.

Principales acciones y medidas implantadas:

- Reevaluación del ERAC de las regiones Norte y Noreste, teniendo en cuenta la viabilidad de adaptarlo para evitar que el valor de frecuencia mínima de correspondiente a la desconexión de las centrales termoeléctricas sean alcanzados, con el fin de mantenerlas conectadas en el sistema y, con eso, garantizar la continuidad del suministro de un monto mayor de cargas.
- Adecuación del sistema de protección diferencial de la barra 1 de la SE Emperatriz 500 kV y del Reactor No. 11, para atendimento a lo establecido en el ítem 6.1.4 del Submódulo 2.6 de los Procedimientos de Red, con respecto a la superposición de las zonas de protección.

2.10.2 _ Perturbaciones con origen en la SE Foz do Iguaçu

El 3 de octubre, a las 20:55, la explosión seguida de incendio del transformador de puesta a tierra causó un cortocircuito en uno de los auto-transformadores de la SE Foz do Iguaçu - 60 Hz. La perturbación resultó en pérdida completa de la transformación y la consiguiente separación de la generación 60 Hz en la central hidroeléctrica de Itaipú del Sistema Interconectado Nacional - SIN. Hubo actuación del ERAC en el Sur / Sureste / Centro-Oeste y Acre / Rondônia, lo que resultó en la desconexión de 3.332MW de carga.

Principales acciones y medidas implantadas:

- Sustitución del relé de repuesto referente al esquema contra sobrecargas del banco auto-transformador AT04, cuyo rendimiento inadecuado fue el responsable del empeoramiento de la perturbación.
- Restauración de la capacidad de aislamiento dieléctrico de la zona afectada, mediante la limpieza y lavado del bay alcanzado por las llamas y hollín.

2.10.3 _ Perturbación con origen en la SE Brasília Sur

El 4 de octubre, a las 13:02, un cortocircuito monofásico en la línea de transmisión de 138 kV Samambaia - Brasília Norte, causado por quema, fue removido por la acción de la protección de esa línea, resultando en la desconexión automática de varios transformadores y líneas de transmisión en el Distrito Federal. Hubo pérdida total de las cargas atendidas por la subestación Brasília Sur, en una cantidad de aproximadamente 900 MW.

Principales acciones y medidas implantadas:

- Implantación de nuevos procedimientos operativos de transferencia de las cargas de Águas Claras de la SE Samambaia para la SE Brasília Sur. Para evitar la sobrecarga del circuito 3 de la Lt 138 kV Brasília Sur - Brasília Norte, sólo una parte de la carga prioritaria de Águas Claras, alrededor de 15 MW, será transferida a la subestación Brasília Sur.

- Adecuación del SEP en Brasilia Norte, que pasar a operar sólo a causa de la sobrecarga en cualquiera de las líneas de transmisión en 138 kV Brasilia Sur - Brasília Norte (circuitos 1,2 y 3) o Samambaia - Brasilia Norte
- Implantación de los procedimientos operativos en la red de 138 kV de la CEB, con respecto a los procedimientos y límites operativos involucrando los circuitos 1, 2 y 3 de la LT 138 kV Brasilia Sur - Brasília Norte, la LT 138 kV Samambaia - Brasilia Norte y la subestación Águas Claras, en 138 kV, de la CEB.
- Activación del reenganche automático tripular en las LT 138 kV Brasilia Sur - Brasília Norte (circuitos 1, 2 y 3) y Samambaia - Brasilia Norte.

2.10.4 _ Perturbaciones con origen en la SE Samambaia

El 19 de octubre, a las 14:29, la interrupción de la conexión del transformador de corriente asociado al disyuntor de interconexión de las barras de 345 kV de la subestación Samambaia provocó un desequilibrio entre alimentación y carga en las barras de 345 kV, lo que resultó en la desconexión de diversos equipos y líneas de transmisión de la SE Samambaia, lo que causó cortes de carga en un total de 300 MW.

Principales acciones y medidas implantadas:

- Incorporación de parte del sistema de transmisión de 138 kV del área Brasilia a la Red de Operación, con el objetivo de ampliar la zona de actuación de ONS en el sistema eléctrico de 138 kV de esa región.
- Establecimiento de los procedimientos de operativos que implican todas las líneas y subestaciones del sistema de transmisión de KV 138 del área Brasilia kV que se incorporaron a la Red de Operación.

2.10.5 _ Perturbación con origen en la SE Colinas

El 26 de octubre, a las 00:14 (GMT), se produjo un cortocircuito bifásico en la cuchilla desconectadora aislante del banco de capacitares serie del circuito 2 de la línea de transmisión en 500 kV Imperatriz-Colinas, en el Terminal de la SE Colinas. La contingencia fue atípica, ya que, según los registros de oscilo y de medición, el cortocircuito duró aproximadamente 12 segundos, debido a la falta de disponibilidad de las protecciones de todos los circuitos 2 troncales de 500 kV de interconexión del Norte - Sureste.

Consecuencias y restauración del sistema

Las protecciones principal y alternativa de la LT 500 kV Imperatriz - Colinas C2 no actuaron, porque estaban con sus comandos de disparo inhibidos debido a un incidente desapercibido durante la ejecución de reconfiguración remota. En consecuencia, hubo actuación de las protecciones de retaguardia remota de las líneas de transmisión adyacentes al defecto, a la excepción de la LT 500 kV Colinas - Miracema C2, que no actuó por la misma razón. Para completa extinción del defecto, fue necesaria la actuación de las protecciones de otras líneas de

transmisión más distantes de la SE Colinas, como las líneas de transmisión 500 kV Gurupi-Miracema, por el lado sur de Colinas, y las líneas de la interconexión Norte / Noreste a partir de la SE de Imperatriz.

El retraso en la eliminación del cortocircuito situado eléctricamente junto a la barra 500 kV de la SE Colinas causó un impacto significativo en la operación dinámica del SIN. El sistema sufrió oscilaciones y la consiguiente pérdida de sincronismo, lo que culminó con la separación de las regiones Norte y Noreste entre sí y en relación con el Sureste, Sur y Centro-Oeste, que se mantuvieron operando interconectadas. La separación de las regiones Norte y Noreste llevó actuaciones de los respectivos Esquemas Regionales de Alivio de Carga – ERAC par mantener el equilibrio de carga x generación, con interrupción de 11.789 MW de carga.

El proceso de restauración se inició inmediatamente y llevó a cabo de una forma gradual y coordinada. El corte de energía duró un promedio de 241 minutos en los estados de Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas y Sergipe. Otros estados tuvieron interrupciones por períodos de menos de 200 minutos: Pará, Tocantins, Maranhão, Piauí, Ceará, Bahia y Goiás.

Principales acciones y medidas implantadas:

El Informe de Análisis de Perturbaciones (RAP-sigla en portugués), encaminado a la CMSE y a la ANEEL, presenta una lista de veinticinco acciones, algunas ya completadas y varias en fase de implementación, con plazos y responsabilidades de actuación de acuerdo con los tres objetivos fundamentales perseguidos por ONS:

- trabajar preventivamente, reforzando, siempre que sea posible y viable, la seguridad del sistema:
- minimizar el efecto dominó cuando se produzca el problema, y
- reducir el tiempo de restauración.

La cuchilla desconectadora aislante del Banco de Capacitores Serie del Terminal de la SE Colinas, del circuito C2 de a línea de transmisión 500 kV Imperatriz-Colinas, fue enviado para una serie de pruebas, realizadas en el Cepel y en el CESI – Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano – S.P.A.

Entre las medidas ya adoptadas por la empresa propietaria de las instalaciones, como consecuencia de la perturbación y de los resultados de las pruebas, se destaca la revisión de los procedimientos de i mplantación de ajustes y configuraciones remotas y de procedimientos de maniobras de equipos.

2.10.6 _ Perturbaciones con origen en la SE Itumbiara

El 15/12/2012, a las 17:55, ocurrió la desconexión automática de cinco de las seis unidades generadoras en operación en la planta Itumbiara, debido a la interferencia electromagnética en el circuito de protección de las mismas.

Como resultado de estas desconexiones, responsable del rechazo de 1.025 MW de carga en el SIN, por configuración mediante el arreglo físico de barra, tipo "anillo modificado" en la subestación de la planta de Itumbiara, fueron apagadas simultáneamente a LT 500 kV Emborcação – Itumbiara, en este Terminal, y el banco de auto-transformadores local AT53, 500/345/13, 8 kV, en el lado de 500 kV.

La gravedad de perturbación resultó en la pérdida de sincronismo entre los sistemas Acre / Rondônia y Norte / Noreste / Centro-Oeste, y de este último con el Sur / Sureste. Como consecuencia de ello, se desconectaron circuitos de los troncos de 230 kV, 345 kV y 500 kV por actuación de sus protecciones de distancia y por pérdida de sincronismo, debido a la inestabilidad electromecánica verificada, que fue más pronunciada en Minas Gerais. Además de las líneas de transmisión, también fueron apagadas de modo generalizado unidades generadoras de varias centrales hidráulicas y térmica en el SIN.

Principales acciones y medidas implantadas:

- FURNAS está implementando mejoras para apantallar el circuito de control de las protecciones eléctricas de las unidades generadoras de la planta de Itumbiara, lo que impedirá la penetración de brotes en la subestación, y actuaciones indebidas de las protecciones.
- Fue constituido el grupo de trabajo abarcando a expertos de ONS, de Cepel y de los Agentes para verificar debilidades en la ingeniería de subestaciones del SIN consideradas estratégicas para la operación, con el objetivo de proponer ajustes de configuración, físicos o de equipos, con el fin de garantizar una mayor confiabilidad operacional a estas instalaciones y al SIN.

2.10.7 _ Definición de nuevos corredores de restauración

La restauración fluida es un procedimiento que permite la restauración de importantes centros de carga del sistema eléctrico de forma rápida, simultánea e independiente, minimizando el tiempo de inactividad de las cargas. Este tipo de procedimiento puede ser realizado por los operadores de las subestaciones, por lo general sin la interferencia de los centros de operación, con el mínimo posible de comunicación y de conformidad con los procedimientos previamente definidos en estudios.

ONS, en conjunto con los Agentes, definió y mantiene actualizados corredores de restauración fluida para el restablecimiento de los principales centros de carga del

país, habiendo concluido los análisis relacionados con la región Noreste a lo largo de 2012.

El despliegue de los nuevos recursos de restauración automática (*black-start*) en las plantas en el Noreste permitió el diseño de cuatro nuevos corredores de restauración fluida:

- Área Luiz Gonzaga: Tiene como fuente de restauración automática la planta hidroeléctrica de Luiz Gonzaga, para atendimento prioritario de la región metropolitana de Fortaleza. En este corredor son también restablecidas las cargas de las áreas Suroeste y Oeste de la región Noreste, que son restauradas a partir de la planta hidroeléctrica de Sobradinho. El área Oeste atiende prioritariamente las cargas de la región metropolitana de Teresina.
- Área Xingó: Tiene como fuente de restauración automática la hidroeléctrica de Xingó para atendimento prioritario de las regiones metropolitanas de Recife, João Pessoa, Natal, Maceió y Aracaju.
- Área Paulo Afonso IV: Tiene como fuente de restauración automática la planta hidroeléctrica de Paulo Afonso IV, para atendimento prioritario de la región metropolitana de Salvador.
- Área Itapebi: Tiene como fuente de restauración automática la hidroeléctrica de Itapebi, para atendimento prioritario de las cargas del sur de Bahia.

2.11 _ Evolución de los procesos y mejoras metodológicas

En el ámbito de metodologías y modelos energéticos, ONS desarrolló un método alternativo para el cálculo de los niveles de meta al final de la estación seca en el Noreste y Norte, a través de un sistema de apoyo a la decisión - contemplando las condiciones futuras del parque generador, cuando las plantas de hilo de agua de gran dimensión de la Cuenca Amazónica estén en funcionamiento.

Fue terminado en 2012 por CEPTEL, con el apoyo de ONS, la mejora de los modelos computacionales de mediano y corto plazos para la planificación y programación de la operación, NEWAVE y DECOMP, para representar la generación de energía en plantas a GNL, en las que la señalización preceda el despacho en hasta dos meses, por la logística de transporte del combustible.

Se terminó con el apoyo de Copel, la implantación de la rutina de reducción dinámica de reservorio en el simulador hidráulico Hydroexpert, necesaria a la aplicación de esta herramienta para el funcionamiento del sistema de embalses de la cuenca del río Iguazú. Teniendo en cuenta la adopción del Hydroexpert en el proceso de elaboración del Programa Diario Defluencias - PDF, parte integrante del Programa Diario de la Operación Electroenergética – PDE, comenzó este año

la implementación de la funcionalidad de validación en este aplicativo computacional.

En el área de pronóstico hidro-meteorológico, fue concluido por ONS y autorizado por ANEEL el uso del modelo NEURO asociado al modelo CPINS , en el ámbito del proceso de elaboración del PMO, para el pronóstico de caudales en el trecho incremental entre las plantas de Tres Marías y Sobradinho, en el río São Francisco. Se concluyó el estudio de aplicación del modelo SMAP para la cuenca del río Parnaíba, aguas arriba de la planta de Itumbiara, que fue sometido a proceso de consulta pública por la ANEEL, en conjunto con el estudio ya realizado en el año de 2011, con este mismo modelo, para la cuenca del río Grande, en los trechos incrementales a las plantas Marimondo y Água Vermelha.

Se destaca también la conclusión del proyecto de evaluación de nuevas alternativas para el pronóstico meteorológico, con la participación del Centro de Previsión del Tiempo y Estudios Climáticos – CPTEC del INPE y de la Fundación Cearense de Pesquisa y Cultura. Esta evaluación incluyó una nueva estandarización del modelo ETA, actualmente en uso en el proceso de predicción de caudales para el PMO, y el nuevo modelo BRAMS, que dispone de caracterización del tipo y uso del suelo adaptado a las condiciones de Brasil. El estudio aportará importantes subsidios a la mejora del pronóstico de precipitación adoptado en el proceso de previsión de los caudales a través de modelos de precipitación-escorrentía con una semana de antelación.

Al final del año, como recurso adicional para la mejora de los pronósticos de las condiciones meteorológicas en el ámbito del SIN, fue implementado en ONS el modelo de pronóstico climático CAM 3.0, del centro norteamericano National Center for Atmospheric Research - NCAR. La ejecución de este modelo por ONS, por medio de procesadores en cloud computing permitirá la obtención de previsiones de anomalías de precipitación en las cuencas de interés discretizadas mensualmente hasta tres meses antes y actualizadas periódicamente, de acuerdo con el interés de la planificación de la operación del SIN.

Continuando con la acción estratégica de implantación del Organon como herramienta de evaluación de la seguridad de la operación del SIN, en 2012, fueron revisados modelos y adicionadas mejoras en este programa, con énfasis en la construcción de una zona de seguridad para monitoreo de la operación del sistema 440 kV del área de São Paulo.

El banco de datos de modelos de componentes para simulaciones electromecánicas del programa Organon fue revisado, con énfasis para el eslabón de CC asociado a Itaipú, resultando en mejoría significativa de la respuesta del programa, en comparación con el programa ANATEM.

La incorporación de la representación de los esquemas especiales de protección en el cálculo de la zona de seguridad y el monitoreo de la violación de los criterios de máxima tensión de campo – y de máximo tiempo de actuación de los limitadores

de sobre-excitación - resultaron en beneficios significativos para la automatización del análisis de límites del tronco de transmisión de Itaipu 765 KV.

La funcionalidad de monitoreo de la región de seguridad en dispositivos portátiles con recursos de acceso a la Internet se disponibilizó, con carácter provisional, por el sistema de Catastro de Datos para Relacionamiento Externo (CDRE) de ONS. También se realizaron pruebas preliminares para evaluar la viabilidad de utilización del programa Organon en el ambiente nube con resultados muy prometedores.

A lo largo de 2012, tuvieron continuidad las actividades programadas para el despliegue del Simulador RTDS (Real Time Simulador Digital) para soporte a la operación del sistema de transmisión de las plantas del río Madeira. Al equipo de dos ingenieros se le añadió un nuevo profesional cuyas responsabilidades principales se dirigieron a la verificación de conformidad de los modelos de los controladores HVDC, así como para apoyo a los estudios que se exigirán.

También se celebró la recepción de los cubículos-réplicas de los convertidores back to back y de los controladores del dipolo fabricados por la ABB, asociados al sistema de despacho de generación del Complejo del Río Madeira. Estos equipos vinieron acompañados de paneles del RTDS, y su instalación se llevó a cabo en ONS, en Río de Janeiro. Después de la puesta en marcha de este conjunto de equipos, y con el objetivo de la capacitación para su uso, fueron realizados entrenamientos del personal técnico de ONS que implicaron simulación en RTDS, entrenamientos específicos orientados a la operación de los equipos de la ABB y entrenamiento avanzado en el aplicativo PSCAD (Power Systems Computer Aided Design) para análisis del comportamiento transitorio del sistema.

Se concluyó en 2012 la etapa del proyecto de investigación para desarrollo de metodología de predicción de carga a medio y largo plazo. Esta etapa de la metodología permite excluir los efectos de factores aleatorios y no económicos, como temperaturas atípicas, pérdidas en la red básica y variaciones en el número de días y feriados, del comportamiento de la carga. Por lo tanto, la evolución de la carga pasa a reflejar únicamente los factores económicos, convirtiéndose en una herramienta importante para la consolidación de la previsión de carga.

2.12 _ La Gestión de la Transmisión

2.12.1 _ Ampliaciones y Refuerzos

En 2012, 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 mantener el funcionamiento adecuado de la red y

garantizar el pleno funcionamiento del mercado de energía eléctrica en el período 2013-2015. Este ciclo ya están incorporados en los estudios del PAR las determinaciones establecidas por la Resolución Normativa N ° 443, emitida por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica - ANEEL en 2011, relativas a la distinción entre mejoras y refuerzos en instalaciones de transmisión.

Al igual que en los ciclos anteriores, los estudios que dan origen al PAR y al PAR-DIT se llevan a cabo en el ámbito de Grupos Especiales que incluyen la participación de todos los agentes y de la Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Se remiten al Ministerio de Minas y Energía - MME a compatibilizarse con el Programa de Expansión de la Transmisión - PET elaborado por EPE. Después de esta alineación y validación adecuada por el MME, las propuestas de ampliaciones y refuerzos en la red básica y en las Demás Instalaciones de Transmisión se consolidan en documentos específicos encaminados a la ANEEL, para que se inicie el proceso otorgamiento de concesión o de autorización de las instalaciones de transmisión.

Para llevar a cabo las ampliaciones y refuerzos en la red básica previstas en el PAR para el trienio 2013-2015 se estima una inversión del orden de R \$ 8,5 mil millones, teniendo en cuenta los gastos previstos por la ANEEL.

En el trienio 2013-2015, las ampliaciones y refuerzos corresponden a un total aproximado en nuevos incrementos de líneas de transmisión de aproximadamente 8.600 Km y de 20.500 MVA en la capacidad de transformación, que se muestra en la tabla a continuación. Estos valores son el resultado de la adición de 45 líneas y 124 nuevas unidades transformadoras:

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN		TRANSFORMADORES	
Tensión (kV)	Total (km)	Tensión kV (*)	Total (MVA)
765	----	765	500
500/525	6.567	500/525	7.922
440	78	440	2.033
345	----	345	2.733
230	2.041	230	7.334
Total	8.608	Total	20.522

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

Cabe señalar que, del conjunto de obras indicadas en el PAR, se concedieron hasta el 31/12/2012 un total de 3.100km en 7 líneas de transmisión y 16.750 MVA referentes a 54 unidades transformadoras.

De entre las principales obras que se proponen en este PAR para la Red Básica, se encuentran las siguientes:

Región Sur y Mato Grosso do Sul

LT 230 kV Candiota – Bagé 2 (RS)

SE Lajeado 3 230/69 kV (RS)

LT 230 kV Lajeado 2 – Lajeado 3 (RS)

LT 230 kV Lajeado 3 – Garibaldi (RS)

SE Vinhedos 230/69 kV (RS) - (corte de la LT 230 kV Monte Claro – Garibaldi)

SE Santa Maria 3 230/138 kV (Nuevo parque de 138 kV y TR 230/138 kV) (RS)

LT 230 kV Santo Ângelo – Maçambará C2 (RS)

SE Pinhalzinho 230/138 kV (SC)

LT 230 kV Foz do Chapecó – Pinhalzinho (RS/SC)

SE Curitiba Norte 230/138 kV (PR)

LT 230 kV Curitiba Norte – Bateias (PR)

SE Curitiba Norte 230/138 kV (PR)

SE Ivinhema 230/138 kV (Nuevo parque de 138 kV y TR 230/138 kV) (MS)

SE Campo Grande 2 230/138 kV (PR)

Regiones Sureste/Centro Oeste

LT 500 kV Araraquara 2 – Itatiba (SP)

SE Fernão Dias 500/440 kV (Nova) (SP)

LT 500 kV Araraquara 2 – Fernão Dias (SP)

LT 500 kV Assis – Marimbondo 2 (SP)

SE Três Lagoas 2 440/138 kV (Nova) (SP)

LT 500 kV Estreito – Itabirito 2 (MG)

LT 500 kV Itabirito 2 – Vespasiano 2 (MG)

LT 230 kV Barro Alto – Itapaci C2 (GO)

SE Macaé (Novo pátio de 138 kV y ATRs 345/138 kV) (RJ)

SE Feijó 230/69 kV (AC)

LT 230 kV Rio Branco – Feijó C1 (AC)

SE Cruzeiro do Sul 230/69 kV (AC)

LT 230 kV Feijó - Cruzeiro do Sul C1 (AC)

SE Jaru (Nuevo parque de 138 kV y TR 230/138 kV) (RO)

Regiones Norte/Noreste

LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco C2 (MA)

SE Chapadinha II 230/69 kV (Nova) (MA)

LT 230 kV Miranda II – Chapadinha II (MA)

LT 230 kV Coelho Neto – Chapadinha II (MA)

SE Tomé Açu 230/138 kV (Nova) (PA)

SE Castanhal 230/138 kV (Nova) (PA)

SE Maracanaú 230/69 kV (Nova) (CE)

SE Gilbués II 500/230/69-13,8 kV (Nuevos parques de 230 kV y 69 kV y TRs 500/230 kV e 230/69 kV) (PI)

SE Bom Jesus II 230/69-13,8 kV (Nova) (PI):

LT 230 kV Gilbués II – Bom Jesus II (PI)

LT 230 kV Bom Jesus II – Eliseu Martins (PI)

SE Barreiras II 500/230 kV (Nuevo parque de 230 kV y TR 500/230 kV) (BA)
(Corte de la LT 230 kV Bom Jesus da Lapa – Barreiras)

SE Rio Grande II 230/138 kV (Nova) (BA)

LT 230 kV Barreiras II – Barreiras (BA)

LT 230 kV Barreiras – Rio Grande II (BA)

SE Currais Novos II 230/69 kV (Nova) (RN)

LT 230 kV Lagoa Nova II – Currais Novos II CD (RN)

SE Milagres II 500 kV (Nova) (CE)

LT 500 kV Campina Grande III – Ceará Mirim II C2 (PB/RN)

Interconexiones Regionales

LT 500 kV Itatiba – Bateias (SP/PR)

LT 500 kV Rio das Éguas – Luziânia (BA/GO)

LT 500 kV Barreiras II – Rio Das Éguas (BA)

LT 500 kV Luziânia – Pirapora 2 (GO/MG)

SE Luziânia 500 kV (GO)

Las siguientes obras estaban en proceso de otorgamiento en la época de la emisión del PAR:

- SE Gilbués II 500 kV (Nova) (PI)
- SE Barreiras II 500 kV (Nova) (BA)
- LT 500 kV Miracema – Gilbués II C1 e C2 (TO/PI)
- LT 500 kV Gilbués II – São João do Piauí (PI)
- LT 500 kV São João Do Piauí – Milagres II C2 (PI/CE)
- LT 500 kV Gilbués II – Barreiras II (PI/BA)
- LT 500 kV Barreiras II – 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 Presidente Dutra – Teresina II C3 (MA/PI)
- LT 500 kV Teresina II-Sobral III C3 (PI/CE)
- LT 500 kV Milagres II – Açú III (CE/RN)
- SE Açú III 500/230 kV (Nova) (RN)
- LT 500 kV Luiz Gonzaga – Milagres II C2 (PE/CE)

Con relación al Plan de Ampliaciones y Refuerzos en las Demás Instalaciones de Transmisión – PARDIT, ciclo 2013-2015 se destaca la siguiente propuesta de obra, relacionada en las siguientes tablas:

Nuevas líneas de transmisión – DITs	
Tensión (kV)	Extensión(km)
138	253
88	01
Total	254

Resumen de los trabajos propuestos	Total
Construcción de nuevas líneas de transmisión (km)	254
Remodelación / reconstrucción / cambio de conductores / corte líneas existentes (km)	935
Adecuación de barras	41
Instalación de barras (*)	118
Instalación / adaptación de parque de subestación	6
Instalación de compensación reactiva capacitiva (MVar)	778
Instalación / sustitución de transformadores (MVA)	148
Instalación de demás equipos (**)	40

(*) Incluye barras de las nuevas LT

(**) La cuchilla desconectadora, protección, reactores limitadores, entre otros.

2.12.2 – Acceso a la Red Eléctrica

En 2012, se emitieron 78 Pareceres de Acceso y revisados otros 49 para conexión de los siguientes proyectos:

- 5 centrales hidroeléctricas;
- 12 plantas térmicas;
- 12 parques eólicos;
- 3 consumidores libres;
- 45 nuevas conexiones de distribuidoras;
- 1 interconexión internacional (Importación / Exportación).

También cabe destacar la elaboración en 2012 de:

- 288 Documentos de Acceso con el objetivo de posibilitar la habilitación técnica de emprendimientos para participar en la subasta A-3 de 2012, que fue cancelada posteriormente;
- 58 Documentos Información de Acceso en conformidad con la Resolución Normativa ANEEL n° 390, de 15.12.2009;
- 13 Documentos de Evaluación de Impacto en la Red Básica y en las Demás Instalaciones de Transmisión - DIT en función de la conexión de central generadora en red de distribución;

- 14 Documento de Evaluación para aumento de MUST DE distribuidora para atender solicitud de aumento de demanda, y de
- 20 documentos de Evaluación sobre Estudios de Calidad de Tensión.

2.12.3 _ Análisis de Conformidad de Proyecto Básico

En base al documento PAR / PET consolidado, el MME establece las nuevas instalaciones de transmisión que serán licitadas o autorizadas por ANEEL.

Responsable del proceso de licitación de nuevos emprendimientos de la transmisión, ANEEL prepara la documentación que compone el edicto – en cual se incluye el "Anexo Técnico", elaborado por ONS. Este anexo es de gran importancia, ya que define todas las características y requisitos técnicos que deberán ser cumplidos por el emprendedor, con el fin de garantizar su desempeño al integrarse al SIN.

En secuencia, ONS verificará la conformidad del diseño básico de las instalaciones con los requisitos establecidos en los anexos técnicos del edicto de licitación y con los constantes de los Procedimientos de la Red. Este análisis se plasma en el documento "Parecer técnico del análisis de la conformidad de las Instalaciones de la Red Básica efectivamente implantadas", documento de gran importancia para la integración de las nuevas instalaciones al SIN. En el año de 2012, se definieron los requisitos técnicos 21 lotes de emprendimientos subastados, y celebrado un total de 71 análisis de conformidad de los diseños básicos de las nuevas instalaciones de transmisión.

En cuanto a los emprendimientos autorizados, ONS elaboró ese mismo año, alrededor de 60 documentos con las características y requisitos técnicos básicos de estas instalaciones.

En total, en 2012 se aprobaron las conformidades de las características de las instalaciones de red básica como efectivamente implantadas para 68 emprendimientos de la transmisión.

2.12.4 _ Sistema de Información Georreferenciada de Transmisión

A partir de las necesidades identificadas en los estudios de ampliaciones y refuerzos y consolidadas por el MME - en un documento titulado "Consolidación de Obras de Red Básica" - comienza el proceso de seguimiento de las obras propuestas a través de un sistema que consiste, esencialmente, de la elaboración de mapas geoelectricos, catastro de las nuevas instalaciones en la Base de Datos Técnica - BDT e informes de seguimiento de obras.

Con el fin de unir las representaciones gráficas de los mapas geoelectricos, ya consolidados en el sector eléctrico, a las informaciones dinámicas existentes en

esa BDT, se desarrolló un aplicativo en tecnología GIS, que proporciona informaciones del SIN en un único entorno, a través de Internet, de forma fácil, rápida e interactiva, facilitando la búsqueda de informaciones.

Ampliamente utilizado por los agentes e instituciones del sector, este sistema tenía en 2012 cerca de ocho mil accesos a los mapas geoelectricos y unos quince mil accesos a las informaciones registradas en el mismo.

2.12.5 _ Contratos de Transmisión

El proceso de contratación de la transmisión coordinado por ONS implica la elaboración de dos importantes contratos: el CPST - Contrato de Prestación de Servicios de Transmisión y el CUST - Contrato de Uso del Sistema de Transmisión.

El CPST está celebrado entre la concesionaria de transmisión y el Operador Nacional del Sistema Eléctrico - ONS, con el objetivo de establecer los términos y las condiciones que regirán las condiciones de administración y coordinación, por parte de ONS, de la prestación de servicios de transmisión por la concesionaria de transmisión a los usuarios del SIN.

El CPST es también el instrumento de otorgamiento a través del cual, la concesionaria de transmisión autoriza a ONS realizar todos los actos necesarios y suficientes para representarla ante los usuarios en los Contratos de Uso del Sistema de Transmisión – CUST y en sus mecanismos de salvaguardia.

El CUST está celebrado entre el usuario, ONS y las concesionarias de transmisión, representadas por ONS, siendo usuario todo y cualquier agente conectado al sistema de transmisión o que venga a hacer uso de este. El CUST, en general, tiene por objeto establecer los términos y las condiciones que regularán el uso de la Red Básica por los usuarios.

Cabe señalar que, en 2012, se alcanzó otro hito importante en la integración de los aprovechamientos hidroeléctricos de Santo Antônio y Jirau, integrantes del Complejo Hidroeléctrico del Río Madeira y reconocidos por toda la sociedad como importante proyecto de estructuración para el país, con la celebración de los Contratos de Uso del Sistema de Transmisión - Cust de estas plantas.

También cabe destacar la contratación de la utilización del sistema de transmisión de otro gran proyecto de estructuración del país, la PHE Belo Monte, una vez que se celebró el CUST relativo a la PHE Pimental – casa de máquina secundaria de la PHE Belo Monte, planta con 233.1 MW de capacidad instalada. La contratación de su uso relativo a la central eléctrica principal de la PHE Belo Monte, con 11.000 MW de capacidad instalada, deberá ocurrir entre 2014 y 2015.

En cuanto al acuerdo de contratos, en 2012 se firmaron 31 nuevos Contratos de Prestación de Servicios de Transmisión - CPST, 107 nuevos Contratos de Uso de los Sistemas de Transmisión - CUST, 108 nuevos Contratos de Conexión a los Sistemas de Transmisión - CCT y Contratos de Intercambio de Instalaciones - CCI.

De entre ellas, se destaca el acuerdo de 79 CUSTs referentes a proyectos de generación eólica, lo que representa un hito importante en el proceso de inserción de esta fuente de energía renovable en la matriz energética brasileña.

En este contexto, es de gran importancia para la actuación de ONS junto al Poder Concedente, a la ANEEL y a los agentes, con el fin de proporcionar los ajustes necesarios en los contratos de transmisión con el fin de cumplir con lo dispuesto en la Medida Provisional N ° 579, actual Ley 12.783, que prorrogó las concesiones de generación, transmisión y distribución de electricidad y exigió estos ajustes.

2.12.6 - Cálculo Mensual de Servicios y Cargos

El Cálculo Mensual de Servicios y Cargos – AMSE (sigla en portugués) consiste básicamente en el cálculo de los valores de los ingresos que se pagarán a los proveedores del servicio de la Transmisión (concesionarias de transmisión y ONS) y los Cargos de Uso del Sistema de Transmisión – EUST (sigla en portugués) y Sectoriales que se cobrará de cada usuario de la Red Básica y Red de Frontera.

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

AMSE finalizó el año con 105 concesionarias de transmisión y 278 usuarios, 272 permanentes y seis temporales. El total de cargos cobrados e ingresos pagados en el ejercicio alcanzó el valor de R\$ 13,603 mil millones.

Se inició en el año el pago de los recibos de servicios públicos de transmisión, de acuerdo con la Resolución ANEEL n ° 454/2011, que establece los criterios y las condiciones para la explotación comercial de los refuerzos y ampliaciones de las instalaciones de transmisión que deben integrarse el SIN.

2.12.7 _ Sistema de Medición para Facturación - SMF

En 2012 cerca de 3.500 fueron emitidos relativos a diseños básicos e informes de comisionamiento de instalaciones de medición de facturación, lo que corresponde a un promedio mensual durante el año de aproximadamente 290 documentos.

2.12.8 _ Tarifas de Uso del Sistema de Transmisión – TUST y de Uso del Sistema de Distribución por generaciones - TUSDg

Entre abril y junio de 2012, se prepararon las infraestructuras de datos requeridos a la obtención de las TUST y TUSDg por las Superintendencias de Regulación de la

Transmisión y de Regulación de la Distribución, respectivamente. En 2012, aún se prepararon las infraestructuras de datos para cálculo de las TUST para los ciclos 2013-2014 y 2015-2016 y 2014-2015 y disponibles en la página de ONS en la Internet, para uso de los agentes en sus prospecciones de costes de nuevos proyectos.

Durante el año de 2012, 3.748 accesos fueron realizados por los distintos agentes y emprendedores a estas infraestructuras de informaciones.

2.12.9 _ Libro de la Transmisión

Para celebrar la importante marca de 100.000 km de líneas de transmisión de la Red Básica en Brasil, fue publicado en mayo de 2012, por la Editorial de la Fundación Getúlio Vargas, el libro "La Gestión del Sistema de Transmisión de Brasil." Esta publicación consolida en un solo documento, toda la experiencia acumulada en el segmento de transmisión, desde la reestructuración del Sector Eléctrico Brasil, realizada en 1998.

El libro presenta todos los temas y procesos relacionados con el sistema de transmisión y tiene por objetivo servir de referencia para todos aquellos que participan, directa o indirectamente, de este segmento, incluyendo al personal técnico de los agentes y de las instituciones sectoriales y los diversos profesionales que trabajan en las universidades, en los laboratorios y centros de investigación.

El libro de la transmisión fue organizado por ONS y contó con la colaboración y el apoyo de la Empresa de Pesquisa Energética - EPE y de la Asociación Brasileña de Infraestructura e Industria de Base, Abdib, y la Asociación Brasileña de las Grandes Empresas de Transmisión de Energía Eléctrica, Abrate.

3 _ RESULTADOS DE LA GESTIÓN EM 2012

3.1 _ Relacionamiento Institucional de ONS

En 2012, ONS dio continuidad a su relacionamiento institucional con la sociedad, concentrando su foco en aclarar los aspectos más relevantes relacionados con la operación del SIN.

Cabe destacar el intenso relacionamiento y coordinación con el Ministerio de Minas y Energía y con la Agencia Nacional de Energía Eléctrica en el ámbito de la Comisión de Seguimiento del Sector Eléctrico, lo que permitió hacer viable soluciones que buscaban garantizar la seguridad del suministro electricidad, al menor costo.

Las asociaciones sectoriales también fueron objeto de las acciones de relacionamiento de ONS. Fueron realizadas conferencias a cargo de la dirección del Operador en varias asociaciones sectoriales - COGEN, ABRACEEL, Consejo de Infraestructura de la CNI y FIESP - presentar los resultados de los estudios desarrollados, así como para debatir otros asuntos de interés mutuo. Uno de los principales foros para el relacionamiento fue el noveno Encuentro Nacional de los Agentes del Sector Eléctrico, importante evento del sector eléctrico en que ONS estuvo presente.

ONS participó en 2012 de otros eventos que permitieron fortalecer el relacionamiento con los segmentos específicos del público externo:

- 2º ENERGEN Latin American;
- Wind Foro Brasil 2012;
- II Encuentro Internacional de Innovación Tecnológica Sostenible;
- 6º ENOP - Encuentro Nacional de Operadores de Sistemas Eléctricos;
- 1ª Exposición y Foro Internacional sobre Centro de Operación y Control de las Empresas de Energía Eléctrica;
- 25º Encuentro de Negocios de la Duke Energy International;
- 2nd. Hydro Power Summit Latin America;
- 1º Curso sobre el Sector Eléctrico para la Magistratura;
- Panorama de la Energía Eléctrica en Rio Grande do Sul;
- Sustainable Energy for all Latin America and the Caribbean de la Conferencia Rio+20;
- Curso de Regulación y Negocios en el Sector de Energía Eléctrica;
- Seminario Internacional de Integración Eléctrica en América del Sur GESEL/UFRJ;
- XIII Foro Nacional de Energía y Medio Ambiente en Brasil – Senado Federal;
- VIII Conferencia de Centrales Hidroeléctricas;

- Large Disturbances Workshop en Cigré 2012 Session;
- Brazil Wind Power 2012;
- Energy Summit 2012;
- Cámara Oficial Española de Comercio en Brasil;
- American Chamber of Commerce – Brazil;
- XIV Congreso Brasileño de Energía;
- XII EDAO – Encuentro de Asuntos da Operación;
- Seminario Crece Brasil – Federación Nacional de los Electricitarios;
- WIND LATAM Brasil;
- Comercialización de Energía Eólica en el Mercado Libre – CCEE.

Tuvo continuidad en 2012 el detallamiento de los procedimientos internos e implantación del Plan de Gestión de la Comunicación en Situaciones de Crisis, cuyo objetivo es mejorar la comunicación del Operador con sus públicos de interés en momentos críticos, a fin de preservar su imagen y reputación. El Plan establece políticas y procedimientos que deben seguirse en caso de ocurrencias de interrupciones temporales del suministro de energía eléctrica al mercado de consumidor y fue construido después de un trabajo de *benchmarking* realizado con grandes empresas nacionales y con los Operadores Sistemas participantes del GO 15.

Con el objetivo de mantener a la sociedad informada sobre las condiciones de suministro de energía y sobre los resultados de la operación del SIN, ONS mantuvo el relacionamiento con la media, tanto a través de entrevistas de su Director General, como en cuanto a los esclarecimientos dados por el personal de comunicación. El porcentaje de exposición favorable de ONS en la media en 2011 fue del 86,3%.

La *página web* de ONS recibió un promedio de 2.443 visitas externas por día durante el año, lo que confirma su importancia como herramienta para la difusión de las actividades técnicas del Operador y de relacionamiento con los internautas. La sección *Fale conosco* del sitio recibió un promedio de 127 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, asistidos por el Programa de Visitación Institucional. Se recibieron a varias delegaciones extranjeras en la Oficina Central. En el Centro Nacional de Operación del Sistema, en Brasilia, hubo 20 visitas, con 355 visitantes. En el Centro Regional de Operaciones Sureste, en Río de Janeiro, hubo 29 visitas técnicas, con un total de 302 visitantes. En Florianópolis, hubo 8 visitas técnicas al año y en Recife, tres.

Hubo un aumento de la integración y de la cooperación en la realización de actividades, estudios y proyectos conjuntos con la CCEE y con la EPE, según lo

establecido en los Acuerdos Operacionales, contribuyendo para el aumento de la eficiencia del sector eléctrico brasileño.

3.2 _ Relacionamiento con Agentes e Integración de Nuevas Instalaciones

En 2012, el total de Agentes Asociados a ONS alcanzó 321 miembros (número 14% mayor que el año anterior, de 282 agentes), lo que demuestra la creciente responsabilidad del Operador como gestor de la red de instituciones e instalaciones implicadas en la operación del SIN y el aumento de la complejidad de los procesos realizados en esta actividad. Para nivelar estos Agentes Asociados acerca de las actividades desarrolladas, ONS realizó en 2012 cuatro Encuentros Técnicos ONS / Agentes, dos en Recife (30 de mayo y 5 de diciembre) y dos en Florianópolis (19 de julio y 11 de diciembre). Además, en Florianópolis, en octubre de 2012, se celebró una reunión con los agentes de generación eólica e hidroeléctrica, teniendo en cuenta la expectativa de la entrada en operación de sus plantas hasta finales de 2014.

Fueron emitidos, ese año, 881 Términos de Liberación para entrada en operación de instalaciones de transmisión, y 402 Declaraciones de Atendimento a los Requisitos de los Procedimientos de Red para instalaciones de generación. También se llevó a cabo la clasificación de la Modalidad de Operación de 156 plantas, 38 clasificadas como Tipo I, 3 como Tipo II-A, 1 como Tipo II –B y 114 como Tipo III.

En 2012, se rediseñó el proceso de captación, con miras a un enfoque más eficaz de la aproximación con los Agentes cuyas obras estén comprendidas en el horizonte de hasta 36 meses de antelación. Las acciones desarrolladas involucraron tanto los núcleos y centros regionales, como las áreas técnicas de ONS y contaron con la participación de nuevos Agentes, que se estaban integrando al sector eléctrico, y también de Agentes ya participantes del sector, que estaban integrando nuevas instalaciones al SIN.

En 2013, ya están previstas, para abril y mayo, las primeras reuniones de captación para los vencedores de las subastas celebradas por ANEEL en diciembre de 2012.

3.3 - Relacionamiento Estratégico Internacional de ONS

3.3.1 _ GO 15 _ Sustainable and Reliable Power Grids

En 2012, la asociación que representa a los principales Operadores de Sistemas Eléctricos cambió su denominación de Very Large Power Grids Operators para GO 15 – Sustainable and Reliable Power Grids – lo que refleja la preocupación de sus miembros en explicitar su objetivo de contribuir al aumento de la fiabilidad y la sostenibilidad de sus sistemas eléctricos.

En el período 2011/12, la presidencia fue ejercida por el Presidente de Réseau de Transport Electricité, de Francia. Durante 2012/13, tomó posesión el director general de PJM Interconnection, de los Estados Unidos. Para el período comprendido entre 2013/14, ya fue nominado para la Presidencia de la GO 15, el Director General de ONS.

ONS mantuvo su participación en este grupo, por considerarlo un foro pertinente para tratar asuntos de interés para la operación del sistema eléctrico brasileño. Participó directamente de los trabajos desarrollados sobre los temas considerados prioritarios, asumiendo la coordinación en algunos de estos temas:

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

Teniendo en cuenta la evolución prevista en la composición de la oferta y de la demanda de energía en el mundo, ONS también sigue temas que sin duda tendrán importantes repercusiones para la operación del SIN en el futuro, tales como:

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

3.3.2 - Comisión de Integración Eléctrica Regional - CIER

ONS viene participando de los principales eventos patrocinados por CIER. En este contexto, se destaca la 47^a Reunión de Altos Ejecutivos de la CIER, realizada en la República Dominicana, cuando ONS participó como conferencista y coordinador de mesas de trabajo.

Por otra parte, como representante de Brasil en el Grupo de Trabajo de Operadores y Administradores de Mercado, ONS viene participando activamente del Subgrupo de Operación, compuesto de los principales Entes Operadores de la América Latina. Otro punto a destacar es la participación en el desarrollo de importantes proyectos, como el proyecto de diseño SIGER / Atlas, que tiene como objetivo desarrollar un sistema de gestor de datos para integración energética regional y un atlas geográfico regional georreferenciado y el Proyecto de Refereciamento de Operadores de la América

Latina, a fin de conocer las mejores prácticas y, por lo tanto, buscar la mejoría continua de los procesos.

El Director General de ONS, en la función acumulativa de Presidente de la CIER, viene buscando fortalecer las alianzas con el fin de promover la integración eléctrica regional, en particular en el ámbito de los países del MERCOSUR, en especial la ampliación de la interconexión entre Brasil y Uruguay, proceso ese liderado por el MME.

3.4 _ La Mudanza para Nuevas Instalaciones

ONS inició en 2009 al proceso de mudanza de sus instalaciones en Río de Janeiro, en Recife y en Florianópolis. Después de un análisis de la estructura disponible en los edificios actuales y realizados estudios que consideraron proyecciones sobre su futuro y estimaciones de crecimiento para 2020, fue elaborado un plan de necesidades de la organización, en el que se consideraron los valores de mercado.

Se escogieron las ubicaciones de las nuevas instalaciones: la Cidade Nova, en Río de Janeiro, el barrio de Santo Amaro, Recife, y complejo Office Park, en Florianópolis. Los edificios se encuentran en fase avanzada de construcción según contratos de arrendamiento que ONS firmó con sus propietarios-emprendedores.

Los contratos de arrendamiento implican peculiaridades técnicas, jurídicas y comerciales. Hay una Memoria descriptiva adjunta en la que se establecen los detalles del suministro básico, adecuados a las necesidades del Operador. Como complemento al suministro básico, ONS necesita para su funcionamiento que varios otros requisitos sean atendidos, llamados artículos de canastilla.

En Recife y Florianópolis ya se finalizaron las instalaciones en edificios, civiles y arquitectónicas, y las infraestructuras electromecánicas, eléctrica, hidráulica y de aire acondicionado redundantes, protecciones contra incendios y sistema de seguridad y de automatización. Falta completar las instalaciones internas, los artículos de canastilla, a cargo de ONS: entornos de oficinas y salas de reuniones, auditorio, ambiente de sala de operaciones, centros de datos y salas de telecomunicaciones.

En Río de Janeiro, las instalaciones del edificio y las infraestructuras electromecánicas están concluidas el 80 y el edificio ya posee el documento "habita-se". Las obras complementarias se iniciaron a cargo de ONS.

Características funcionales de los emprendimientos

Los edificios fueron diseñados según la horizontalidad de los espacios de oficina, haciendo hincapié en la integración de los equipos, con el apoyo de infraestructura y acabados que buscan un sesgo de identidad visual, dirigida a la eficiencia energética y sostenibilidad, aliadas a la comodidad de los usuarios.

Como en todas las localidades hay ambientes de oficina y entornos operativos, las nuevas instalaciones contarán con funcionalidades comunes y diferentes dimensiones, en función del número de empleados en cada ubicación.

El Plan de Ocupación enfatiza la continuidad del funcionamiento de las actividades finalistas de ONS y, debido a eso, la infraestructura del edificio se diseñó dentro del criterio de dualidad y fiabilidad de la norma internacional Uptime, en el nivel TIER III, siguiendo prácticas adoptadas internacionalmente instalaciones de operadores de sistemas.

En diciembre de 2012, se estaba desarrollando un plan de comunicación interna dirigido a orientar a los usuarios acerca de los procedimientos para las mudanzas y para adaptación a los nuevos entornos.

Para que las mudanzas, fueron contratadas empresas especialistas en logística, principalmente de transferencia de activos de TI, con el fin de minimizar el riesgo de daños y de retrasos.

La ocupación del edificio en Florianópolis deberá ocurrir en el primer semestre de 2013 y en Río de Janeiro y Recife, poco después.

3.5 _ Plan de Acción 2012-2014

ONS prepara anualmente su Plan de Acción para los próximos tres ciclos presupuestarios, con el fin de garantizar las condiciones técnicas y corporativas adecuadas al 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 ANEEL.

El Plan de Acción se estructura de acuerdo con las directrices estratégicas, así como los programas y proyectos relacionados, considerando los siguientes aspectos:

- Los objetivos estratégicos y sus respectivos desafíos y acciones prioritarias;
- Los gastos relativos a los programas y respectivos proyectos que se desarrollarán en el período, dando continuidad a la mejora y a la actualización constante del Operador en términos tecnológicos, corporativos de sus procesos y procedimientos técnicos;
- Lineamientos 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 electroenergética del SIN.
- II. Aumentar la capacidad de prevención y gestión de situaciones de crisis.

- III. Mejorar la actuación como gestor de las redes de agentes y de sus instalaciones.
- IV. Mejorar la capacidad de gestión para el pleno ejercicio de las funciones finalistas.
- V. Obtener el reconocimiento por los resultados y beneficios obtenidos.

Para el logro de los objetivos estratégicos, el Plan de Acción actual incluye una cartera de 45 proyectos, agrupados en nueve programas.

De entre los resultados obtenidos durante el año de 2012, cabe destacar los siguientes proyectos:

- Continuidad de la ejecución del Proyecto Nuevas Instalaciones de ONS en Florianópolis, Recife y Río de Janeiro.
- Logro del proyecto REGER, cuyo objetivo principal es la provisión de un sistema de gerenciamento de energía para instalación en los Centros de Operación del Sistema de ONS.
- Desarrollo del Proyecto Básico del Sistema de Transmisión del Madeira.
- Programa Trayectoria de Carrera.

3.6 _ Gestión de Riesgos y Gestión de los Procedimientos de Red

La gestión de riesgos y la gestión de los Procedimientos de Red implican actividades cuyo objetivo es la mejora continua de los procesos llevados a cabo por ONS, con el fin de hacerlos más seguros y más eficientes, preservando los requisitos de transparencia y equidad.

En lo que respecta a la gestión de los Procedimientos de Red, en 2012 se completó el proceso de revisión y el encaminamiento de las nuevas versiones de 143 submódulos, revisados a lo largo de 2011 y 2012, con la participación de los Agentes y Asociaciones. Dichas nuevas versiones serán objeto de una audiencia pública realizada por ANEEL en 2013 para su posterior entrada en vigor.

Con respecto a la gestión del riesgo, a partir de los lineamientos de la Planificación Estratégica de ONS, fueron realizados en 2012 análisis, con el objetivo de introducir mejoras y reducción de vulnerabilidades en diversos procesos finalistas y corporativos. En este sentido, cabe destacar el análisis de los siguientes procesos y de sus respectivos mecanismos de control: Predicción de caudales, Cálculo Mensual de Servicios y Cargos, Gestión de los Contratos de Transmisión, Cálculo de la contribución de los asociados ", Reclutamiento y Selección de Personal y Gestión de Suministro.

Se dio continuidad a la Auditoría Externa de los datos de entrada del PMO y sus revisiones, y esta auditoría también pasó a contemplar los datos relativos a la previsión de caudales según lo determinado por ANEEL. También fue dada

continuidad a la Auditoría Externa de los datos compilados por el CNOS utilizados por CCEE y por los procesos de planificación electroenergética, habiendo sido emitidos por la empresa auditora los Informes de Aseguramiento relativos a todos los meses del periodo, mostrando la adecuación de los procesos realizados. La empresa de auditoría también señaló las oportunidades de mejoría que ya fueron o están siendo implementados por ONS, con el fin de garantizar un perfeccionamiento continuo de los procesos realizados.

Basándose en los resultados obtenidos a partir del análisis interno de las oportunidades de mejoría y de los controles existentes en sus procesos, ONS viene haciendo el seguimiento regular y sistemático de su grado exposición, lo que permite una acción preventiva más eficaz.

3.7 _ Gestión de Personas

A lo largo de 2012, la estrategia de gestión de personas definida por el Directorio de ONS se centró prioritariamente en acciones para el desarrollo y la retención de sus empleados – con el fin de preservar competencias específicas relacionadas a las actividades finalistas y a la sostenibilidad del Operador. El foco establecido representó un reto importante, dado el alto nivel de competencia en el mercado por la contratación de profesionales cualificados, especialmente con formación de la Ingeniería Eléctrica. ONS encerró el año de 2012 con la plantilla propia compuesta por 745 empleados.

De enero a diciembre de 2012, hubo 34 despidos de empleados, 23 voluntariamente, debido al atractivo del mercado. De este total, el 65,2 % se produjo en Río de Janeiro, el 13 % en Brasilia, el 17,4 % en Florianópolis y el 4,4 % en Recife. La razón principal para esas movimentaciones es un escenario de mercado en ebullición en el sector eléctrico, con grandes empresas que se están estableciendo en el país, además de los concursos públicos.

Para ONS, esto refleja la necesidad de acelerar el movimiento de la carrera de jóvenes profesionales y séniores, cuestión que viene mereciendo especial atención por parte del Directorio, a través de programas de desarrollo y reconocimiento, así como por el énfasis en el mantenimiento de la competitividad de la remuneración de los profesionales del Operador con respecto al mercado.

Con el objetivo de contribuir a la inclusión social y de alinear la actuación de ONS con la legislación (Ley N ° 8.213/91), en cumplimiento a la reserva de plazas para las personas con discapacidad, el Operador se esfuerza por dar a conocer, reclutar, seleccionar y admitir a nuevos profesionales PCDs en su plantilla – que ya contrató a tres nuevos profesionales PCD a lo largo del año.

La implementación de las estrategias de gestión de personas definidas por el Directorio en 2012 - para captación, desarrollo y retención de sus profesionales - está materializa en las siguientes acciones:

REVISIÓN DE LOS VALORES ORGANIZACIONALES

Con el objetivo de fortalecer la identidad de la organización de ONS, fue desarrollado el Plan de Alineamiento Valores Organizacionales de ONS, que contempló la revisión de los valores concebidos con ocasión de la constitución del Operador. A partir de una metodología que posibilitó la participación de todos los empleados, fueron establecidos de forma compartida, ocho valores que deberán guiar el comportamiento organizacional: Compromiso, Confianza, Equidad, Excelencia, Integración, Reconocimiento, Respeto y Transparencia. Para garantizar la práctica de los valores en el cotidiano de la organización, estos nuevos valores se han introducido en los procesos de captación, desarrollo y evaluación de recursos humanos, así como en los programas de reconocimiento.

TRAYECTORIAS DE CARRERA

Teniendo en cuenta el objetivo de mejorar las herramientas de gestión y en atendimento a la expectativa de los empleados identificada en las Encuestas de Clima Organizacional, fue realizada en 2012 la implementación del Programa Trayectoria de Carrera, caracterizada por tres grandes hitos: encuadre de los empleados en los ejes de carrera (Gestión, Soporte al Negocio, Relaciones Institucionales, Desarrollo Tecnológico, Planificación y Operación - Técnica y Superior), divulgación de las competencias necesarias para el desempeño de cada puesto y realización de las evaluaciones por competencias en el ciclo de gestión del rendimiento, en diciembre.

Con el objetivo de orientar a los gestores en la conducción cotidiana del tema Carrera junto a sus equipos, de forma práctica, fueron realizadas cinco clases de capacitación gerencial en Río de Janeiro y en Brasilia, contemplando a 64 gestores de todas las localidades.

PLAN DE GESTIÓN DE CARGOS Y REMUNERACIONES - PGCR

En 2012, comenzó la revisión estructural del PGCR, coordinado por el Consejo de Administración, habiendo sido creado en el seno de la organización un Grupo de Trabajo con la participación de empleados en todas las localidades y directorios. La propuesta de reestructuración del PGCR incluyó los siguientes tópicos: separación de los rubros de Desvío de Mercado y concesión del Mérito (movimentación horizontal y vertical); revisión de la Estructura de Sistema de Carrera de los Cargos de Especialista y Profesionales Sêniores y "Plenos"; reevaluaciones de los cargos y adecuación del Programa de Performance Organizacional. La propuesta del PGCR estructural enviada a ANEEL, fue aprobada en su totalidad, las demás etapas se deben completar a lo largo de 2013.

GESTIÓN DEL CONOCIMIENTO

Se ha prestado especial atención a este tema, cuyo objetivo es fortalecer iniciativas que promuevan una cultura organizacional que valore la diseminación, captación y retención de conocimientos - principal activo de ONS.

De entre estas acciones se encuentran:

a) Programa de Mentores

Se realizó el segundo ciclo del Programa de Mentores, al que asistieron 13 parejas de profesionales, con énfasis en las áreas técnicas finalistas y de gestión. El objetivo del programa es dar a conocer las competencias (conocimientos, habilidades y actitudes aplicados al contexto ONS) de los profesionales con más experiencia a los jóvenes profesionales, además de crear redes de aprendizaje en la organización, desde la formación de mentores con todas las condiciones para orientar a otros profesionales en sus carreras. Con esto, se contribuye a la formación de una nueva generación de profesionales alineados con los valores de la organización.

b) Programa Sucesión Técnica

El programa fue implementado como un piloto llevado a cabo con la participación de siete expertos poseedores de conocimientos críticos para la organización. La adopción de una metodología que incluye el desarrollo de Planes de Acción para la gestión de esos conocimientos, el programa tiene como objetivo la preparación y captación de nuevos profesionales, así como la socialización y diseminación de los conocimientos antes concentrados en un par de personas. El objetivo es planificar la transferencia del conocimiento, con el fin de minimizar el impacto de la salida de profesionales cualificados en conocimientos específicos de ONS.

c) Programa “Compartilhar”

Tiene como objetivo promover la difusión del conocimiento de temas relacionados al negocio de ONS a través de conferencias, ampliando de esta manera el acervo de información técnica y gerencial. Estas conferencias se registran y pasan a formar parte del acervo de la Biblioteca. Por lo tanto, el programa contribuye a la integración y el intercambio de las informaciones, experiencias y conocimiento.

PROGRAMA CONTRUIR - El programa de capacitación y de pasantías de ONS.

El programa tiene como objetivo identificar y atraer a jóvenes profesionales, así como mantener un banco potenciales talentos que podrán desempeñar puestos en la organización y en el sector. En el ciclo de 2012, fueron admitidos 25 jóvenes para capacitación, de los cuales 20 eran nivel superior y cinco de nivel técnico. El proceso de selección de esos jóvenes involucró la participación de 1.527 candidatos.

Por poseer riguroso proceso de reclutamiento y selección y alinearse con los valores y competencias organizacionales, el Programa Construir viene transformándose en una gran fuente de captación de jóvenes profesionales para la plantilla del Operador. Esto puede ser identificado en cinco recientes contrataciones de algunos jóvenes, aunque del ciclo de 2012 (en curso).

En 2012, se admitieron a 27 pasantes, distribuidos principalmente en las áreas finalistas.

PROGRAMAS DE CAPACITACIÓN

Las acciones de capacitación se estructuran en programas específicos, distribuidos en Acciones Corporativas y Acciones Individuales que se detallan a continuación:

- **ACCIONES CORPORATIVAS:**

Programa Más Valor

Más valor es el programa de desarrollo interno destinado a promover cursos de capacitación a los empleados de ONS impartidos por sus propios profesionales, sin costo prácticamente. Discute temas de interés de la organización, alineados con su Planificación Estratégica. En 2012 fueron realizados cinco cursos: Gerenciamiento de Proyectos (dos clases), HVDC - Módulo I (dos clases); Dinámica y Seguridad de Sistema de Potencia (una clase), Modelos de Optimización Aplicados a la Planificación de la Operación del SIN (una clase) y Subestaciones y Equipos Eléctricos de Alta y Extra Alta Tensión (una clase). Los cursos se imparten en la Oficina Central, Recife y Florianópolis.

Caise – Capacitación en Aspectos Institucionales del Sector Eléctrico

Resultado de un amplio estudio, que tomó en cuenta los objetivos estratégicos de la organización y los de capacitación de los futuros participantes, el CAISE sufrió reformulación estructural y cualitativa en 2011, cuando su contenido fue distribuido en cuatro módulos: Competencias Organizacionales, Fundamentos del Sector Eléctrico, Aspectos Institucionales y Alineación Estratégica, y el Trabajo de Finalización de curso.

El programa en 2012 se orientó al grupo de expertos profesionales, personas séniores y “plenos”, siendo reconocido por MEC como Curso de Larga Duración - MBA (360h - 396h). Contó con la participación de 30 alumnos designados por sus respectivos Directorios.

Programa de Certificación y Desarrollo de la Operación

En 2012, el Programa de Certificación y Desarrollo de la Operación pasó por un proceso de revisión, mejora y alineación al Programa de Trayectoria de Carrera, Competencias y a los Valores Organizacionales en busca del crecimiento y de la sostenibilidad organizacional. En este contexto, se implementaron varios perfeccionamientos y mejoras, destacándose la Revisión del Perfil del Operador, en consonancia con los Valores de Organización y competencias del Eje de Carrera Técnica - Planificación y Operación, la Revisión de las Herramientas y Técnicas de Evaluación de Comportamiento y de Perfil / Potencial y la inclusión de los Comités de Evaluación con la participación de los gerentes e ingenieros de tiempo real.

En 2012, el Programa de Certificación amplió su alcance y se convirtió en Programa de Desarrollo de la Operación, también incluyó la participación de los Ingenieros de Tiempo Real. Todos los profesionales que trabajan directamente en las actividades de la sala de operación, con un total de 108 operadores y 22 ingenieros, participaron en un programa de desarrollo estructurado a partir de dos insumos principales, que son: el Cultivo de los Valores y Competencias Organizacionales del Eje de Trayectoria de Carrera y los resultados y análisis del "Informe de Estudio de Adherencia al Perfil y Mapeo de Potencial", elaborado por el Instituto Pieron para Certificación de los Operadores.

Cabe señalar que el Programa de Desarrollo de la Operación responde a un propósito general, que atiende los requisitos previstos en el Procedimiento de Red (Submódulo 10.1 – Manual de Procedimientos de la Operación: Conceptualización General), aprobado por ANEEL, que permite a los Operadores desempeñar sus funciones en la sala de control.

Programa de Integración de Nuevos Empleados

El programa involucra a los empleados de la contratación externa como interna. En 2012, hubo dos clases del Programa de Integración de Nuevos Empleados con el Directorio, y cuatro clases de la Integración Corporativa, en un total de 47 nuevos empleados debidamente ambientados en la empresa.

GESEL - Grupo de Estudios del Sector Eléctrico (UFRJ)

ONS estableció, en 2010, una asociación exitosa con Gesel / UFRJ, teniendo como objetivos: ampliar y consolidar conocimientos básicos sobre el sector eléctrico brasileño, desde un punto de vista de enfoque económico del cuerpo técnico de ONS técnicos; contribuir para los procesos de integración, y ayudar en el aumento de la productividad y retención de estos profesionales.

En 2012, se inició nueva clase del curso, con el enfoque para los ingenieros “plenos”. El programa consta de siete módulos, cada uno con dos clases, impartido en reuniones mensuales, un total de 56h. La primera clase tuvo lugar el 24 de septiembre en el Instituto de Economía de la UFRJ. Veintisiete empleados, incluyendo a “plenos” y recién ascendidos a señor, están actualmente en curso.

Programa de Desarrollo de Secretarias (PDS)

Este programa se destina a los oficinistas de directorio y de gerencia ejecutiva. En el año de 2012 hubo acciones de desarrollo involucrando a 20 empleados, en los siguientes módulos: 1º módulo: Organización de Documentos e Informaciones, 2º módulo: Inmersión en Excel 2007 - y Calidad en la Comunicación - Taller de Escritura Empresarial.

- **ACCIONES INDIVIDUALES:**

Plan de Desarrollo Individual (PDI)

Este programa es fundamental para mejor capacitar a los empleados en las áreas en que actúan y, en el mediano plazo, prepararlos para asumir otros desafíos en sus carreras. En el año de 2012 casi todos los empleados recibieron capacitación.

Cursos a Largo Plazo

Los cursos de larga duración – carga horaria igual o superior a 180 horas – abarca cursos de postgrado, maestría y especialización, con prioridad para los cursos relacionados con las actividades finales de ONS. De enero a junio de 2012, nueve empleados realizaron cursos de larga duración y, para el período Julio/2012 - Junio/2013, 14 empleados están siendo entrenados.

GESTIÓN DE DESEMPEÑO

El diferencial de la Gestión de Desempeño de ONS en 2012 pasó por la alineación y ajuste al Programa a los Ejes de la Trayectoria de Carrera, Competencias y Niveles de Complejidad. Este fue el 1º Ciclo de GD en el que los gestores evaluaron a sus empleados en metas, competencias y actitudes, además de la práctica y registro del feedback. Los gestores realizaron la auto-evaluación de competencias y actitudes. A su vez, los empleados evaluaron a los gerentes sólo en actitudes y se auto-evaluaron en competencias y actitudes, teniendo también la oportunidad de registrar sus feedbacks.

PROGRAMA DE GESTIÓN DE SALUD

Debido a la característica de las responsabilidades de ONS requiere a profesionales con alta pericia, el perfil de edad de los empleados presenta una media de edad por encima de los patrones observados en el mercado. Teniendo en cuenta esta particularidad, se prestó especial atención a la inversión en la salud de los empleados, habiendo sido emprendidas acciones destinadas al equilibrio físico, mental y social, de los empleados con énfasis en la divulgación de orientaciones preventivas, campaña de vacunación y patrocinio de eventos deportivos para empleados. Además de buscar la buena salud de los empleados de ONS, las acciones también tienen como objetivo reducir los costos de la póliza colectiva de Seguro Salud

PLAN DE RECONOCIMIENTO

Al completar el 4º ciclo de realización, el Programa Reconocer + obtuvo un total de 40 nominaciones. De estas, siete (07) fueron premiadas en las categorías Gestión del Conocimiento e Innovación - dividida en dos subcategorías, a saber: Desafío Tecnológico y Mejoría de Proceso. El Reconocer + busca valorar formalmente a los empleados de ONS, premiando a los promotores de las acciones vencedoras por sobresalirse en su contribución a la organización, de acuerdo a las categorías de Premio.

Otra iniciativa fue la premiación de los Más Destacados del Año, cuyas acciones elegidas por el Directorio fueron el Proyecto de Revisión de los Valores Organizacionales, la Actuación de los Equipos Técnicos en Respuesta a las

Ocurrencias de Septiembre y Octubre, las Medidas Adicionales para Aumentar la Seguridad del SIN y la interconexión Tucuruí-Macapá-Manaos.

3.8 _ Telecomunicaciones y Tecnología de la Información

Para el ejercicio de sus atribuciones legales y el cumplimiento de su misión institucional, ONS desarrolla una serie de estudios y acciones que se realizarán en el sistema y sus agentes, lo que implica el uso intensivo de procesamiento de informaciones basadas en gran medida en el uso de TI.

De entre los principales resultados de las acciones llevadas a cabo por el área de TI en 2012, se destacan:

- **Implementación de la herramienta de *Cloud Computing***

El éxito de la experiencia con el proyecto piloto adoptado en el Newave señala nuevos niveles tecnológicos para el sector eléctrico, con impactos positivos en otros modelos matemáticos. El *Cloud Computing* es una herramienta que hace viable el acceso a programas, servicios y archivos, así como el procesamiento de gran volumen de datos de forma remota, a través de un proveedor de Internet. Este concepto empieza a ser adoptado por la TI Corporativa en su plan estratégico de 2012 con el foco en Modelos Matemáticos, Movilidad, Colaboración Electrónica, *Backup y Restore*, *Business Intelligence* y Recuperación en Caso de Desastre.

Para el Newave, en un caso de Planificación Mensual de la Operación - PMO, mostraron una reducción del orden del 40% en tiempo de ejecución. La expectativa es que este proyecto tenga gran impacto en la forma de procesamiento intensivo y de modelos matemáticos en todo el sector eléctrico.

Otras pruebas se están llevando a cabo con el Community Atmospheric Model - CAM, desarrollado por el National Center for Atmospheric Research (NCAR) en los EE.UU..Se trata de un modelo climático que necesita alto rendimiento de procesamiento y mucho espacio en disco.

También ya se están probando en la organización, los modelos de ORGANON y DECOMP. Este último pasará a ser procesado en un ambiente distribuido en 2013, siguiendo el mismo camino del Newave. Un caso de prueba, cuyo tiempo de resolución tomó 35 minutos en el entorno informático tuvo tiempo de resolución de 3 minutos cuando se ejecuta en las nubes.

- **Proyectos de Sistemas Aplicativos concluidos**

A lo largo de 2012, concluimos los principales proyectos y acciones para el desarrollo de sistemas de soporte a las áreas finalistas que contribuyeron de manera significativa a la gestión de datos e informaciones, entre las cuales destacamos:

- ✓ Proyecto Sistema de Análisis de Perturbaciones – SPERT, que garantiza la mejoría en la calidad en el atendimento del proceso de Análisis de Perturbaciones, en el tratamiento y recibimiento de los archivos de oscilo.
- ✓ Proyecto Sistema de Previsión de Cargas para Estudios Energéticos – SPCEE, que discurre sobre la Implantación de los Modelos de Tratamiento de Datos. Este apoya la mejoría del proceso y aumenta la calidad de las previsiones de carga.
- ✓ Proyecto Exportador Modelo de Información Común XML (CIM XML), que garantiza la integración y actualización de los datos de la red eléctrica disponibles en la Base de Datos Técnica - BDT con la base de datos fuente del REGER.
- ✓ Integración del Sistema de Programación Diaria de la Producción - PDP para hacer viable el funcionamiento del Sistema de Supervisión y Control – SSC REGER con el SSC actual, y de las rutinas de carga de límites a través de procesos de ETL, para utilización en Tiempo Real por el REGER.
- ✓ Automatización del proceso de consistencia da generación térmica abarcando a los agentes y centros regionales de ONS, generando beneficios de confiabilidad y productividad.
- ✓ Atendimento a la Resolución nº 454 de ANEEL que establece criterios y condiciones para la entrada en operación comercial de refuerzos y ampliaciones de instalaciones de transmisión a integrarse al SIN, con impactos en los procesos y sistemas ONS.
- ✓ Automación de la Integración entre la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica y el Operador do nuevo Sistema de Compensación y Liquidación - SCL.
- ✓ Revisión de la metodología de Gerenciamiento de Proyectos de ONS y primera etapa de implantación del Sistema de Gerenciamiento de Proyectos EPM 2010 que mejorará el gerenciamiento de proyectos de desarrollo de sistemas, así como el apoyo a la decisión del portfolio de proyectos de TI Corporativa.
- ✓ Conclusión de la primera etapa del proyecto de automación de la Metodología de Desarrollo de Sistemas de ONS, con la implantación del Microsoft Team Foundation, dando inicio a las acciones para aumentar la agilidad y mejorar la calidad del desarrollo y mantenimiento de sistemas.

- **Avances en la Seguridad de la Información**

Debido al aspecto estratégico y crítico de la Seguridad de la Información para ONS, se prestó especial atención a la preparación de los términos de la Política de Uso y Seguridad de la Información y de los Activos Asociados de la Organización. De forma complementaria, se implantó el dispositivo de seguridad (Web Application Firewall) que aumenta el nivel de protección de las aplicaciones web de ONS contra ataques cibernéticos.

- **Avances en la infraestructura**

En 2012, se concluyeron la implementación del nuevo sistema de Service Desk y la integración de los módulos de Gestionamiento y Monitoreo de la infraestructura de los servidores, sistemas aplicativos, red sociales y enlaces de telecomunicaciones que permiten la actuación de forma proactiva en el análisis, detección y reparación posibles indisponibilidades y degradación de desempeño de los ambientes.

3.9 _ Gestión de Compras

En el año de 2012 se dio continuidad a la mejora de los procesos de control y seguimiento de la gestión de compras, dando total transparencia a los gastos con adquisiciones de bienes y servicios por parte de la Organización.

La principal iniciativa en 2012 fue el comienzo de la implementación de la herramienta GCVC (Gestión de Ciclo de Vida de Contratos), que permite el control de las solicitudes, con visualización de su *workflow* por los clientes internos, la contratación de bienes y servicios, los controles y listas de verificación de los contratos registrados en el sistema corporativo - que permitan el seguimiento de los saldos contractuales, plazos de vigencia y cláusulas de reajuste, así como la Gestión de Proveedores. Esta acción tiene como objetivo automatizar e integrar los controles actuales, lo que reduce la carga de trabajo operacional y liberar a los profesionales para trabajos que requieren mayor análisis y complejidad.

3.10 _ Gestión de la Administración Predial

Con la decisión de la mudanza de las instalaciones prediales en Río de Janeiro, Recife y Florianópolis a las nuevas instalaciones, comenzó en 2012 el Proyecto de Gestión de la Administración Predial de ONS, cuyo objetivo es gestionar de forma centralizada los edificios de las cuatro localidades, buscando obtener ganancias de escala y mayor calidad en los servicios prestados.

3.11 _ Gestión Económica-Financiera

La gestión económica-financiera de ONS en el año 2012 continuó el proceso de mejora del control presupuestario, lo que resultó en la optimización de los recursos financieros resultante de los cargos por uso de la transmisión y de la contribución de sus asociados.

Los estados financieros fueron elaborados y se presentan de acuerdo con las prácticas contables adoptadas en Brasil, que comprenden los pronunciamientos del Comité de Pronunciamientos Contables (CPC) y de acuerdo con las instrucciones contenidas en el Manual de Contabilidad de ONS, establecido por ANEEL.

Presupuesto para el Año

El presupuesto económico-financiero de ONS, aprobado por ANEEL por medio de la Resolución ANEEL n ° 3.033, del 16 de agosto de 2011, para el período de julio 2011 a junio de 2012, fue de R \$ 451.489 mil, de los cuales 235.375 previstos para el período terminado el 31 de diciembre de 2011 y R\$ 264.178 mil previstos para semestre finalizado el 30 de junio de 2012.

El presupuesto para el período de julio a 2012 a junio de 2013, aprobado por la Resolución ANEEL n ° 3.828, del 20 de noviembre del 2012, fue de R \$ 511.219 mil, siendo R \$ 237.034 mil para el semestre terminado en diciembre de 2012 y R \$ 274.184 mil para el semestre finalizado el 30 de junio de 2013.

Por lo tanto, el presupuesto previsto para el período enero-diciembre de 2012 fue de R\$ 501.212 mil, siendo R\$ 37.402 mil correspondiente al proyecto de implantación de las nuevas instalaciones del Operador. El logro presupuestario alcanzó R\$ 421.284 mil, en un porcentaje del 84% para el año.

Fuentes de Recursos de ONS

En virtud del artículo 34 del Estatuto Social, alterado por la Resolución N ° 1888, del 22 de abril de 2009, son fuentes de recursos de ONS:

I. Contribuciones de sus miembros asociados, en proporción al número de votos en la Asamblea General, incluidas la Cuota "A" para fines de transferencia y recaudados por otros asociados y agentes del sector eléctrico que no están sujetos a transferencia.

II. Recursos resultantes del presupuesto elaborado por ONS y aprobado por ANEEL:

a) Transferido por los asociados y agentes del sector eléctrico conectados a la Red Básica, cuyos valores están incluidos en la Tarifa por el Uso del Sistema de Transmisión (TUST) y 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 los precios de transferencia;

c) Otros ingresos autorizado por ANEEL.

Para la viabilidad de su presupuesto, ONS utilizó recursos de los cargos por uso de la transmisión y de la contribución de los asociados recaudados, habiendo facturado R\$ 408.000 mil y R \$ 13.898 mil, respectivamente, durante el año de 2012.

Balance Patrimonial

Entre las variaciones ocurridas en el balance patrimonial de 2012, se destacan los rubros de inmovilizado, intangible y obligaciones laborales, cuyos detallamientos de los eventos ocurridos durante el año se presentan en los artículos 10, 11 y 19 de las Notas Explicativas a los Estados Financieros.