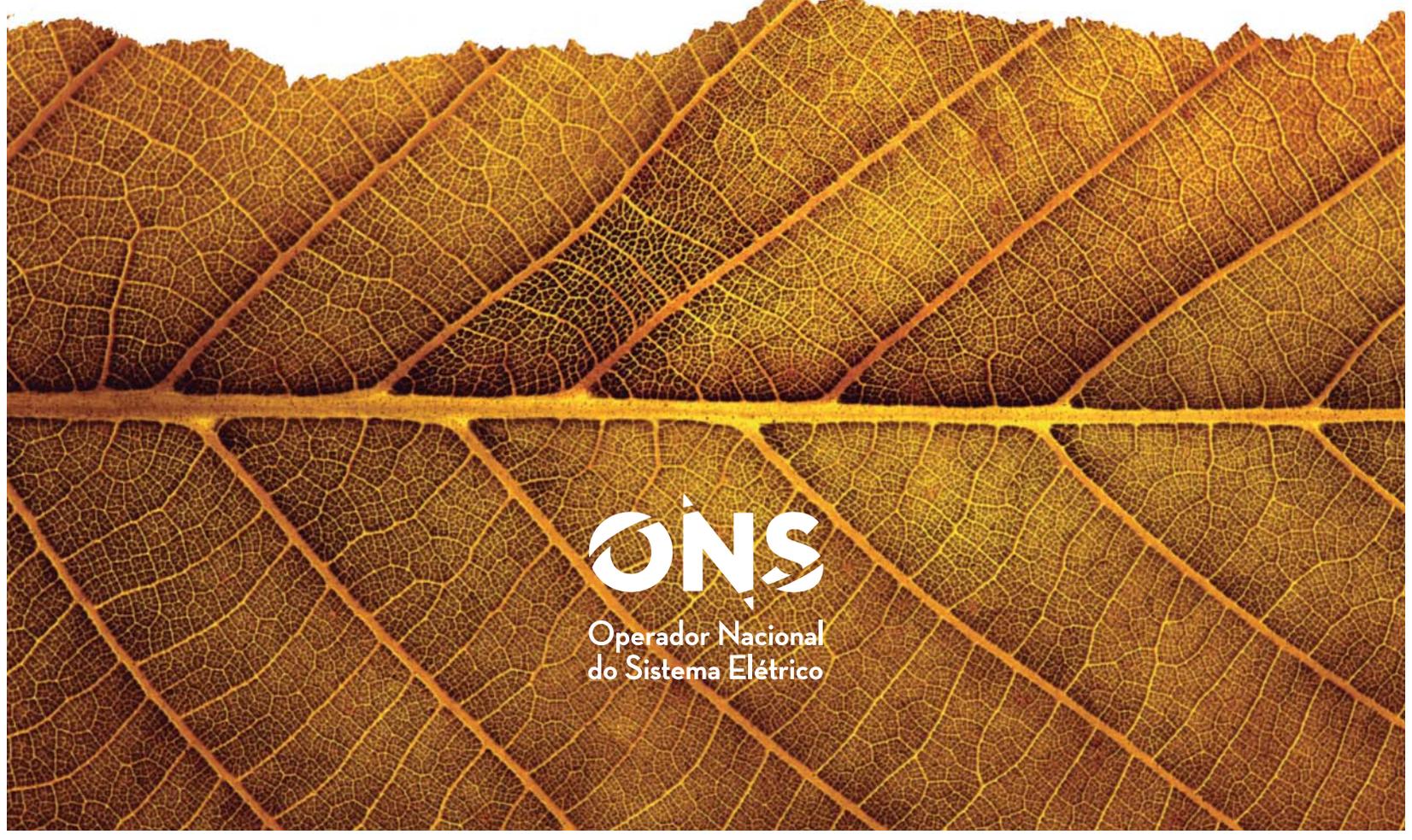


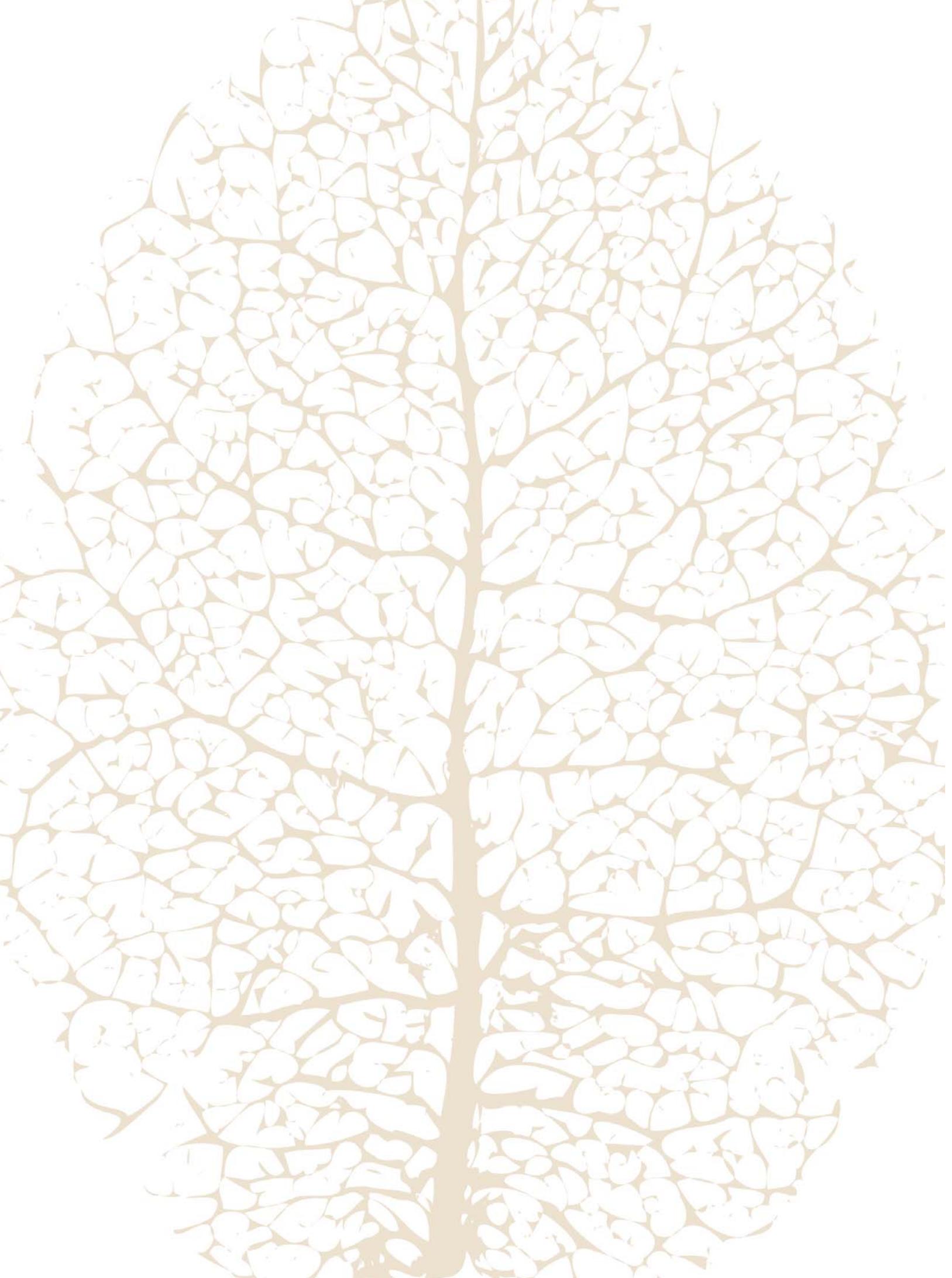


ONS em 2014



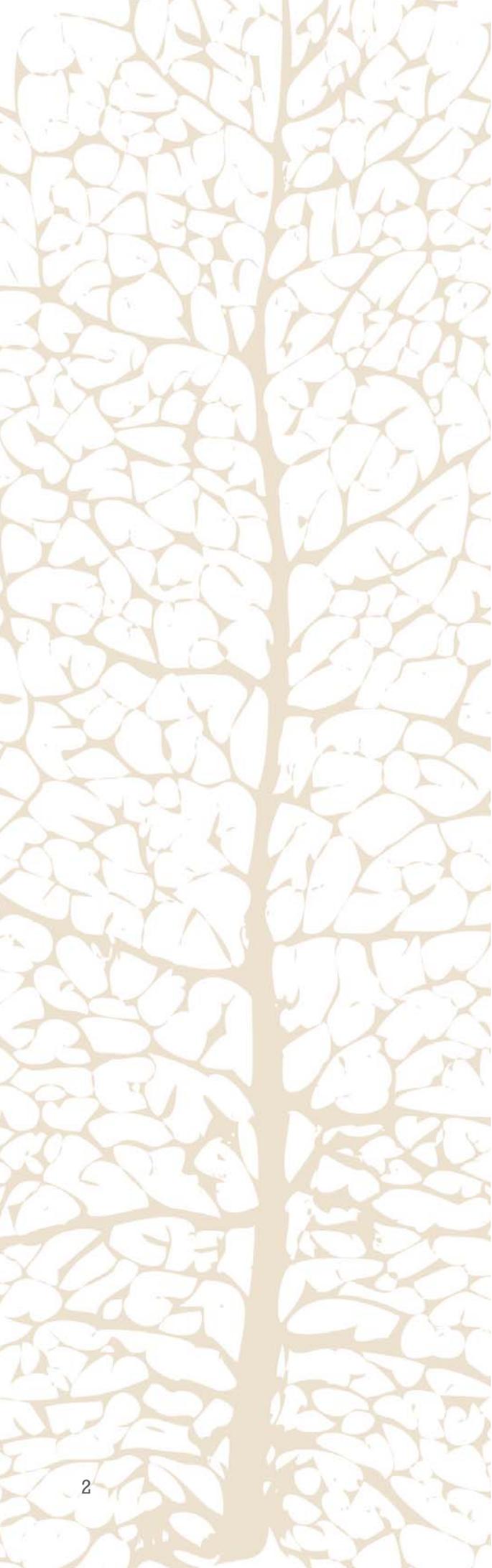
ONS

Operador Nacional
do Sistema Elétrico



Sumário

2	Destaques de 2014
3	Mensagem do Conselho de Administração
4	Mensagem do Diretor Geral
5	2014 em números
7	Principais Resultados Técnicos
7	– Estudos Pré-operacionais do Complexo do Rio Madeira
8	– A Interligação Tucuruí – Manaus – Macapá
9	– Estudos Pré-operacionais de Integração da Usina de Teles Pires
9	– Integração do Sistema de Transmissão de Belo Monte
9	– Copa do Mundo de Futebol de 2014
11	– Jogos Olímpicos de 2016
11	– Melhoria da Segurança Elétrica
14	Processos Finalísticos
14	– Operação Energética
18	– Operação Elétrica
19	– Supervisão e Controle da Operação
21	– Indicadores de Desempenho do SIN
23	– Definição de Melhorias nas Áreas de Recomposição Fluente e Coordenada do SIN
23	– Evolução dos Processos e Aprimoramentos Metodológicos
25	– Administração da Transmissão
30	Resultados de Gestão
30	– Relacionamento Institucional
31	– Gestão de Pessoas
35	– Responsabilidade Social
36	– Balanço Sintetizado



Destques de 2014

Gestão das Disponibilidades Eletroenergéticas do SIN

As condições hidrológicas desfavoráveis, que ocorreram ao longo do ano nas regiões onde se concentra a maior capacidade de armazenamento de energia do SIN, demandaram do ONS a cuidadosa gestão das disponibilidades energéticas existentes. Assim, foi possível preservar os estoques armazenados nos reservatórios de cabeceira, assegurar a plena disponibilidade do parque termelétrico e utilizar os intercâmbios de energia para aproveitar os recursos existentes nas Regiões Norte e Sul. Outro destaque foi a flexibilização das restrições hidráulicas e de uso múltiplo da água, necessária para assegurar a garantia do suprimento energético.

Estudos Pré-operacionais do Complexo do Rio Madeira

Com a entrada em operação de 32 unidades na usina de Santo Antônio e de 20 em Jirau, foram disponibilizados cerca de 3.450 MW para o SIN. Visando manter a segurança sistêmica, foram realizados estudos especiais para assegurar o escoamento da potência transmitida pelo bipolo 1 e pela conversora *back-to-back*, mesmo com atrasos na implantação do sistema receptor na Região Sudeste.

Copa do Mundo de Futebol FIFA 2014

A segurança operacional do atendimento às cidades-sede da Copa do Mundo de Futebol FIFA 2014 foi um grande desafio para todo o setor elétrico. Diversos estudos preparatórios, elaborados ao longo de quatro anos, cobriram desde o diagnóstico da situação de cada sede até as medidas operativas capazes de garantir padrões de segurança diferenciados. A realização do campeonato sem qualquer incidente digno de nota demonstrou a capacidade de gestão de todos os agentes envolvidos. A cada jogo, o ONS publicou Boletins Especiais descrevendo em detalhes a evolução das curvas de carga e as condições de atendimento.

Dedicação para superar os desafios da crise hídrica



Nos últimos anos, tenho ocupado este espaço para deixar a todos que compõem o ONS uma mensagem de incentivo e reconhecimento pelos resultados alcançados na gestão da operação do SIN.

Neste ano de 2014, isto não poderá ser feito sem atribuir ainda mais valor à garantia de suprimento que foi alcançada em um ambiente de alta complexidade nessa operação.

A crise hídrica afetou especialmente as Regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, com afluências que fizeram de 2014, respectivamente, o pior e o sexto pior ano de um histórico que cobre de 1931 aos dias atuais. Some-se a ela a perda de capacidade de regularização do sistema de reservatórios, a necessidade de manter o parque termelétrico em pleno funcionamento, a flexibilização das restrições de uso múltiplo da água e o intenso uso da rede de transmissão para fazer chegar energia aonde ela era mais necessária para o atendimento aos consumidores. Tudo isso exigiu das equipes do Operador o dedicado e cuidadoso gerenciamento das condições operativas para levar a situação a bom termo.

Outro desafio foi o da comunicação, de fazer chegar à sociedade informações realistas e confiáveis sobre as condições de suprimento, em um ambiente no qual diferentes vozes apresentavam as mais diversas interpretações sobre a realidade. Os resultados dos processos que envolveram a judicialização das questões associadas à flexibilização das restrições hidráulicas caracterizam a credibilidade do Operador no esclarecimento dessas questões para os representantes do Poder Judiciário e foram elementos fundamentais para que as decisões levassem em conta o interesse maior da sociedade.

O Conselho de Administração, no escopo de suas atribuições regulamentares, participou desse esforço integrado das equipes técnicas do Operador, dos Agentes Associados, das Agências Reguladoras, do Ministério de Minas e Energia e das demais organizações que conduzem o setor elétrico, contribuindo para que 2014 tenha sido um ano marcado pela superação.

Maurício Stolle Bähr - Presidente do Conselho de Administração



A cuidadosa gestão da escassez

Chegamos ao fim de mais um ano de muito trabalho, em que o cumprimento das atribuições institucionais exigiu a permanente dedicação da equipe técnica do Operador e o intenso relacionamento com todas as instituições que participam da gestão do setor elétrico brasileiro.

Todas as atenções foram direcionadas para as condições de suprimento no curto prazo. Enfrentamos um grande desafio na administração da escassez de recursos disponíveis para atendimento à carga de energia, em um ano marcado por condições hidrológicas adversas nas bacias hidrográficas onde se localizam os reservatórios mais importantes. Ao mesmo tempo, buscamos assegurar a plena disponibilidade do parque termelétrico existente e utilizamos a rede de transmissão para o intercâmbio de grandes blocos de energia das Regiões Sul e Norte para o Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, com segurança.

Uma menção especial deve ser feita à necessidade de flexibilização das restrições hidráulicas do sistema para fazer frente à crise hídrica e assegurar condições operativas do parque hidrelétrico. As decisões tomadas envolveram o Ministério de Minas e Energia, o Ministério do Meio Ambiente, o IBAMA, o Ministério da Integração Nacional, as Agências Reguladoras ANEEL e ANA, e os agentes envolvidos, além do Operador. Em alguns casos, a priorização do uso dos recursos hídricos para geração hidrelétrica levou a questões judiciais, exigindo um grande esforço de esclarecimento do Operador perante as autoridades.

Na operação do sistema, o grande evento internacional que tivemos neste ano – a Copa do Mundo de Futebol FIFA 2014 – transcorreu sem problemas, com o sucesso das medidas implantadas para prover grau adicional de segurança à operação elétrica do SIN nas cidades-sede.

Tiveram continuidade em 2014 os projetos de longa duração, que preparam o Operador para que sua missão possa ser desempenhada com maior efetividade no futuro. Destaco entre eles os estudos e medidas operativas necessários para a utilização da plena capacidade de transmissão do sistema associado ao complexo do Rio Madeira, nas diferentes etapas de seu processo de integração ao SIN; a conclusão das atividades de implantação da Fase 1 da Rede de Gerenciamento de Energia do ONS (Reger); e o tratamento diferenciado das instalações consideradas estratégicas, visando minimizar os efeitos das contingências múltiplas no sistema de transmissão.

Quero registrar meu agradecimento e reconhecimento de que um dos fatores essenciais para alcançar esses resultados foi a proveitosa colaboração de todas as instituições responsáveis pela gestão do setor elétrico: o Ministério de Minas e Energia, a Agência Nacional de Energia Elétrica e as demais Agências Reguladoras, a Empresa de Pesquisa Energética, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, as Secretarias Estaduais de Energia, cada um dos 362 Agentes Associados e as Associações que os representam.

No campo corporativo, continuamos investindo e acreditando na valorização do conhecimento técnico, no aprimoramento da capacitação para o trabalho em equipe e no desenvolvimento humano como formas de assegurar a sustentabilidade do Operador.

Por fim, em nome da Diretoria do ONS, agradeço a todos que compõem o ONS, certo de que a integração interna é, e continuará sendo, um diferencial importante para os resultados de nossa organização.

Hermes Chipp - Diretor Geral

2014 em números

Capacidade instalada no SIN em 31/12/2014 (MW)

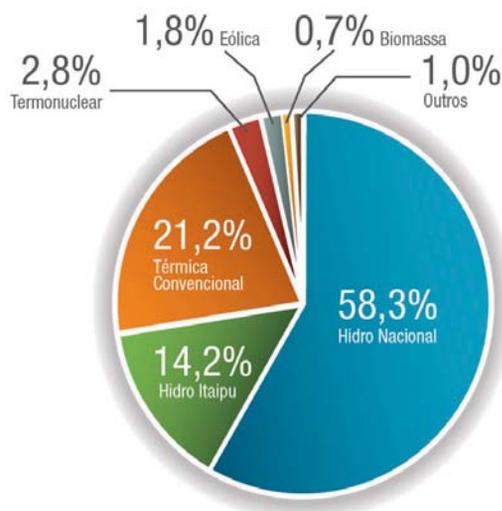
	MW	%
Hidro Nacional	81.435	66,7
Hidro Itaipu	7.000	5,7
Térmica Convencional	20.484	16,8
Termonuclear	1.990	1,63
Eólica	4.759	3,9
Biomassa	6.428	5,26
Solar	8	0,01
Total	122.104	100



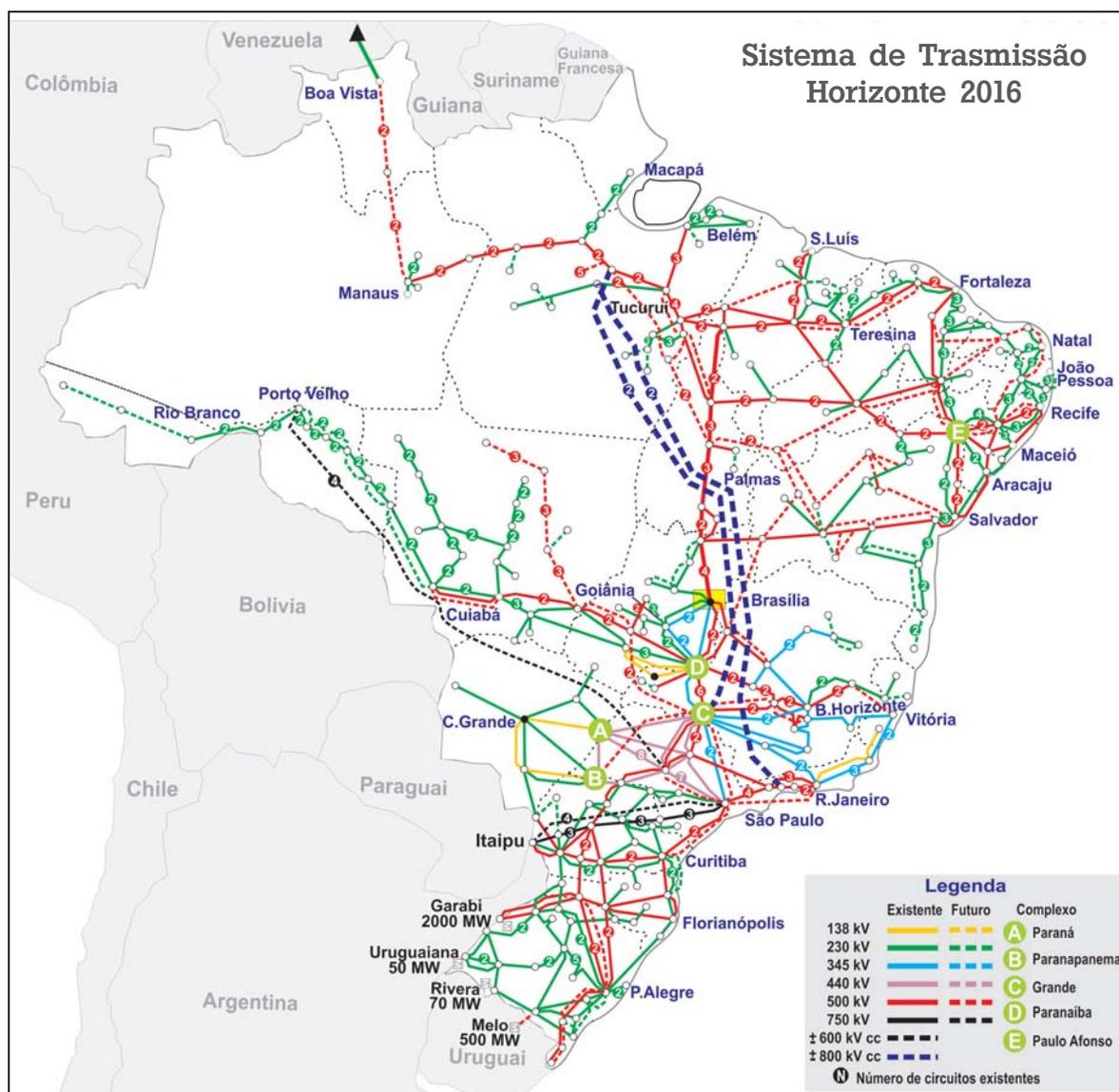
O SIN conta ainda com a disponibilidade de 5.940 MW de Itaipu 50 Hz.
Fonte: PEN 2015

Produção de energia elétrica em 2014 por fonte (GWh)

	GWh	%
Hidro Nacional	315.718,8	58,3
Hidro Itaipu	76.760,6	14,2
Térmica Convencional	114.516,3	21,2
Termonuclear	15.378,4	2,8
Eólica	9.683,0	1,8
Biomassa	3.841,0	0,7
Outros	5.174,4	1,0
Total	541.072,5	100



Fonte: CNOS

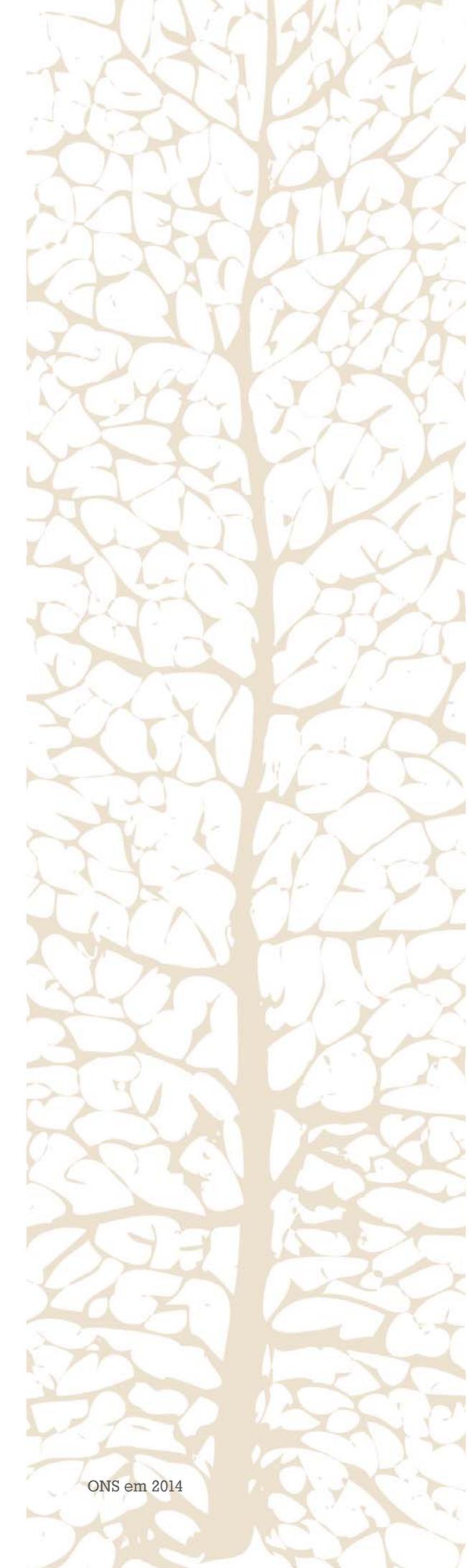


Extensão do sistema de transmissão (km)

Tensão	2010	2011	2012	2013	2014	Var % 14/13
230 kV	43.184,5	45.708,7	47.893,5	49.969,0	52.449,8	4,96
345 kV	10.060,5	10.061,9	10.223,9	10.272,3	10.303,2	0,30
440 kV	6.670,5	6.680,7	6.728,2	6.728,2	6.728,2	—
500 kV	34.356,2	35.003,4	35.726,2	39.123,1	40.659,4	3,93
600 kV CC*	3.224,0	3.224,0	3.224,0	7.992,0	12.816,0	60,36
750 kV	2.683,0	2.683,0	2.683,0	2.683,0	2.683,0	—
Total	100.178,7	103.361,7	106.478,8	116.767,6	125.639,6	7,60

* O valor dos circuitos 600 kV CC considera a extensão de cada bipolo, uma vez que pode haver operação independente por polo. Assim, a extensão total é de 3.224,0 km.

Os valores acima referem-se à Rede Básica (instalações com tensão maior ou igual a 230 kV) mais os ativos de conexão de usinas e interligações internacionais ligados diretamente a esta rede.



Principais Resultados Técnicos

Estudos Pré-operacionais do Complexo do Rio Madeira

As altas vazões verificadas no Rio Madeira nos primeiros meses de 2014 elevaram o nível a jusante da usina de Santo Antônio, causando seu completo desligamento. Nesse período, a geração do Madeira foi utilizada para atendimento ao Acre e Rondônia, pelo transformador provisório 500/230 kV – 465 MVA.

Os testes de operação do sistema de corrente contínua do bipolo 1 e da estação conversora *back-to-back*, bem como dos *Generator Station Coordinators (GSC)*, equipamentos responsáveis pela transmissão de informações das usinas ao Controle Mestre, foram finalizados após o período de altas vazões no Rio Madeira.

No final de 2014, já estavam disponíveis 32 unidades na usina de Santo Antônio e vinte unidades na de Jirau, totalizando cerca de 3.450 MW. Com o aumento do número geradores nessas usinas e a implantação dos GSC, foi preciso avaliar o desempenho das instalações e a necessidade de readequar os sistemas de proteção e controle, de forma a explorar toda a capacidade de transmissão disponível. Foram realizados estudos especiais de proteção e controle, que permitiram elevar a potência transmitida pelo bipolo 1 e pela conversora *back-to-back*, mantendo a segurança sistêmica e possibilitando a transmissão de até 3.550 MW.

A entrada em operação do sistema de escoamento da potência transmitida pelos dois bipolos de corrente contínua entre Porto Velho e Araraquara exigiu ações do ONS para viabilizar a

realização dos testes necessários à integração das instalações de transmissão, aproveitando ao máximo a geração disponível nas usinas do Madeira.

Um dos principais desafios foi transmitir a energia produzida no Complexo do Madeira com o sistema receptor planejado ainda incompleto na Região Sudeste, face ao atraso da entrada em operação das LT 500 kV Araraquara 2 – Taubaté. Entretanto, foram realizadas ações complementares de controle e proteção sistêmica para aumentar a capacidade operativa dos dois circuitos da LT 440 kV Araraquara – Araraquara 2 e da LT 500 kV Araraquara – Araraquara 2, sendo eliminadas as restrições ao escoamento da energia de Santo Antônio e Jirau em 2014.

A Interligação Tucuruí – Manaus – Macapá

Com a integração do sistema de Manaus ao SIN, estava prevista a desativação de grande parte do parque térmico a óleo combustível local. Porém, em função dos atrasos nas obras de 230 kV e 138 kV, foi necessário adotar uma configuração provisória, obrigando a manter todo o parque térmico em funcionamento e a operar a interligação com intercâmbios reduzidos.

Durante 2014, o acréscimo de três subestações 230/138 kV na Rede Básica e os reforços no sistema de distribuição em 138 kV aumentaram a confiabilidade no atendimento à carga, porém não foi possível obter ganhos adicionais de intercâmbio pela interligação.

A conclusão da integração do sistema elétrico de Manaus ao SIN está prevista para 2015, com a entrada em operação do seccionamento em Lechuga da linha de transmissão 230 kV Manaus – Balbina e da linha 138 kV CD Cachoeira Grande – Compensa e da subestação Compensa. Só então será possível explorar os limites de intercâmbio pela interligação, em valores da ordem de 50% da carga do sistema de Manaus. Isso garantirá que, na perda da interligação, não ocorra blecaute nesse sistema. O fluxo máximo pela interligação está associado à atuação de um Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) implantado nos sistemas Manaus e Macapá.

Adicionalmente, foram definidas medidas operativas visando à integração do sistema elétrico do Amapá, ainda de forma provisória nesta fase inicial, em virtude de atrasos verificados em obras dos sistemas receptores daquela área, em 2014.

Foram realizados estudos pré-operacionais para integração das usinas hidrelétricas de Santo Antônio do Jari e Ferreira Gomes, ambas localizadas no Amapá, as quais já operam com três e duas unidades geradoras respectivamente, permitindo que esse Estado seja exportador de energia para o SIN. Esses estudos determinaram a implantação de um esquema de corte de geração nestas usinas para garantir a operação estável da ilha elétrica formada por elas e o sistema Manaus e/ou Macapá, após contingências duplas no tronco de 500 kV entre Tucuruí e Jurupari.

Estudos Pré-operacionais de Integração da Usina de Teles Pires

A usina de Teles Pires, localizada no rio de mesmo nome, na divisa dos Estados de Mato Grosso e Pará, faz parte do conjunto dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia dos rios Teles Pires e Apicás, constituído pelas usinas Colider (300 MW), Sinop (400 MW), São Manoel (700 MW) e Foz do Apicás (230 MW). Essas usinas serão integradas ao SIN por um sistema de transmissão em 500 kV, que interligará os Estados de Mato Grosso, Goiás e Minas Gerais.

Numa primeira etapa, serão concluídos dois circuitos de 500 kV, que permitirão o escoamento da geração produzida pelas usinas de Teles Pires e Colider. Enquanto o sistema de transmissão estiver incompleto, será adotada uma solução provisória que permitirá a energização da usina e o escoamento de parte da energia gerada. Essa solução interligará Teles Pires ao SIN, em circuito simples de 500 kV, na subestação Sinop. Para isso, será instalado, também de forma provisória, um banco de autotransformadores 500/230 kV – 400 MVA, previsto inicialmente como reforço da subestação Ribeirãozinho.

Foram realizados estudos pré-operacionais que consideraram diversos aspectos, como transitórios eletromagnéticos, de regime permanente, de regime dinâmico e de manobras à frequência industrial, tanto para atender a entrada em operação na conexão provisória, quanto na configuração definitiva, ambas previstas para ocorrer ao longo de 2015.

Integração do Sistema de Transmissão de Belo Monte

Em 2014, o ONS desenvolveu várias atividades relacionadas à integração do sistema de transmissão da usina de Belo Monte ao SIN, com destaque para o início dos trabalhos de análise da conformidade do projeto básico do primeiro bipolo e para a participação com a EPE na elaboração dos estudos de detalhamento do segundo bipolo, encaminhado à Aneel no início de novembro.

Copa do Mundo de Futebol de 2014

A Copa do Mundo FIFA 2014 ocorreu de 12 de junho a 13 de julho de 2014, nas cidades de São Paulo, Brasília, Belo Horizonte, Cuiabá, Salvador, Recife, Fortaleza, Natal, Manaus, Porto Alegre, Curitiba e Rio de Janeiro. A segurança operacional do atendimento elétrico às cidades-sede foi um dos desafios que o evento impôs a todo o setor elétrico brasileiro.

A preparação das atividades referentes aos estudos elétricos para a Copa do Mundo FIFA 2014 teve início em agosto de 2010, com a criação pelo MME do GT Copa 2014, com o objetivo de conduzir as atividades necessárias para elaboração e acompanhamento do Plano de Ação da Copa 2014, com foco no suprimento de energia elétrica às doze cidades-sede da Copa.

Ao longo do ano, foram emitidas Notas Técnicas para cada cidade-sede. O primeiro conjunto, emitido em fevereiro de 2014, identificava as ações possíveis de serem realizadas antes e durante o evento, com e sem as obras com previsão de conclusão até maio de 2014. As demais Notas Técnicas levaram em conta as obras que efetivamente entrariam em operação até o evento, bem como a definição da programação eletroenergética e da operação do SIN. Nelas, foram destacados alguns pontos fundamentais quanto ao suprimento a cada cidade-sede:

- A situação da cidade quanto à exigência da FIFA para o suprimento ao estádio com redundância ao nível de distribuição.
- A situação do sistema de suprimento à cidade-sede quanto a possíveis problemas de tensão e carregamento na condição normal de operação.
- A situação do sistema de suprimento à cidade-sede quanto ao atendimento aos requisitos de Procedimentos de Rede, para contingências simples (critério N-1) na Rede de Operação. Foram elencadas as condições específicas necessárias para que os mesmos fossem atendidos.
- Quanto ao atendimento a padrões de segurança diferenciados (critério N-2), foram listadas as medidas operativas mitigadoras necessárias para cada cidade para que a maioria das contingências duplas fosse atendida, ou que provocasse corte seletivo de cargas não prioritárias.

Durante o período da Copa 2014, os sistemas de suprimento às doze cidades-sede foram operados com critério de segurança diferenciado, que implicou em elevação de despacho térmico por razão elétrica e instalação de Esquemas de Controle de Emergência específicos para este período. As intervenções realizadas limitaram-se às linhas de transmissão e equipamentos das instalações que colocavam em risco a integridade de equipamentos e vidas humanas. Essa estratégia mostrou-se adequada e o SIN apresentou desempenho superior ao estabelecido pelos Procedimentos de Rede.

No que diz respeito à operação do sistema, o ONS coordenou ações preparatórias envolvendo suas equipes próprias e incluindo todos os agentes de operação das cidades-sede. Foram realizados estudos dirigidos, testes de recomposição, exercícios simulados e elaborados documentos normativos. Para o período de realização dos jogos, foram definidos reforços das equipes do ONS das áreas de planejamento da operação elétrica, proteção, meteorologia, programação eletroenergética, operação em tempo real, manutenção de Sistemas de Supervisão Controle e infraestrutura dos Centros de Operação, normatização, pós-operação e comunicação. Além dessas ações internas, foram encaminhadas orientações aos agentes de operação e distribuição, proprietários de instalações nas áreas de influência, para prover regime especial, garantindo operação assistida localmente 24 horas por dia.

Durante a competição, a operação realizada no transcorrer de cada um dos jogos foi objeto de análise por parte da equipe de pós-operação, sendo publicados boletins específicos no site do ONS, em que eram analisados os aspectos de continuidade de suprimento e comportamento da carga, influenciados pela mudança dos hábitos de consumo de energia elétrica pela sociedade.

Jogos Olímpicos de 2016

Em 2014, foram revistos e atualizados os estudos e análises para aumentar a confiabilidade do atendimento elétrico ao Estado do Rio de Janeiro para os Jogos Olímpicos de 2016, consolidados na Síntese Gerencial da FT Olimpíadas 2016.

Por solicitação do Comitê Olímpico Internacional (COI), foi realizado o estudo de resiliência para o atendimento ao Rio de Janeiro durante o período dos Jogos. Foram analisadas as consequências de perdas duplas para a cidade do Rio de Janeiro durante o evento, visando à definição das medidas necessárias para minimizar os seus possíveis impactos.

Destaca-se também a participação do Operador Nacional em reuniões rotineiras do Grupo de Energia da Autoridade Pública Olímpica (APO) para analisar os aspectos do suprimento de energia para os Jogos, e a realização de um evento no ONS com a *Olympic Broadcasting Services (OBS)*.

Melhoria da Segurança Elétrica

Planejados para serem capazes de suportar qualquer contingência simples sem interromper o fornecimento (critério N-1), os sistemas elétricos, na operação em tempo real, estão sujeitos a contingências envolvendo a perda de dois ou mais componentes. O ONS vem atuando de forma continuada no sentido de agregar segurança adicional ao desempenho do SIN, por meio de várias iniciativas.

Instalações Estratégicas

O conceito de instalações estratégicas abrange as usinas, subestações e troncos de transmissão para os quais a interrupção de seus serviços pode levar à ocorrência de perda de grandes blocos de geração e até mesmo blecautes, causando grande impacto para a sociedade.

A partir do conhecimento das instalações estratégicas, o ONS, com a participação dos agentes envolvidos, iniciou em 2012 e continuou ao longo de 2013 e 2014 as seguintes ações:

- Identificação/atualização do conjunto de subestações assistidas.
- Aprimoramento das informações sobre as condições meteorológicas, ambientais e queimadas, disponíveis nos centros de controle, no sentido de preparar o SIN para eventuais contingências múltiplas.

- Interação com a área de planejamento da expansão para a definição de reforços que minimizem as consequências de determinadas perdas múltiplas.
- Implantação de novos Sistemas Especiais de Proteção (SEPs).
- Melhoria de projeto de novos SEPs no sentido de minimizar atuações acidentais ou incorretas dos mesmos.
- Adoção de critérios mais conservadores quando forem realizados serviços de manutenção nessas instalações.
- Adoção de critérios especiais para os testes dos dispositivos de *black-start* das unidades geradoras.

Foi criado um grupo de trabalho formado por representantes do MME, ANEEL, EPE, ONS e Cepel. Sob coordenação técnica do ONS, os estudos tiveram ainda a participação dos agentes proprietários das instalações. Seu objetivo era identificar as subestações que necessitavam de complementação de arranjo ou de outras medidas para melhorar a sua segurança intrínseca. O trabalho contemplou inicialmente as subestações estratégicas, sendo ampliado para considerar todas da Rede Básica e, posteriormente, incluir as subestações que, mesmo fora desta rede, afetem o suprimento a capitais de estados da federação. Foram analisadas 439 instalações de Rede Básica e uma instalação adicional, responsável pelo suprimento a uma capital em 138 kV, que faz parte da Rede de Operação do ONS.

Das instalações da Rede Básica analisadas, em 210 (48% do total) não foram necessárias propostas adicionais de melhoria. Em outras 50 instalações (11% do total), os critérios mínimos dos Procedimentos de Rede já são atendidos e tiveram propostas adicionais de melhoria, visando aumentar a confiabilidade da instalação e do sistema como um todo. Ao todo, 265 propostas foram consideradas factíveis, em 216 instalações, estando em fase de planejamento de sua implantação.

Avaliação do Desempenho dos Sistemas Especiais de Proteção

Os critérios e procedimentos para a execução de testes funcionais nos Sistemas Especiais de Proteção (SEPs) instalados no SIN foram estabelecidos em 2012, visando assegurar o seu desempenho adequado. Em 2012 e 2013, foram realizados testes em 60 SEPs instalados em diversas áreas do sistema. Em 2014, dando continuidade ao processo, foram realizados mais 21 testes de SEPs. Para cada ensaio foi gerado um relatório contendo uma breve descrição do sistema, sua finalidade, os testes realizados, as anormalidades eventualmente encontradas, bem como as providências tomadas. Além disso, para consolidar todos os testes realizados no ano anterior, um relatório anual foi publicado em abril.

Implantação do Sistema de Medição Sincronizada de Fasores

Teve continuidade a implantação pelo ONS de um Sistema de Medição Sincronizada de Fasores, mediante a instalação de PMUs (*Phasor Measurement Units*) nos equipamentos e a instalação de infraestrutura de *hardware* e *software* para aquisição e análise dos sincrofasores no Operador.

Em 2014, foi assinado o convênio entre o ONS e o MME, no âmbito do Projeto de Assistência Técnica dos Setores e Energia e Mineral (META), permitindo o acesso a recursos oriundos de empréstimo firmado pela União com o Banco Internacional para a Reconstrução e Desenvolvimento (BIRD) para a aquisição da infraestrutura de *hardware* e *software* do projeto.

Sua fase inicial compreende a instalação de PMUs em 31 subestações para monitorar 181 terminais de linhas de transmissão, incluídas no Plano de Modernização de Instalações (PMI) 2014-2017. Essa tecnologia é um importante suporte à análise de ocorrências, em especial as de grande porte, além de servir como apoio à tomada de decisão na operação em tempo real, contribuindo para o aumento da segurança do SIN.

Processos Finalísticos

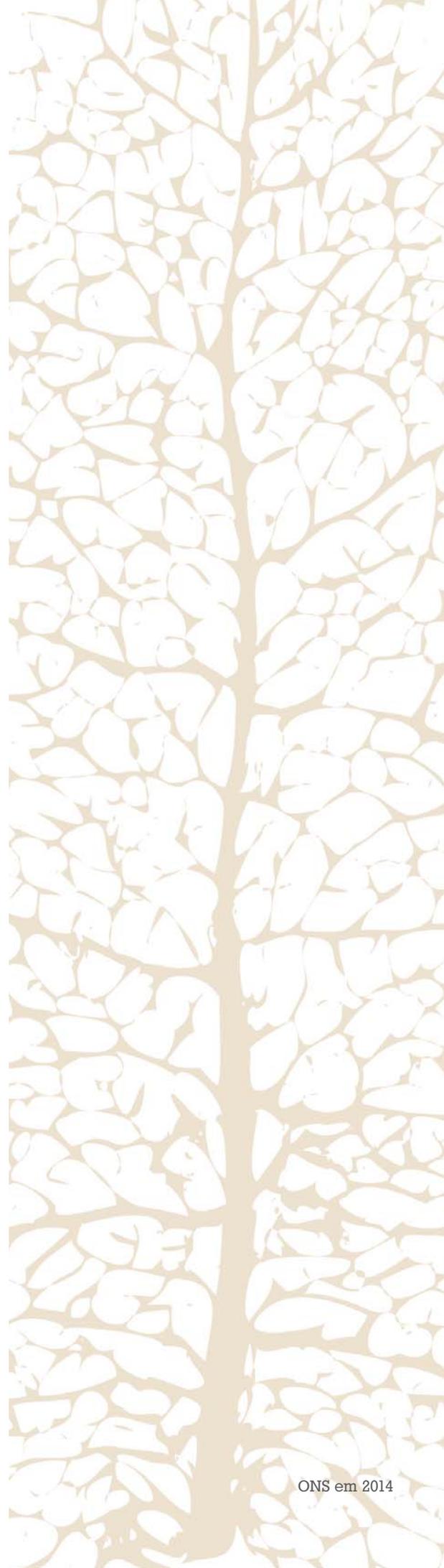
Operação Energética

Em 2014, o Plano da Operação Energética 2014/2018 (PEN 2014) foi emitido em outubro, excepcionalmente. Seus resultados subsidiam o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) quanto à eventual necessidade de estudos de planejamento da expansão da geração e das interligações regionais, para adequação da oferta de energia aos critérios de garantia de suprimento estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

A energia nova agregada pelos leilões e o acréscimo de novas linhas de transmissão fizeram crescer a oferta de energia no período. A hidroeletricidade continuará sendo a principal fonte de geração de energia, embora sua participação se reduza de 74,8% em 2014 para 70,9% no final do horizonte. Haverá um significativo crescimento da capacidade instalada em usinas eólicas, que passará de 1,9% da matriz de energia elétrica para 8,9% ao final de 2018.

Destaca-se a mudança de paradigma na forma de operar o SIN, já apontada em diversos estudos emitidos nos últimos anos, devido a: inexistência de novos reservatórios de regularização plurianual; uso mais intensivo da geração termelétrica mesmo com hidrologias médias e para complementar o atendimento à ponta de carga; importância da expansão da transmissão para a redução dos custos operativos; expressivo crescimento da geração eólica; novos aproveitamentos hidrelétricos na Amazônia a fio d'água e com oferta sazonal.

Em função da perda da capacidade de regularização do sistema frente ao crescimento da carga, tem sido cada vez maior a



influência das condições iniciais de armazenamento nos resultados dos primeiros dois anos do horizonte de avaliação, impactando as métricas normalmente utilizadas, como riscos de déficit, valor esperado da energia não suprida e custos marginais de operação.

As condições hidroenergéticas de 2014 não permitiram a recuperação dos estoques armazenados nos reservatórios dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, mesmo com a plena utilização do parque térmico. Isto resultou em estados iniciais de armazenamento do PEN 2014 bastante inferiores aos utilizados em estudos anteriores, com reflexos diretos nos riscos de déficit calculados para os primeiros anos do horizonte de estudo. Nesse contexto, é importante uma interpretação cuidadosa dos resultados da análise de desempenho do SIN, principalmente com relação aos riscos de déficit de energia.

Também merece destaque a análise do atendimento da demanda máxima para o cenário de referência do PEN 2014, na qual o balanço de ponta indica que a capacidade líquida disponível prevista no período 2014-2018 é suficiente para o pleno atendimento da demanda instantânea projetada, incluindo a reserva operativa necessária. Não obstante, nesta avaliação observa-se o esgotamento da disponibilidade hidroelétrica nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste, sendo necessário o uso da disponibilidade de fontes termoeletricas, PCH, biomassa e das eólicas em todo o horizonte de análise.

Além disso, foram identificados congestionamentos na interligação Norte-Sul, em alguns meses do horizonte, não permitindo a transferência dos recursos hidráulicos para os demais subsistemas, ratificando o diagnóstico das avaliações energéticas quanto à necessidade de se reforçar esta interligação.

Considerando o SIN como um todo, 2014 foi um ano abaixo da média histórica, com energias afluentes da ordem de 81% MLT. Analisando os subsistemas separadamente, pode ser notado que o Sul e o Norte apresentaram aflúências mais elevadas, da ordem de 144% e 100% das respectivas médias históricas, com valores mais reduzidos nas outras regiões.

Na região Sudeste/Centro-Oeste, o período chuvoso ao final de 2013 teve início regular, em função de uma condição de neutralidade da temperatura da superfície do mar no Oceano Pacífico Equatorial. No entanto, nos meses de janeiro e fevereiro de 2014, a atuação de um sistema de alta pressão inibiu o avanço das frentes frias em direção à região e a configuração das Zonas de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS), contribuindo para a ocorrência de precipitação abaixo da média. Em março e abril, os sistemas meteorológicos passaram a atuar com maior regularidade nessa região, porém a precipitação continuou inferior à média. Desse modo, a região Sudeste/Centro-Oeste fechou o ano com aflúências da ordem de 68% MLT, classificando-o como o sexto pior ano do histórico 1931-2014.

No Nordeste, praticamente durante todo o ano prevaleceu um quadro de condições hidrológicas desfavoráveis – 41% MLT nos meses do período chuvoso e 44% MLT nos meses do período seco. A energia afluyente anual situou-se em 45% MLT, classificando o ano de 2014 como o pior ano do histórico 1931-2014.

A Tabela 1 apresenta um resumo das condições das afluências em 2014, mostrando que estas foram piores exatamente nos subsistemas onde há reservatórios com maior capacidade de armazenamento de energia.

Tabela 1 - Capacidade de Armazenamento e Energia Afluyente por Subsistema

Subsistemas	Máx. Capacidade de Armazenamento		Energia Natural Afluyente (ENA) - % da média histórica				
	MWmês	Part.%	Jan. / Abr. período chuvoso 2013 / 2014	Mai / Nov. período seco 2014	Dez. período chuvoso 2014 / 2015	2014	Classificação no histórico 1931-2014 (ordem crescente)
SE / CO	205.002	70,3	57	79	84	68	6º
Sul	19.873	6,8	122	157	106	144	79º
Nordeste	51.859	17,8	41	44	65	45	1º
Norte	14.812	5,1	106	94	80	100	48º
SIN	291.546	100	67	96	83	81	10º

Além de ser caracterizado como um ano de baixas afluências especialmente nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, 2014 foi um ano extremamente adverso para algumas bacias hidrográficas onde estão localizados os reservatórios com maior capacidade de regularização do SIN, como mostrado na Tabela 2.

Tabela 2 - Armazenamento e Energia Afluyente por Bacia

Principais Bacias	Part.% no Armazenamento da Região	Armazenamento em 30/11/14 (% EMax)	Energia Afluyente 2014	
			% MLT	Classificação no histórico 1931-2014 (ordem crescente)
Parnaíba	38% SE / CO	14,3	61,8	2º
Grande	26% SE / CO	11,6	34,9	1º
Iguaçu	51% S	59,8	145,6	77º
São Francisco	97% NE	11,6	43,6	1º
Tocantins	96% N	24,7	91,3	34º

Em função destas reduzidas afluências, os níveis de armazenamento dos reservatórios dos subsistemas sofreram significativas reduções em 2014, chegando ao fim do ano com valores inferiores aos registrados no ano anterior, conforme a Tabela 3.

Tabela 3 - Energia Armazenada por Subsistema

Subsistemas	Energia Armazenada (EAR) - % da EAR máxima	
	31/12/2013	31/12/2014
SE / CO	43,2	19,4
Sul	57,7	57,4
Nordeste	33,4	17,7
Norte	46,2	33,4

Essa delicada conjugação de baixas aflúncias e níveis de armazenamento reduzidos nos principais reservatórios do SIN exigiu do ONS, na elaboração dos Programas Mensais de Operação e suas revisões semanais, o cuidadoso gerenciamento dos recursos hidroenergéticos disponíveis. Dentre as medidas operativas implantadas com este fim, destacam-se a preservação dos armazenamentos dos reservatórios de cabeceira das principais bacias hidrográficas, o despacho pleno da disponibilidade das usinas termelétricas e o uso da capacidade de transmissão de energia para realizar transferências das regiões com maiores disponibilidades energéticas, Norte e Sul, para aquelas em piores condições, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste.

Além disso, teve grande importância para a garantia do atendimento eletroenergético em 2014 a flexibilização de algumas das principais restrições hidráulicas do SIN, que resultou da articulação e trabalho conjunto entre o ONS, as agências reguladoras ANA e ANEEL, o IBAMA, o MME, o MMA, os comitês de bacias e os agentes setoriais, para compatibilizar os requisitos energéticos com aqueles associados aos usos múltiplos da água, com destaque para:

- Níveis mínimos de navegação da Hidrovia Tietê/Paraná até o trecho a jusante da usina de Nova Avanhandava;
- Defluência mínima das usinas de Três Marias, Sobradinho, Xingó, Jupia, Porto Primavera, Caconde e da barragem de Santa Cecília;
- Geração mínima de unidades geradoras das usinas hidrelétricas durante os períodos de carga leve;
- Operação da usina de Itaipu como reservatório de regularização, entre a cota máxima de 220,40 m e a mínima de 216,00 m; e
- Armazenamento mínimo na usina hidrelétrica de Mascarenhas de Moraes (75% de seu volume útil) para captação de água e travessia de balsa no reservatório.

Operação Elétrica

O Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo (PEL 2014) apresentou as avaliações do desempenho elétrico do SIN para o período entre janeiro de 2015 e abril de 2016.

Os estudos avaliaram a evolução da capacidade das interligações regionais, com as novas obras em 500 kV das interligações Norte/Nordeste e Nordeste/Sudeste, a integração das usinas dos rios Madeira e Teles Pires, e a evolução dos sistemas de Manaus e Macapá. Outros pontos do SIN merecem destaque, como a região oeste do Pará, a nova conexão do transformador 500/230 kV de Xingu, a interligação Brasil-Uruguai e a integração de fontes eólicas. Além disso, foi apresentada a necessidade de geração térmica decorrente de restrições na transmissão e o atendimento às áreas elétricas do SIN. Como resultado, foi proposta a adequação do cronograma das obras programadas às necessidades do SIN, com as soluções operativas e as mudanças de topologia da rede.

O PEL também identificou que, para a interligação Norte/Nordeste/Sudeste, até a entrada em operação das primeiras unidades da usina de Belo Monte, porém já considerando o sistema de transmissão em 500 kV de escoamento dessa usina, em 2016, será possível transmitir praticamente toda a energia disponível na Região Nordeste. Na Região Norte, ainda verificam-se restrições no período de carga leve. Essas restrições serão temporariamente eliminadas com a entrada em operação da configuração final de todo o 500 kV previsto para o segundo semestre de 2016, à época da elaboração do documento.

A crescente participação da geração eólica na matriz de energia elétrica brasileira, traduzida pela implantação de cerca de 7.400 MW de parques nas Regiões Sul e Nordeste, no horizonte do PEL 2014, demandou o desenvolvimento de projetos que visem aprimorar a previsão deste tipo de geração para os processos de programação e despacho. A variabilidade e imprevisibilidade intrínsecas da produção eólica em função do regime de ventos trazem desafios importantes para a operação do sistema.

O Relatório de Diretrizes da Operação Elétrica detalhou, para cada quadrimestre, as medidas operativas necessárias para atender aos padrões e critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede, de forma a compatibilizar as restrições elétricas e o atendimento à carga com as políticas energéticas, visando assim ao menor custo da operação e à máxima segurança operativa.

Nos estudos de 2014, destacaram-se a busca de alternativas para atendimento à região oeste do Pará, conhecida como Tramo Oeste, à região de Rondonópolis no Mato Grosso, à região de Manaus, bem como a utilização de medidas operativas como a operação com a interligação Sudeste/Nordeste aberta e a necessidade de revisão dos limites para operação em alerta de tempo severo no sistema

de transmissão de 765 kV que escoam a geração de Itaipu para a região SE/CO. Foram apresentadas alternativas conjunturais para proporcionar maior segurança e confiabilidade ao sistema de suprimento ao Tramo Oeste e a Manaus, até a entrada das respectivas soluções estruturais ainda não licitadas.

O Plano de Modernização de Instalações 2014-2017 (PMI) foi elaborado pelo ONS com os agentes e apresenta as obras necessárias para manter a qualidade do serviço pelas concessionárias de transmissão. Também relaciona as melhorias e reforços que devem ser implementados pelos geradores e distribuidores. O PMI elaborado em 2014 recomenda a implantação de nove obras de revitalização para geradores e 701 obras de revitalizações para empresas de transmissão.

Ao longo de 2014, o ONS desenvolveu estudos e implantou medidas conjunturais que possibilitaram operar a rede elétrica em conformidade com os critérios de continuidade, confiabilidade e qualidade de suprimento estabelecidos nos Procedimentos de Rede. Foram estabelecidas várias diretrizes no sentido de elevar os valores de recebimento pela Região Sudeste, associado com a operação de várias usinas hidrelétricas da Região Sudeste e Centro-Oeste com número reduzido de máquinas, com vistas a não agravar ainda mais a condição energética deste subsistema.

Supervisão e Controle da Operação

Em 2014, dando continuidade à estratégia adotada nos anos anteriores, foram priorizadas novas ações com o objetivo de ampliar a segurança da operação do SIN, envolvendo os recursos de supervisão e controle, de apoio à operação, os processos operacionais e as equipes dos Centros de Operação do ONS.

Além do trabalho voltado para ampliar a segurança elétrica durante a Copa do Mundo FIFA 2014, durante o período de votação e apuração dos dois turnos das eleições nacionais de 2014, realizados em 5 e 26 de outubro, o ONS estabeleceu medidas preventivas que exigiram um regime especial de operação do SIN e o acompanhamento da efetividade das ações implementadas, em conjunto com as empresas que atuam na Rede de Operação e na Distribuição.

Tendo iniciado sua operação em 2013, a Rede de Gerenciamento de Energia (Reger) foi o sistema de supervisão de tempo real utilizado nos cinco Centros de Operação do ONS em 2014, com operação plena das funcionalidades previstas na Fase 1 de seu projeto. Nesse período, atingiu cerca de 360 conexões de dados com sistemas dos agentes, compreendendo um total de 47.000 pontos de medidas analógicas e 151.000 pontos de medidas digitais, obtidos de cerca de duas mil instalações do SIN.

O Reger suportou com sucesso todas as atividades de preparação de base de dados (única para todos os Centros), treinamento de equipe (uso dos simuladores

do Reger), de operação em tempo real (sincronização de dados entre Centros, capacidade de *backup* de Centro, aplicativos elétricos e energéticos), incluindo funções de exposição de dados do tipo *near real time* e históricos para usuários corporativos e de pós-operação.

Em 2014, prosseguiram as atividades de especificação funcional e de desenvolvimento da Fase 2 do projeto Reger, notadamente nas áreas de integração com aplicativos corporativos e de previsão de carga.

O projeto do Sistema Nacional de Observabilidade e Controlabilidade (Sinocon) atingiu no ano a marca de implantação de novas unidades de aquisição de dados em 107 instalações das 116 previstas nesta fase.

Visando ao desenvolvimento das equipes de operação do ONS, foram empreendidas, em 2014, as seguintes ações:

- Contratação do desenvolvimento dos seis primeiros módulos prioritários do projeto de implantação do Programa de Treinamento Estruturado para Capacitação das Equipes de Tempo Real, com previsão de início de aplicação em 2015.
- Realização do terceiro encontro das equipes de operação em tempo real dos Centros do ONS, no Recife, com o objetivo de proporcionar a troca de experiências.
- Realização de diversos exercícios simulados de recomposição do SIN, com destaque especial à preparação para a Copa do Mundo FIFA de 2014, envolvendo os Centros de Operação do ONS e de agentes convidados, e com a implantação de melhorias nas salas de treinamento simulado.

Na área de Normatização, foram executadas 1.946 revisões em um total de 1.223 documentos normativos vigentes, valor recorde que decorreu da necessidade de adequação dos procedimentos operativos ao atendimento prioritário às cidades-sede da Copa do Mundo. Também contribuíram para esse total a situação hidrológica desfavorável, bem como a integração de 21 conjuntos eólicos nas Regiões Nordeste e Sul.

Nos processos de análise e apuração da operação, merecem destaque:

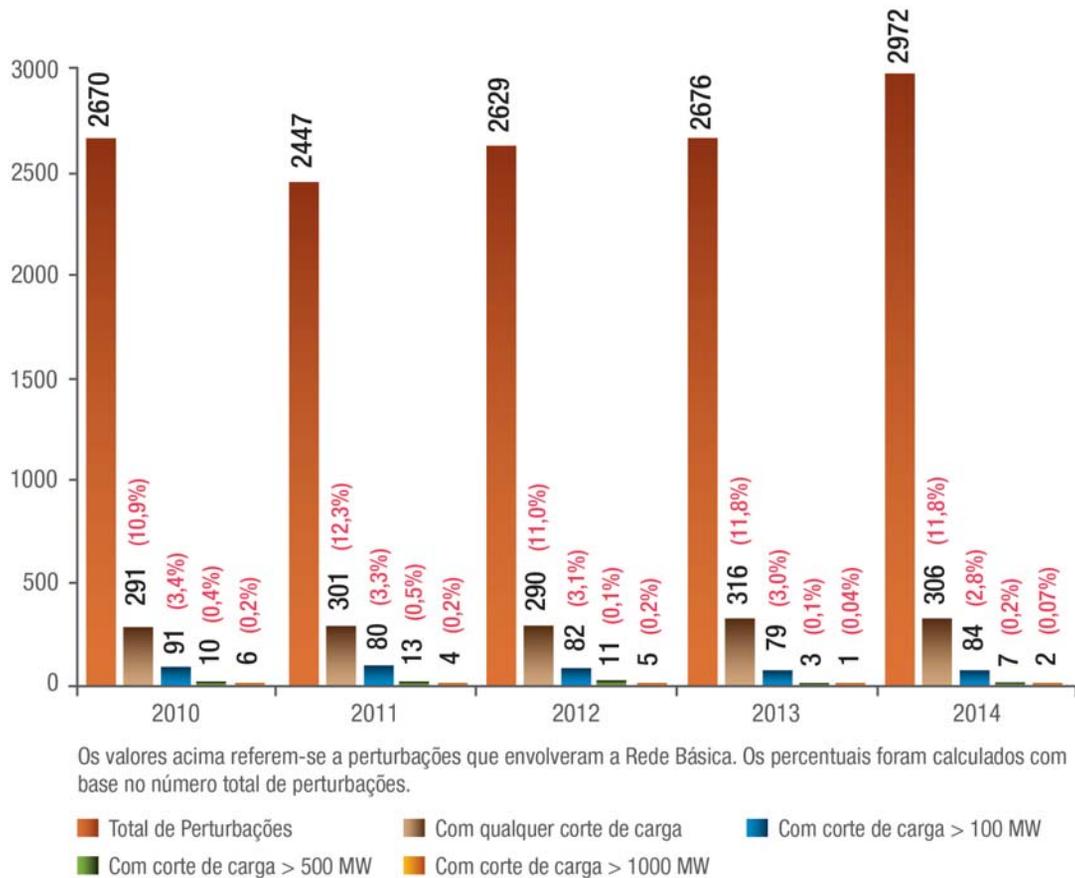
- a revisão de documentação operacional e de sistemas de apoio à apuração de dados de geração para atendimento à Resolução Normativa ANEEL nº 614/2014;
- a realização de *workshop* com os agentes de geração para nivelamento de entendimentos sobre o assunto tratado nessa resolução;
- a participação nas Audiências Públicas 027/2014 e 039/2014, que tratam, respectivamente, da atualização da Resolução ANEEL nº 270/2007 (disposições

relativas à qualidade do serviço de transmissão de energia elétrica associada à disponibilidade das instalações da Rede Básica) e da atualização da Resolução ANEEL nº 399/2010 (regulamentação da contratação do uso do sistema de transmissão e fórmulas de cálculo dos encargos correspondentes).

Indicadores de Desempenho do SIN

Do total de 2.972 perturbações registradas em 2014, em apenas duas (0,07%) os cortes de carga foram superiores a 1.000 MW. No gráfico a seguir, pode-se observar que houve sete eventos (0,2%) com corte de carga superior a 500 MW, e ainda um total de 84 (2,8%) com corte de carga superior a 100 MW.

Evolução do número de perturbações e de seu impacto sobre o SIN

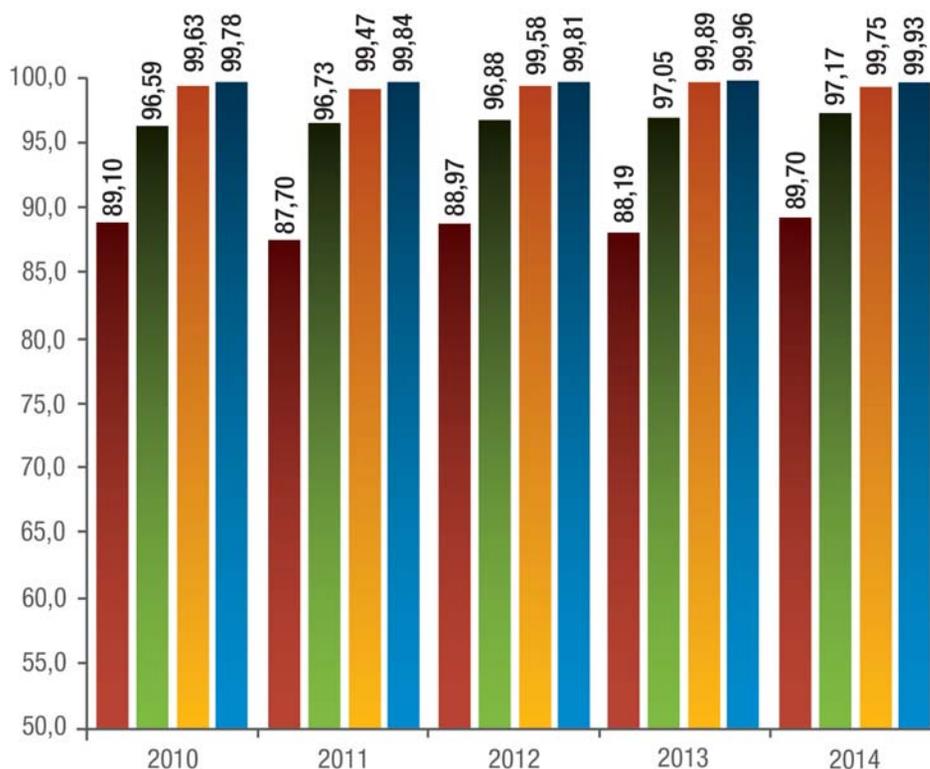


Indicador de Robustez do SIN

A segurança no atendimento elétrico alcançada em 2014 pode ser traduzida pelos indicadores de desempenho do SIN. Um indicador bastante representativo é o de robustez, pois relaciona as perturbações no SIN com o suprimento às cargas. O valor desse indicador é dado pela relação entre o número de perturbações com determinado nível de corte de carga e o número total de perturbações.

Os valores apurados para o índice de robustez no ano de 2014 são os seguintes:

- para qualquer corte de carga – a robustez foi de 89,70%;
- para cortes de carga acima de 100 MW – a robustez foi de 97,17%.
- para cortes de carga acima de 500 MW – a robustez foi de 99,76%.
- para cortes de carga acima de 1.000 MW – a robustez foi de 99,93%.



Os valores acima referem-se a perturbações que envolveram a Rede Básica.

■ Robustez com relação a todas as perturbações com corte de carga

$$\text{Robustez}_{\text{SIN}} = \frac{N_T - N_{\text{CC}}}{N_T} \times 100[\%]$$

■ Robustez com relação a perturbações com corte de carga > 500 MW

$$\text{Robustez}_{\text{CC}>500\text{MW}} = \frac{N_T - N_{\text{CC}>500\text{MW}}}{N_T} \times 100[\%]$$

■ Robustez com relação a perturbações com corte de carga > 100 MW

$$\text{Robustez}_{\text{CC}>100\text{MW}} = \frac{N_T - N_{\text{CC}>100\text{MW}}}{N_T} \times 100[\%]$$

■ Robustez com relação a perturbações com corte de carga > 1000 MW

$$\text{Robustez}_{\text{CC}>1000\text{MW}} = \frac{N_T - N_{\text{CC}>1000\text{MW}}}{N_T} \times 100[\%]$$

Definição de Melhorias nas Áreas de Recomposição Fluente e Coordenada do SIN

A recomposição fluente é um procedimento que permite minimizar o tempo de interrupção do sistema de forma ágil, simultânea e independente. Pode ser executado pelos operadores das subestações ou pelos Centros de Operação dos agentes, com o mínimo de comunicação possível, de acordo com procedimentos previamente definidos em estudos.

O ONS, em conjunto com os agentes, definiu e mantém atualizados corredores de recomposição fluente e coordenada para o restabelecimento dos principais centros de carga do País. Ao longo de 2014, foram avaliados os processos de recomposição fluente de diversas áreas do SIN, especialmente onde a entrada em operação de novos equipamentos trouxe mudanças importantes na topologia da rede, tornando necessário reavaliar os processos de recomposição.

Evolução dos Processos e Aprimoramentos Metodológicos

Na área de hidrometeorologia, foi finalizado o projeto de calibração do modelo SMAP para as bacias do baixo rio Paranaíba e dos rios Tietê, Paraná e Iguaçu, bem como iniciado projeto semelhante para as bacias dos rios Uruguai, São Francisco e Tocantins. Teve continuidade o projeto de avaliação de desempenho de outros modelos de previsão de precipitação, em conjunto ou em substituição ao modelo vigente (ETA40), com vistas à melhoria da qualidade das previsões de vazões da próxima semana operativa.

Ainda na área de hidrometeorologia, foi implantada a primeira versão do Sistema de Gerenciamento de Previsão de Vazão (SGPV), que trata da aquisição dos dados dos agentes e visa minimizar os riscos associados ao processo de previsão de vazões para o PMO, que tem se tornado mais complexo e vulnerável devido à diversidade metodológica dos modelos utilizados, que dificulta a gestão dos processos individualizados e envolve o uso de uma grande quantidade de dados.

No âmbito da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP/MME), foram iniciadas as análises para partição dos subsistemas equivalentes utilizados nos estudos de médio prazo com o modelo Newave em mais de um reservatório equivalente de energia. Isso dará melhor representação para a diversidade hidrológica entre as bacias hidrográficas do SIN nos estudos de médio prazo.

As previsões de carga para o período da Copa do Mundo de Futebol de 2014 foram objeto de estudos específicos de atendimento à demanda de energia elétrica, tanto para obras de reforços a serem realizadas antecipadamente, quanto durante o evento. Foi dada maior atenção à alteração esperada da demanda em todo o SIN, influenciada por variações do comportamento do mercado, alteração de

calendário escolar e da jornada de trabalho usual. Durante os jogos da Copa 2014, marcados pelo grande fluxo de pessoas, profissionais ligados ao esporte e turistas, essas alterações se verificaram no comportamento dos consumidores atendidos pelas distribuidoras, principalmente nas cidades que sediaram os eventos.

Além da previsão das curvas de carga de meia em meia hora para o processo de programação eletroenergética do SIN, foi feito o detalhamento da previsão de minuto a minuto no período em que se esperava alteração no comportamento da carga durante os jogos, de forma a antecipar as oscilações bruscas esperadas da demanda, caracterizadas por grandes rampas de descida e subida de carga nos horários anteriores e posteriores às competições.

O elevado crescimento da geração eólica aumentou a complexidade das atividades de preparação dos dados, de sua modelagem e simulação nos estudos e análise elétricas. Por representar uma parcela significativa da geração, pode alterar não somente a distribuição de fluxos e o controle de tensão, mas também a própria dinâmica do SIN. Assim, foi necessário fazer uma efetiva gestão dos dados referentes a todos os parques eólicos, atuais e futuros. Isto possibilitou a representação mais real das usinas eólicas nos estudos de simulação, produzindo resultados mais precisos e fiéis nas análises em regime normal e dinâmico. Para essa atividade, o ONS contou com o apoio do Cepel, que implementou as adequações necessárias, tanto nos programas Anarede, quanto no Anatem.

No âmbito da utilização do simulador de sistemas de corrente contínua, foram executadas diversas atividades ao longo de 2014, destacando-se:

- Primeira etapa do comissionamento das réplicas de controladores HVDC do segundo bipolo (Alstom), contemplando a instalação e comissionamento do sistema supervisorio em versão de campo e configuração das réplicas Alstom para conexão ao *Master Control* (ABB);
- Execução de testes de fábrica, aceitação e avaliação de desempenho dinâmico, contemplados no comissionamento das réplicas de controladores HVDC do segundo bipolo, em operação isolada;
- Preparação do simulador para a realização dos estudos de operação conjunta dos controladores ABB e Alstom, contemplando a integração dos modelos RSCAD-RTDS de ambos os fabricantes em um único projeto;
- Execução dos estudos de desempenho dinâmico do conjunto do primeiro e segundo bipolos, visando à avaliação da operação conjunta dos controladores ABB e Alstom, sob configuração de rede simplificada;
- Execução de simulações para a avaliação das propostas do ONS para alteração da lógica C&P dos controladores ABB, visando à liberação do modo de operação BPC após a análise de ocorrências no campo.

Administração da Transmissão

Ampliações e Reforços

Em 2014, pela primeira vez, o Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN no horizonte 2015 a 2017 (PAR) foi emitido em um documento único, incorporando tanto as obras da Rede Básica e de fronteira como as Demais Instalações da Transmissão (DIT). A unificação dos documentos visou facilitar o processo de consolidação de obras realizado pelo MME, bem como os processos de autorização realizados pela ANEEL.

Os estudos que dão origem ao PAR são realizados por Grupos Especiais, com a participação de todos os agentes e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Posteriormente, são encaminhados ao MME para serem compatibilizados com o Programa de Expansão da Transmissão (PET), elaborado pela EPE. Após essa compatibilização e a devida validação pelo MME, as propostas de ampliações e reforços na Rede Básica e nas DIT são consolidadas em documento específico encaminhado à ANEEL, para que sejam iniciados os processos de outorga de concessão ou de autorização das instalações de transmissão.

Para a implantação dos 310 empreendimentos propostos no PAR para o triênio 2015-2017, estima-se um investimento da ordem de R\$ 13,8 bilhões, tendo como referência os custos das obras disponibilizados pela ANEEL. As ampliações e reforços correspondem a acréscimos de linhas de transmissão da ordem de 10.200 km e de 56.400 MVA de capacidade de transformação, discriminados na Tabela 4. Esses valores são resultantes do acréscimo de 7% na extensão das linhas de transmissão (95 novas linhas) e de 19% na potência nominal instalada em transformadores (179 novos equipamentos) da Rede Básica e de fronteira, em relação à rede existente e já outorgada.

Tabela 4 - Acréscimos em Linhas de Transmissão e Transformadores no PAR 2015-2017

Linhas de Transmissão		Transformadores	
Tensão (kV)	Total (km)	Tensão (kV) *	Total (km)
800	0	800/765	1.650
500/525	5.570	500/525	26.756
440	130	440	4.050
345	521	345	9.758
230	3.984	230	14.157
Total	10.205	Total	56.371

* Refere-se à tensão do lado de alta do transformador.

A Tabela 5 apresenta uma síntese das obras propostas nesse ciclo do PAR.

Tabela 5 - Síntese das obras propostas no PAR 2015-2017

Itens	SE/CO	Sul/MS	NNE
Construção de novas linhas de transmissão (km)	1.426	129	27
Recapitação/reconstrução/recondutoramento/ seccionamento de linhas existentes (km)	550	32	-
Instalação/substituição de transformadores (MVA)	572	22	185
Instalação de compensação reativa capacitiva (Mvar)	390	60	-
Instalação de entrada de linha	22	24	24
Adequação de barramentos/ <i>bays</i>	43	2	-

O ONS também elaborou, em conjunto com a EPE, a Nota Técnica estabelecendo a topologia, as premissas e os critérios para o cálculo da capacidade de escoamento de energia elétrica pela Rede Básica, DIT e ICG para o leilão LFA que deverá ser realizado em 2015. Nesse leilão, os empreendimentos de geração vencedores não poderão depender de novas obras de transmissão ou de expansão, utilizando apenas as folgas de capacidade já existentes nas instalações.

Uniformização de Critérios para Planejamento e Operação de Interligações

Atendendo à solicitação do MME/CMSE, a EPE e o ONS apresentaram uma proposta de critério único para planejamento e operação das interligações, especialmente para as instalações de interligações construídas em circuitos duplos na mesma estrutura. O novo critério já deverá ser aplicado no próximo ciclo do PAR e sua adoção resultará na proposição de obras, de forma que o SIN disponha da segurança adicional estabelecida pelo CMSE.

Acesso ao Sistema de Transmissão

É atribuição do ONS a elaboração de pareceres para acesso à Rede Básica e às Demais Instalações de Transmissão (DIT) do Sistema Interligado Nacional.

O processo de acesso ao sistema de transmissão está definido no Módulo 3 dos Procedimentos de Rede, no qual são detalhadas todas as etapas, instruções, informações e estudos a serem realizados para a sua viabilização.

O gráfico a seguir apresenta um resumo das atividades de acesso em 2014, nas quais se destacam a emissão de 79 pareceres e de 90 revisões.



Também foram elaborados nesse ano 1.491 documentos equivalentes de acesso, sendo 548 para fins de habilitação técnica ao Leilão de Energia Nova A-3 realizado em junho, e 943 para o Leilão de Energia de Reserva realizado em outubro. O Leilão de Energia de Reserva de 2014 foi o primeiro a contar com a participação de empreendimentos de fonte solar fotovoltaica. Assim, dentre os documentos emitidos, 284 foram para esse tipo de fonte renovável.

Foram ainda emitidas 55 Informações de Acesso, as quais têm por objetivo fornecer à ANEEL informações técnicas quanto ao impacto no sistema de transmissão decorrente da conexão de centrais geradoras, para fins de obtenção de novas outorgas ou alteração de existentes.

Análise de Conformidade de Projeto Básico

As características e requisitos técnicos que deverão ser atendidos pelos empreendedores vencedores de lotes dos leilões da transmissão são estabelecidos nos Anexos Técnicos dos editais, que contam com a participação do ONS em sua elaboração. Esse importante conjunto de requisitos visa à homogeneidade das instalações de diferentes transmissoras, garantindo a sua adequada integração à Rede Básica, assim como o nível de desempenho desejado do SIN.

Quando as transmissoras vencedoras de lotes dos leilões elaboram o projeto básico do empreendimento, cabe ao ONS a verificação de sua conformidade com os requisitos estabelecidos nos Anexos Técnicos e com os Procedimentos de Rede. Em 2014, foram definidos os requisitos técnicos para 32 lotes de empreendimentos leiloados e realizadas 174 análises de conformidade de projetos básicos de novas instalações de transmissão.

Após a aprovação de conformidade do projeto básico e do desenvolvimento do projeto executivo, o transmissor apresenta ao ONS as características com que foram construídas as novas instalações. Cabe ao Operador elaborar o parecer técnico que garante que as mesmas foram construídas de acordo com o Anexo Técnico do leilão, com o projeto básico da instalação e, também, com os Procedimentos de Rede. Esse parecer tem grande importância para a integração dessas instalações ao SIN. Ao longo de 2014, foram emitidos 307 pareceres de conformidade de novos empreendimentos de transmissão da Rede Básica como efetivamente implantados.

Análise de Superação de Equipamentos da Rede Básica e DIT

De acordo com o definido nos Procedimentos de Rede, compete ao ONS realizar anualmente a análise de superação de equipamentos por curto circuito, corrente de carga, constante de tempo (X/R) e outros tipos de solicitação. Tais análises visam garantir a segurança da operação, uma vez que identificam com antecedência de três anos os possíveis casos de superação na rede. Essas informações são encaminhadas ao MME para a devida autorização de substituição dos equipamentos superados ou da adoção de medidas mitigadoras.

Contratos de Transmissão

Em 2014 foram assinados vinte novos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST), 70 novos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST), 89 novos Contratos de Conexão aos Sistemas de Transmissão (CCT) e Contratos de Compartilhamento de Instalações (CCI).

Nesse ano, o ONS atingiu o significativo marco de 727 contratos de transmissão, sendo 203 CPST e 524 CUST. Esse fato demonstra a confiança no setor elétrico, tanto de quem acessa a Rede Básica, visando fazer seus negócios de compra e venda de energia, quanto de quem entra no negócio da transmissão como prestador de serviço.

Também nesse ano concluiu-se mais uma etapa da contratação do uso do sistema de transmissão associada à integração do sistema isolado dos Estados do Amazonas e Amapá, com a celebração dos CUST com a Amazonas Distribuidora de Energia SA, responsável pela distribuição de energia na região e com diversas usinas geradoras existentes no Estado, que agora integram o SIN. Também foi celebrado o CPST com a Amazonas Geração e Transmissão de Energia SA, importante marco da conclusão da integração desta unidade da federação ao SIN.

Por fim, destaca-se a articulação que levou à contratação do uso do sistema de transmissão em caráter temporário pela usina termelétrica de Uruguaiana com o objetivo de atender à recomendação do CMSE decorrente do cenário energético verificado nos últimos anos.

Apuração Mensal de Serviços e Encargos

A Apuração Mensal dos Serviços e Encargos de Transmissão (AMSE) envolve o cálculo dos valores das receitas a serem pagas aos prestadores do serviço da Transmissão (concessionárias de transmissão e ONS) e os Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST) e Setoriais a serem cobrados de cada usuário da Rede Básica e rede de fronteira.

A AMSE finalizou o ano com 148 concessionárias de transmissão e 431 usuários, sendo 427 permanentes e quatro temporários. A receita total do setor de transmissão atingiu no ano 10,481 bilhões de reais.

Sistema de Medição para Faturamento

Em 2014, foram analisados e emitidos pareceres técnicos de cerca de 1.350 projetos de Sistema de Medição para Faturamento (SMF) e Relatórios de Comissionamento de todo o mercado livre de energia do setor elétrico brasileiro. Além disso, foram analisados cerca de 1.600 documentos, relativos a requisitos técnicos da medição para faturamento.

Resultados de Gestão

Relacionamento Institucional

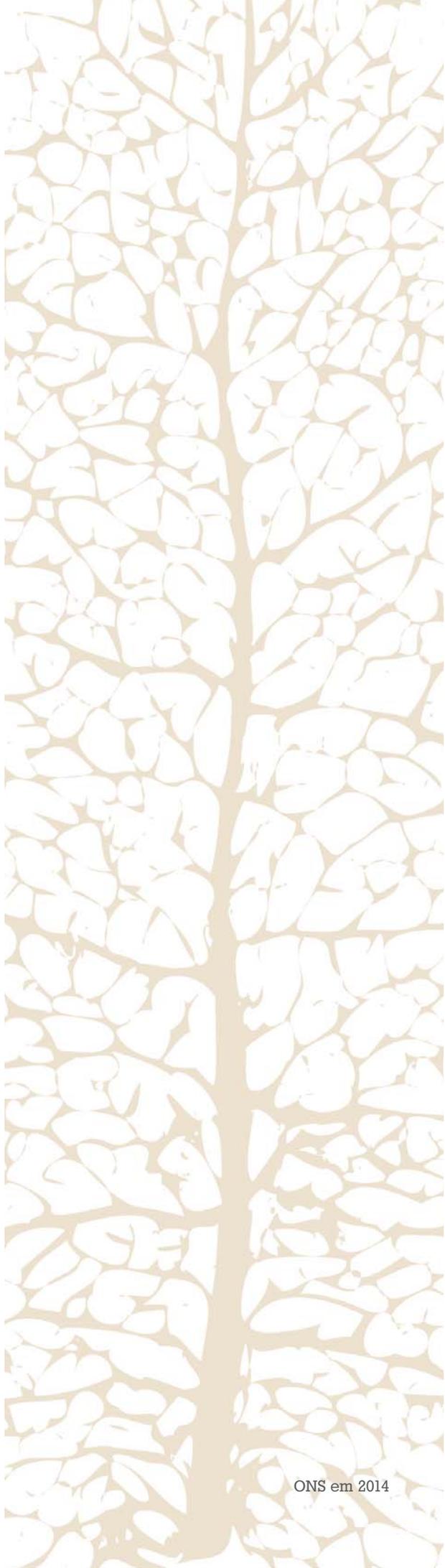
Em 2014, o número de Agentes Associados ao ONS chegou a 362 (6,5% superior ao do ano anterior, 340 agentes), demonstrando o aumento da complexidade dos processos do Operador e a sua crescente responsabilidade como gestor da rede de instituições e instalações envolvidas na operação do SIN.

Em função do impacto das condições hidrológicas desfavoráveis no suprimento de eletricidade, o ONS reforçou seu relacionamento institucional com a sociedade, visando mantê-la permanentemente informada sobre as questões mais relevantes relacionadas à operação do SIN.

No Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, a articulação com o Ministério de Minas e Energia e com a Agência Nacional de Energia Elétrica permitiu viabilizar soluções para assegurar a segurança do suprimento, ao menor custo possível.

As associações setoriais também foram foco da atenção do ONS. Foram realizadas palestras na Abrace, Abraget, Conselho de Infraestrutura da CNI, Conselho Nacional de Recursos Hídricos, Cogen e Fiesp – para apresentar os resultados dos estudos desenvolvidos pelo Operador. O ONS também esteve presente no 11º Encontro Nacional de Agentes do Setor Elétrico, importante evento para o relacionamento com as associações setoriais.

Em função do grande interesse nas condições de atendimento energético, houve no ano um intenso relacionamento com a mídia, tanto por meio de entrevistas do Diretor Geral do ONS, quanto com os esclarecimentos prestados pela equipe de comunicação. O percentual de exposição favorável do ONS na mídia impressa foi de 86,4%.



O Programa de Visitação Institucional recebeu cerca de 800 visitantes no ano. Foram 27 visitas no Rio de Janeiro, 22 em Brasília, 13 em Florianópolis e três no Recife.

Relacionamento Estratégico Internacional

O ONS manteve sua participação no *GO15 – Sustainable and Reliable Power Grids*, atuando diretamente nos trabalhos considerados prioritários: segurança da operação de sistemas elétricos com forte penetração de novas fontes renováveis; aplicação em tempo real de *Phasor Measurement Units (PMU)*; segurança e confiabilidade, com foco em *dynamic system assessment*; e capacidade dos sistemas elétricos suportarem desastres naturais. Em 2014, o Diretor Geral do ONS exerceu a Presidência do *GO15*.

O ONS também esteve nos principais eventos patrocinados pela Comissão de Integração Elétrica Regional (CIER), com destaque para o Congresso IntegraCIER, quando foram celebrados os cinquenta anos da organização. No Subgrupo de Operação, participou do Projeto SIGER/Atlas, que desenvolve um sistema gestor de dados para integração energética regional e um atlas geográfico regional georreferenciado, bem como do Projeto de Refereciamento de Operadores da América Latina, para conhecer as melhores práticas de operação.

Gestão de Pessoas

Ao final do ano, o quadro próprio do ONS era composto por 758 empregados, incluindo nesse total as vagas reservadas para pessoas com deficiência, conforme a Lei nº 8.213/91.

O desenvolvimento alcançado pelo ONS na gestão de pessoas foi reconhecido pela Associação Brasileira de Recursos Humanos (ABRH), que classificou o projeto Gestão de Saúde como um dos três finalistas do 34º Prêmio Ser Humano 2014, na categoria média/grande empresa. O trabalho Valores: Orientadores da Gestão também foi um dos três finalistas do Prêmio Funcoge, na categoria Gestão Empresarial Estratégica.

O contínuo reconhecimento do ONS ao longo dos últimos anos por suas boas práticas de gestão incentiva novas ações estruturadas e corporativas que aprimorem a gestão da organização, a fim de que as equipes estejam cada vez mais preparadas para os desafios associados ao cumprimento da missão institucional.

As ações listadas a seguir representam a implementação em 2014 das estratégias definidas pela Diretoria para captação, desenvolvimento e retenção dos profissionais do Operador:

- **EDUCAÇÃO CORPORATIVA DO ONS**

Inserido nas ações do Planejamento Estratégico 2014-2017, foi estruturado em 2014 o projeto de Educação Corporativa ONS. Seu principal objetivo é efetuar a transição do modelo atual de Treinamento & Desenvolvimento para um modelo de educação baseado prioritariamente em soluções corporativas alinhadas às estratégias da organização, competências, valores e conhecimentos priorizados. Sua estrutura lógica está segmentada em três ênfases de aprendizagem: Institucional, Especialização Técnica e Liderança. Com a adoção desse novo modelo, a organização atuará na formação profissional, não só no que tange à capacitação para a tarefa, mas na preparação integral dos profissionais para os desafios presentes e futuros do ONS e do setor elétrico.

Além disso, foi introduzido na intranet corporativa o recurso do ensino à distância, como alternativa para o autodesenvolvimento, tendo ainda como benefício a redução de custos. Até o final de 2014, doze cursos *online* já estavam disponíveis, correspondendo às competências comuns e do eixo gerencial do ONS.

- **RELAÇÕES DO TRABALHO**

A partir de 2014, foram sistematizadas as ações voltadas para o relacionamento com as entidades sindicais e com grupos de empregados, como forma de antecipar a discussão e o tratamento de questões trabalhistas. Esta estratégia privilegiou o nivelamento constante de informações, bem como o desenvolvimento de estudos e outras ações decorrentes do ACT 2014/15. O processo de diálogo frequente entre a Diretoria, o corpo gerencial, os empregados e as entidades sindicais tem favorecido a busca de soluções para o atendimento de expectativas, proporcionando um clima de maior abertura e confiança na organização.

- **GESTÃO DO CONHECIMENTO**

Em decorrência da conquista do Prêmio Ser Humano, em dezembro de 2013, com o case Gestão do Conhecimento: a prática que gera aprendizado organizacional, o ONS foi convidado para participar de oito eventos técnicos ao longo de 2014, o que aumentou a visibilidade institucional como uma organização que possui melhores práticas de gestão, além de permitir a realização de *benchmarking* com empresas que estão em estágio avançado nessas práticas.

- **PLANO DE RECONHECIMENTO**

A realização do sexto ciclo do Plano de Reconhecimento (Programa Reconhecer+ e Destaques do Ano) consolida a prática deste valor na organização. O Prêmio Reconhecer+ foi concedido a 81 empregados em 2014.

- PLANO DE GESTÃO DE CARGOS E REMUNERAÇÃO - PGCR

Em decorrência da reestruturação de cargos implantada em 2013, foram realizadas ações de capacitação para todos os gestores, abordando a conceituação de Cargos e Salários e as políticas de Gestão de Cargos e Remuneração no ONS.

- PROGRAMA CONSTRUIR

O Programa recruta, seleciona e capacita *trainees* de nível superior e técnico, além de estagiários. Seus resultados têm sido favoráveis, com o aproveitamento pelo ONS de cerca de 49% dos *trainees* de nível superior e 27% dos de nível técnico entre 2001 e 2014.

- PROGRAMAS DE CAPACITAÇÃO

As ações de capacitação estão estruturadas em programas específicos, distribuídos nas ações corporativas detalhadas a seguir:

O **Programa Mais Valor** é voltado à promoção de cursos de capacitação dos empregados, ministrados pelos próprios colaboradores, sobre temas de interesse da organização. O programa oferece aos empregados conteúdos não disponíveis ou sobre os quais a expertise interna do ONS destaca-se no mercado; valoriza os empregados detentores desta expertise; e forma um acervo de conhecimento interno, além de reduzir custos. Em 2014, o programa abordou os seguintes temas: Transmissão em Corrente Contínua (HVDC); Subestações e Equipamentos de Alta Tensão; Metodologia de Tarifação da Transmissão.

Reconhecido pelo MEC como curso de longa duração, com titulação de MBA, e com carga horária de 396h, o **Capacitação em Aspectos Institucionais do Setor Elétrico (Caise)** é dirigido ao público alvo de profissionais especialistas e seniores do Operador. Seu conteúdo é distribuído em quatro módulos: Competências Organizacionais, Fundamentos do Setor Elétrico, Aspectos Institucionais e Alinhamento Estratégico, e o Trabalho de Conclusão de Curso. Em 2014, foram inseridas na grade curricular do Caise palestras com os cinco diretores do ONS, com o objetivo de firmar um importante elo entre o ambiente organizacional e o meio acadêmico. A turma do Caise de 2014, que teve início em 22/01/14 no IAG/PUC, foi composta por 30 alunos.

Realizado em parceria com o GESEL/UFRJ e voltado para profissionais plenos, o **Programa de Desenvolvimento de Engenheiros** tem como objetivos: ampliar e consolidar conhecimentos sobre o setor elétrico brasileiro; contribuir para os processos de integração; e auxiliar no aumento da produtividade e retenção dos profissionais do ONS.

- PROGRAMA DE CERTIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DE OPERADORES - DESENVOLVIMENTO DA OPERAÇÃO

A certificação dos operadores ocorre a cada três anos e atende aos requisitos estabelecidos no Manual de Procedimentos da Operação ao atestar as competências dos Operadores de Sistema e de Instalações da Rede de Operação, habilitando-os para o desempenho de suas funções na Sala de Controle. O programa é alinhado com as competências e valores organizacionais, assegurando, assim, uma maior coerência do programa interno e sua aderência ao contexto do ONS. Em 2014, foram certificados 15 operadores no Recife e 24, no Rio de Janeiro.

- PROGRAMA DE DESENVOLVIMENTO DA OPERAÇÃO

O Programa de Desenvolvimento da Operação visa à melhoria contínua de pessoas e processos dessa atividade, tendo por base referências técnicas, de saúde ocupacional e a aderência às competências e valores organizacionais. O programa abrange todos os profissionais diretamente envolvidos nas atividades da Sala de Controle e tem como insumos os resultados qualitativos da certificação dos operadores.

- GESTÃO DE DESEMPENHO

A Gestão de Desempenho do ONS, em 2014, foi reforçada pela consolidação do programa aos Eixos da Trajetória de Carreira, Competências e Níveis de Complexidade. Os gestores avaliaram seus empregados em metas, competências e atitudes, além da prática e registro do *feedback*. Os empregados avaliaram os gestores em atitudes e se autoavaliaram em competências e atitudes, e também registraram seus *feedbacks*.

- PROGRAMA DE GESTÃO DE SAÚDE

Com base nos bons resultados alcançados na prevenção da saúde dos empregados e de seus familiares após quatro anos de sua implantação, foram realizadas campanhas de vacinação, participação em atividades físicas, ações antiestresse e palestras informativas sobre Distúrbios do Sono, Depressão e Nutrologia e Metabolismo. O Programa de Gestão de Saúde foi ampliado em 2014 com o Projeto Cuidar, que envolve grupos de empregados com necessidades similares, e com o lançamento da Gestão Pessoal de Saúde, que reconhece empregados multiplicadores das ações de saúde.

Responsabilidade Social

Desde 2005, o ONS patrocina ações socioculturais por meio da Lei de Incentivo Fiscal da Prefeitura do Rio de Janeiro (ISS). Nesses nove anos, 42 projetos tiveram o apoio da organização. O objetivo principal do programa é incentivar a cultura brasileira, promovendo a inclusão social e o acesso às produções culturais.

Além disso, essas ações fortalecem a marca do ONS como uma empresa incentivadora de ações sociais, com foco em educação e cultura. Em 2014, foram selecionados quatro projetos, dois dos quais com o patrocínio renovado.

Escola de Circo Social Crescer e Viver

Com o patrocínio renovado pelo sétimo ano consecutivo, o projeto adquire um caráter de continuidade e o reconhecimento público pelo investimento no desenvolvimento social e humano, utilizando as artes circenses como elementos centrais da geração de múltiplas oportunidades de ascensão pessoal e coletiva para crianças, adolescentes e jovens.

Ponto Cine

O projeto foi patrocinado pelo ONS pelo quinto ano consecutivo. Tem o objetivo de viabilizar a programação anual de filmes brasileiros e facilitar o acesso da população, por meio de ingressos a preços populares, ao Ponto Cine, primeira sala popular de cinema digital do Brasil, além do acesso gratuito a 10 mil estudantes da rede pública de educação.

Musical Cássia Eller

O espetáculo tem como objetivo prestar uma homenagem à vida e à obra de uma das mais talentosas cantoras da história brasileira. Recria os momentos mais marcantes de sua carreira, suas principais canções e seu legado artístico e cultural.

Velho Guerreiro – O Musical

Musical sobre Chacrinha, o Velho Guerreiro, considerado o maior comunicador da TV brasileira. Ele foi líder de audiência por mais de uma década e lançou os maiores cantores da música popular brasileira. Com texto de Pedro Bial, o espetáculo é repleto de músicas, bastidores e curiosidades da TV e dos artistas nacionais.

Em R\$ mil

Balanzo Sintetizado	2014	2013	Var %
Indicadores Econômicos			
Receita Operacional Bruta	485.500	539.447	-10
Receita Operacional Líquida	417.068	463.172	-10
Resultado Operacional	6.770	70.204	-90
Indicadores Financeiros			
Ativo Total	223.893	215.688	4
Patrimônio Líquido	132.217	127.269	4
Dívida Líquida	2.995	5.590	-46
Quadro de Associados	362	340	6,5
Corpo Funcional			
Empregados	758	750	1,1
Admissões no período	40	33	21,2
Distribuição do Valor Adicionado			
Pessoal e encargos	223.877	220.040	2
Impostos, taxas e contribuições	108.708	136.617	-20
Juros e aluguéis	23.010	20.592	12

“ONS em 2014” é uma versão resumida do Relatório Anual ONS 2014 e do Relatório Dados Relevantes da Operação do SIN 2014

Ambas as publicações estão disponíveis na íntegra em www.ons.org.br

Produção: Assessoria de Planejamento e Comunicação do ONS

www.ons.org.br

info@ons.org.br

