

RELATÓRIO ANUAL 1999





Conselho de Administração

Representantes da categoria Produção

Altino Ventura Filho
Celso Ferreira, presidente do Conselho
Jorge Nassar Palmeira
Lindolfo Zimmer
Manoel Arlindo Zaroni Torres
Marcos Aurélio Madureira da Silva
Sidney Simonaggio

Representantes da categoria Transporte

Celso Sebastião Cerchiar, que substituiu Reinaldo José Rodrigues
Cláudio Ávila da Silva
Leonardo Lins de Albuquerque
Reni Antonio da Silva

Representantes da categoria Consumo

Fernando Quartim B. Figueiredo
José Moreno Fariña
Marcelo Silveira da Rocha
Moisés Afonso Sales Filho
Paulo Roberto G. Monteiro de Barros
Vicente José Rauber
Wilson Pinto Ferreira Júnior

Representante do Ministério de Minas e Energia

Jorge Marques de Azevedo, que substituiu Oswaldo Baumgarten

Diretoria Executiva

Diretor Presidente

Mario Fernando de Melo Santos

Diretor de Operação

Carlos Ribeiro

Diretor de Assuntos Corporativos

Heitor Gontijo de Paula

Diretor de Planejamento e Programação da Operação

Hermes Jorge Chipp

Diretor de Administração dos Serviços da Transmissão

Roberto José Ribeiro Gomes da Silva

Conselho Fiscal

Adalberto José de Campos Filho
Hélio Lopes Carvalho
Márcio Nascimento Magalhães



Membros associados e participantes do ONS

AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. (AES SUL)
AES Uruguiana Empreendimentos Ltda. (Uruguiana)
Bandeirante Energia S.A. (BE)
Caiuá Serviços de Eletricidade S.A. (Caiuá)
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A. (CDSA)
Centrais Elétricas de Goiás S.A. (Celg)
Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. (Celesc)
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte)
Centrais Elétricas do Pará S.A. (Celpa)
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. (Cemat)
Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. (Gerasul)
Companhia de Eletricidade da Borborema (Celb)
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (Coelba)
Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro (Cerj)
Companhia de Energia Elétrica de Tocantins (Celtins)
Companhia de Geração de Energia Elétrica Paranapanema (CGEEP)
Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê (CGEET)
Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica (CGTEE)
Companhia de Interconexão Energética (Cien)
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP)
Companhia Energética de Alagoas (Ceal)
Companhia Energética de Brasília (CEB)
Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig)
Companhia Energética de Pernambuco (Celpe)
Companhia Energética de São Paulo S.A. (Cesp)
Companhia Energética do Ceará (Coelce)
Companhia Energética do Maranhão (Cemar)
Companhia Energética do Piauí (Cepisa)
Companhia Energética do Rio Grande do Norte (Cosern)
Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE)
Companhia Força e Luz Cataguazes Leopoldina (CFLCL)
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf)
Companhia Jaguari de Energia (CJE)
Companhia Luz e Força Santa Cruz (CLFSC)
Companhia Nacional de Energia Elétrica (CNEE)
Companhia Paraibuna de Metais (UHE Sobragi)
Companhia Paranaense de Energia (Copel)
Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL)

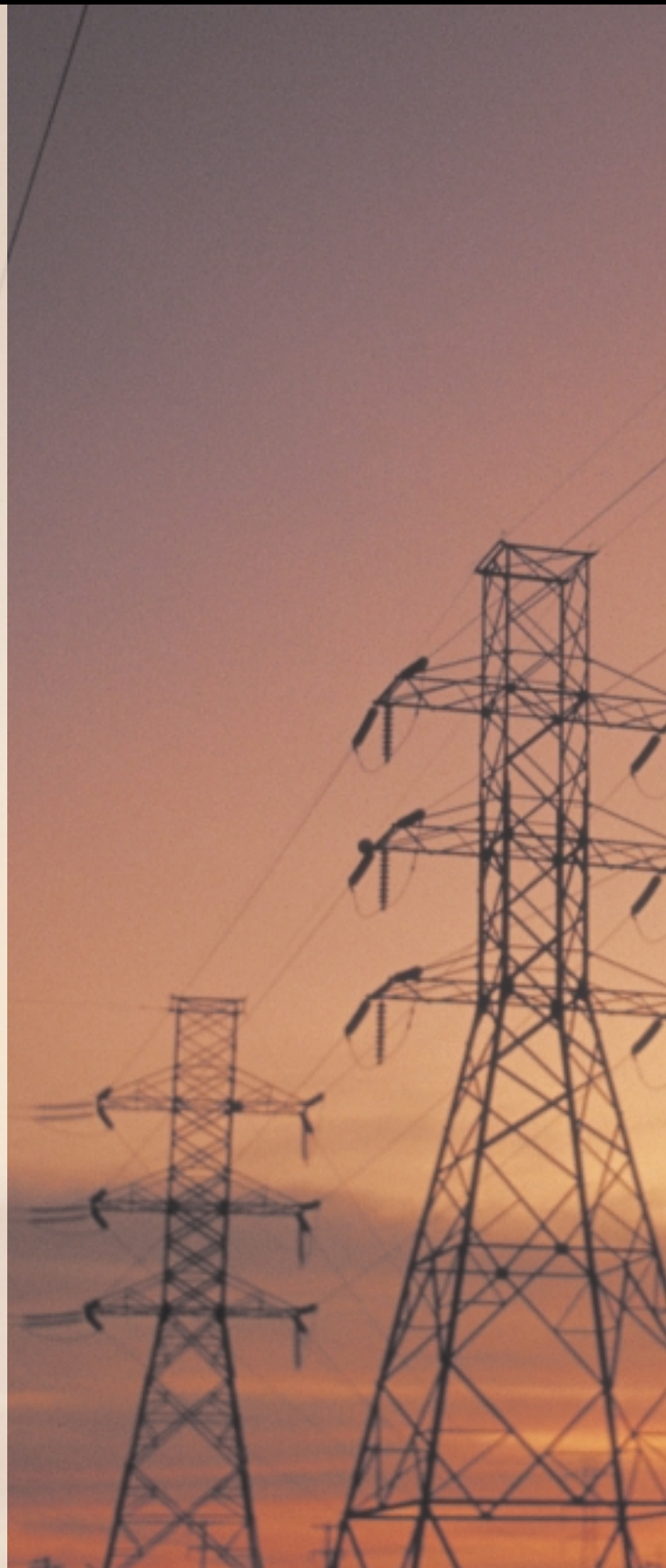
Companhia Sul Paulista de Energia (CSPE)
Consórcio Canoas (Canoas)
Consórcio Guilman/Amorim (Guilman Amorim)
Consórcio Igarapava (Igarapava)
Elektro – Eletricidade e Serviços (Elektro)
Eletrobrás Termonuclear S.A. (Eletronuclear)
Eletropaulo Metropolitana – Eletricidade de São Paulo S.A. (Eletropaulo Metropolitana)
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. (EEVP)
Empresa Elétrica Bragantina S.A. (EEB)
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. (Enersul)
Empresa Energética de Sergipe S.A. (Energipe)
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. (Emae)
Empresa Paulista de Transmissão de Energia Elétrica S.A. (EPTE)
Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S.A. (Eletrosul)
Enron America do Sul (Enron)
Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. (Escelsa)
Furnas – Centrais Elétricas S.A. (Furnas)
Itá Energética S.A. (Itá)
Itaipu Binacional (Itaipu)
Light – Serviços de Eletricidade S.A. (Light)
Rio Grande Energia S.A. (RGE)
Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba (Saelpa)
Ministério de Minas e Energia (MME)
Conselhos de Consumidores das Regiões Sul/Sudeste-Centro Oeste
Conselhos de Consumidores das Regiões Norte/Nordeste

MENSAGEM DO PRESIDENTE

Apresentar este Relatório Anual relativo às atividades realizadas em 1999 é mais do que divulgar ações e números do primeiro ano completo de atuação do Operador Nacional do Sistema Elétrico. Vem consolidar aquilo que nasceu junto com a entidade: a transparência de seus processos e produtos e o estrito cumprimento das atividades previstas para o ONS no novo modelo do setor elétrico. Constitui-se assim uma nova etapa em que se prevê um modelo gestor diversificado, com agentes privados e públicos, que atuarão no ciclo compreendido pela produção, transmissão e comercialização de energia elétrica.

Cabe ao ONS coordenar e controlar a operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). Sua missão é otimizar a operação eletroenergética e garantir a confiabilidade do sistema de transmissão, assegurando a qualidade e a economicidade do produto energia elétrica, além de zelar e garantir o livre acesso à rede básica. Com estas funções que lhe foram atribuídas, o ONS substituiu a estrutura cooperativa da coordenação da operação, que incluía o Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI) e o Comitê Coordenador da Operação Norte/Nordeste (CCON). Cabe também ao ONS implementar as novas funções relacionadas com a proposição de ampliação e reforços da transmissão decorrentes de novas solicitações de acesso, bem como aquelas necessárias à otimização eletroenergética.

No histórico ano de 1998 é que se encontra o marco de criação e constituição do ONS. Em 11 de novembro, a Aneel autoriza o seu funcionamento, mas foi um pouco antes, em 26 de agosto, que a Assembléia Geral de constituição do ONS aprova o seu estatuto e elege os Conselhos de Administração e Fiscal. Em outubro de 1998 deu-se a instalação efetiva do Operador com a posse de sua Diretoria Executiva, que, com o apoio de uma equipe núcleo, iniciou sua organização e a preparação da transição das atividades desempenhadas pelo GCOI e CCON para o ONS.



Concluída a base legal, a entidade parte, no ano seguinte, para o desafio de assumir o controle do processo da operação do Sistema Interligado Nacional e, em seguida, a execução dos processos de planejamento e programação eletroenergética de operação. As novas funções de Administração dos Serviços de Transmissão são gradualmente implantadas e a elaboração dos Procedimentos de Rede avança a passos largos, tudo dentro de um processo aberto e com intensa participação dos agentes do setor. Um período de grande sinergia, envolvendo colaboradores do mais alto gabarito, formando uma massa crítica capaz de aliar o cumprimento dos prazos à qualificação dos processos e decisões.

Em síntese, os grandes desafios do ONS foram:

- ▶ Proceder à operação do sistema elétrico nacional interligado dedicando particular atenção às restrições hidrológicas e técnicas a que ele estava circunstancialmente submetido, buscando, dentro desse quadro, assegurar a continuidade e qualidade no suprimento de energia elétrica.
- ▶ Atender às demandas de relacionamento institucional exercidas sobre o Operador em decorrência das suas atribuições no atual modelo do Setor Elétrico e dos condicionantes legais e de regência que sobre ele atuam. Tais atribuições e condicionantes geram subordinações normativas em relação à Aneel, enquanto órgão regulador, e ao Governo no que diz respeito às suas políticas e diretrizes gerais. Com relação ao Conselho de Administração, suas relações são regidas pelo seu Estatuto Social, cabendo ainda menção às relações institucionais e operacionais com o MAE/Asmae, com o CCPE e de forma especial com os Agentes.
- ▶ Concluir a elaboração, a discussão e a aprovação dos Procedimentos de Rede como um requisito à adequada operação do sistema elétrico e ao atendimento das relações institucionais acima. Destacam-se os Procedimentos de Rede inerentes ao ONS, que, entretanto, têm rebatimento nas Regras e Procedimentos de Mercado do MAE, aqueles que dizem respeito ao Acesso, Ampliação e Reforços na Rede Básica, que inclusive dão suporte aos contratos CUST e CPST, bem como aqueles que formatam os procedimentos relativos às práticas do GCOI.
- ▶ Paralelamente, a partir das proposições contidas no projeto RE-SEB e das diretrizes emanadas do Conselho de Administração, aprimorar, implementar e concluir a estruturação organizacional e a instrumentalização corporativa do ONS como condição vital à consecução dos desafios e objetivos referidos nos pontos anteriores.

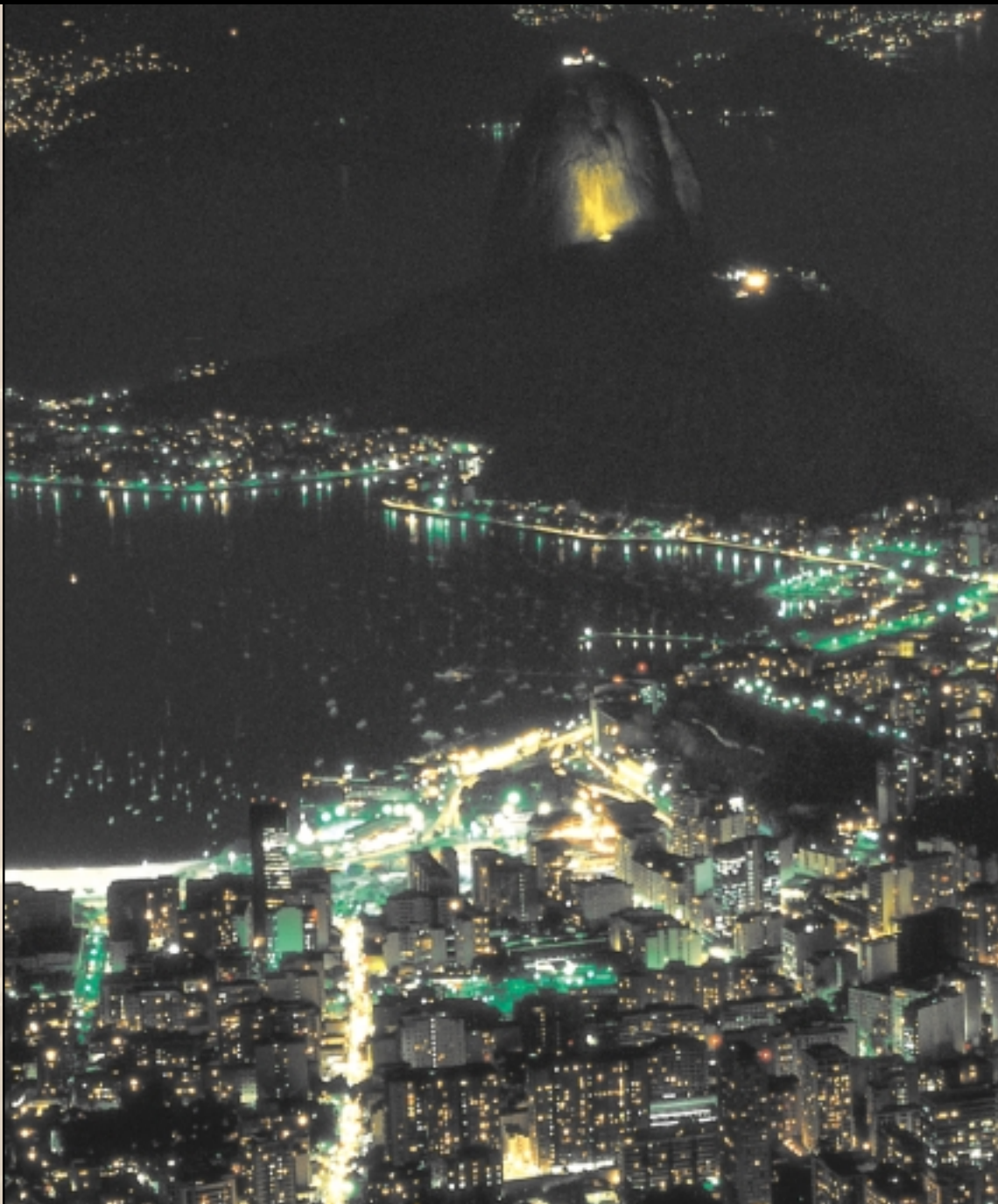
Este primeiro Relatório Anual apresenta a nossos associados e aos demais agentes setoriais, bem como a todos os segmentos da sociedade organizada que se relacionam com o setor elétrico, a criação, a constituição, a gestão operacional, os planos, os números e os resultados do ONS no ano que se encerrou. É a realização do compromisso de tornar o Operador inexoravelmente ligado à transparência, à modernidade e ao profissionalismo em suas gestões e de atender cada associado com absoluta equidade, sem perder de vista seu compromisso primeiro, que é o de assegurar a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) com a maior sinergia e confiabilidade possível.


Finalmente, cabe aqui expressar nosso agradecimento pela orientação e apoio recebidos do Ministério de Minas e Energia, da Aneel, dos Conselhos de Administração e Fiscal e de todos os agentes associados, que tornaram possíveis essas realizações. Um agradecimento especial à Eletrobrás, que não mediu esforços para dar as condições necessárias à implantação do Operador. Cabe ainda agradecer de público a todos os profissionais do setor elétrico que apoiaram os trabalhos do ONS e em especial ao quadro de empregados do ONS, cuja experiência e excelência técnica em muito contribuíram para a qualidade dos resultados alcançados.

MARIO FERNANDO DE MELO SANTOS



AS BASES DO OPERADOR





A base legal que instituiu o ONS seguiu um extenso roteiro, condizente com a abrangência das atribuições e poder de decisão conferidos à entidade. Criado pela Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, regulamentada pelo Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, o Operador teve funcionamento autorizado pela Resolução nº 351 da Agência Nacional de Energia Elétrica, em 11 de novembro do mesmo ano.

Em 10 de fevereiro do ano seguinte, a Resolução 25 da Aneel aprovou o Manual de Procedimentos da Operação, que permitiu ao ONS assumir a operação do sistema em 1 de março de 1999, marco que estabeleceu, através da macrofunção Operação do Sistema, o início da transferência para o ONS das atribuições do Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI) e do Comitê Coordenador de Operações Norte/Nordeste (CCON). Cabe ressaltar que os processos relativos ao planejamento e programação da operação eletroenergética continuavam nesta oportunidade a serem executados em regime de coexistência pelo GCOI e ONS. Em 26 de maio, com a extinção do GCOI, estes processos foram, de fato e de direito, assumidos pelo ONS.

Para completar o ciclo de estabelecimento de seus parâmetros legais, foi dada continuidade ao extenso, abrangente e complexo trabalho de elaboração dos Procedimentos de Rede do ONS, que constituem a codificação necessária e indispensável para que o Operador possa vir a exercer em sua plenitude as suas funções estabelecidas no novo modelo do Setor Elétrico Brasileiro. Sob a delegação dos diversos Agentes, com transparência de ações, respeitando de forma equânime o direito individual de cada agente, e voltado para a sociedade como um todo.

REGÊNCIA DO ONS

A regência do ONS é composta de uma Assembléia Geral, da qual fazem parte representantes da produção, do consumo e do transporte de energia elétrica, com direito a voto, além de um representante do Ministério de Minas e Energia e dois dos Conselhos de Consumidores. Diretamente subordinados à Assembléia Geral, estão constituídos o Conselho Fiscal, composto por três integrantes, e o Conselho de Administração, sendo este composto de sete representantes da categoria da produção, quatro do transporte, sete do consumo e um do Ministério de Minas e Energia; este sem direito a voto, mas com poder de veto em questões que conflitam com as diretrizes e políticas governamentais para o setor. A Diretoria Executiva é formada por um diretor-presidente e quatro diretores.

AÇÕES DESENVOLVIDAS





O ano de 1999, primeiro na vida do ONS, caracterizou-se pela constante e intensa demanda de trabalho e responsabilidade exercida sobre a organização.

Os desafios da estruturação empresarial foram enfrentados, ao mesmo tempo em que foram assumidas as funções de coordenação da operação do sistema, embasadas na aprovação pelos agentes e pela Aneel do Manual de Procedimentos da Operação. Simultaneamente, foram absorvidas as funções técnicas de planejamento e programação eletroenergética, anteriormente conduzidas pelo GCOI e CCON e concebidos e implantados os novos processos relativos à administração dos serviços de transmissão, tudo isto num cenário em que o Sistema Interligado Nacional se encontrava operando próximo aos seus limites de segurança. Os processos de certificação à Norma ISO 9000 e de modernização dos Centros de Operação do ONS foram iniciados. Trabalhou-se intensamente no relacionamento com os agentes visando estabelecer os Procedimentos de Rede em sintonia com o novo modelo institucional, principalmente aqueles com reflexos na implantação do Mercado Atacadista de Energia (MAE).

Para fazer frente aos desafios que foram a marca registrada de 1999, algumas ações desenvolvidas pelo ONS merecem destaque, seja pela sua característica inovadora, seja pela extensão de seu impacto sobre a sociedade.

AÇÕES DESENVOLVIDAS

IMPLEMENTAÇÃO TÉCNICO-INSTIUCIONAL

Esta implementação foi caracterizada pelas ações necessárias para que o ONS viesse a cumprir em sua plenitude as atribuições que lhe são conferidas por leis, com destaque para a elaboração dos Procedimentos de Rede, principalmente aqueles que interferem na implantação do MAE e nas novas funções de Administração da Transmissão.



PROCEDIMENTOS DE REDE

Os Procedimentos de Rede descrevem de forma clara e inequívoca como a entidade deve desempenhar as suas funções de planejamento e programação da operação, supervisão e controle da operação em tempo real, além da análise de pós-operação, que foram transferidas do GCOI e do CCON para o Operador. Soma-se a isto a definição das novas funções relativas à administração da transmissão de energia, incluindo as regras de integração de novas instalações à rede básica de transmissão, assegurando o livre acesso à rede, a contabilização e cobrança dos encargos de transmissão e serviços ancilares, além das ampliações e reforços necessários para a operação adequada da rede básica. Estes Procedimentos definem as responsabilidades das partes e as informações a serem disponibilizadas pelos agentes setoriais na execução desses processos.



Em 1999, o ONS empregou os recursos disponíveis na codificação e discussão com os agentes dos Procedimentos de Rede, através da criação de Grupos Especiais e da realização de Workshops externos, o que permite visualizar que até o início do ano 2001 este trabalho será concluído, sendo prevista a aprovação gradual de módulos pelo Conselho de Administração até o final de 2000 para encaminhamento e homologação da Aneel. Deve-se ressaltar também todos os esforços que foram prioritariamente empreendidos até então na elaboração dos Procedimentos de Rede comuns ao ONS e ao Mercado Atacadista de Energia (MAE) com o objetivo de viabilizar a implantação do novo mercado, ainda no ano 2000.

A seguir, está apresentada a relação dos 22 módulos, integrados por 139 submódulos, que irão compor os Procedimentos de Rede do ONS:

Nº	MÓDULOS	Nº	MÓDULOS
01	Introdução Geral	12	Medição
02	Padrões de Desempenho da Rede Básica e requisitos mínimos para suas instalações	13	Telecomunicações
03	Acesso aos Sistemas de Transmissão	14	Serviços Ancilares
04	Ampliações e Reforços na Rede Básica	15	Contabilização e Liquidação dos Serviços de Transmissão e Serviços Ancilares
05	Consolidação da Previsão de Carga	16	Gerenciamento da Manutenção
06	Planejamento da Operação Elétrica	17	Requisitos de Informações e Compromissos entre os Agentes e o ONS
07	Planejamento da Operação Energética	18	Modelos Computacionais
08	Programação Diária da Operação	19	Indicadores de Não-Conformidade
09	Hidrologia Operacional	20	Definições e Glossário
10	Manual de Procedimentos da Operação	21	Estudos Especiais
11	Proteção e Controle	22	Análise de Perturbações

Cabe destacar que em 1999 foram concluídos os Módulos 03 e 10, sendo que os Módulos, 02, 04, 06, 07, 08, 09, 11, 12, 21 e 22 se encontravam ao final do ano em fase avançada de elaboração. Os demais módulos dos Procedimentos de Rede deverão ser elaborados ao longo do ano 2000.

O ONS E O PROCESSO DE IMPLEMENTAÇÃO DO MAE

Outro ponto importante de atuação do ONS dentro do novo contexto do setor elétrico tem sido sua integração ao processo de implementação do Mercado Atacadista de Energia, que ainda depende da codificação das regras e procedimentos indispensáveis para o pleno funcionamento do mercado competitivo.

A implantação do MAE, prevista para setembro de 2000, exigiu no decorrer de 1999 uma especial atenção do ONS, com destaque para as questões relativas à:

- ▶ Elaboração de Procedimentos de Rede em sintonia com as Regras de Mercado;
- ▶ Desenvolvimento e validação de modelos computacionais que serão utilizados na otimização eletroenergética pelo ONS e na precificação do MAE;
- ▶ Planejamento da implantação de um único Sistema de Medição de Energia, que será utilizado pelo Mercado para contabilização e liquidação da energia de curto prazo e pelo ONS para contabilização dos encargos de transmissão e de serviços auxiliares; e
- ▶ Instalação de um sistema de troca de informações e dados entre o ONS e o MAE garantindo a ambos os meios necessários ao cumprimento das atribuições que lhes foram delegadas.

Os esforços concentrados pelo ONS e pela Asmae em 1999, entidades estas com grande responsabilidade na implantação do novo modelo setorial, certamente irão garantir o sucesso desejado na formação dos novos pilares do Setor Elétrico Nacional.

AÇÕES DESENVOLVIDAS



IMPLEMENTAÇÃO DAS FUNÇÕES DA ADMINISTRAÇÃO DA TRANSMISSÃO

O novo modelo institucional do setor elétrico tornou necessária a celebração de novas relações contratuais pautadas principalmente na desverticalização das empresas, no livre acesso à transmissão e na progressiva liberdade de negociação entre os agentes produtores, distribuidores, comercializadores e consumidores livres, além dos agentes importadores e exportadores de energia elétrica.

Neste contexto, e mediante um amplo processo de discussão e negociação, foram assinados até o final de 1999:

- a) 14 dos 15 Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST), assinados entre o ONS e as empresas transmissoras, estabelecendo as relações entre as transmissoras e o ONS para a prestação desses serviços aos usuários;
- b) 37 dos 40 Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST-D), assinados entre o ONS e as empresas distribuidoras, definindo a forma de utilização da rede básica, as condições de atendimento a estes usuários, incluindo aspectos relativos à qualidade da energia.

Destes contratos, oito tiveram o seu respectivo Contrato de Constituição de Garantia (CCG) assinado, estabelecendo as garantias financeiras para pagamento dos encargos do uso do sistema, ficando os demais ainda dentro dos prazos estabelecidos para sua apresentação.

- c) Sete dos 25 Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST-G), assinados entre o ONS e as empresas geradoras, estabelecendo as mesmas relações firmadas com as distribuidoras, porém, contendo apenas cláusulas técnicas, uma vez que não há pagamento de encargos de uso do sistema de transmissão por parte dos geradores na vigência dos contratos iniciais.

Houve ainda um grande avanço das negociações entre os agentes, sob coordenação do ONS, na incorporação aos referidos contratos de cláusulas relativas à responsabilidade civil.

Com o início da cobrança dos encargos de transmissão a partir de junho, estes contratos movimentaram recursos da ordem de R\$ 800 milhões durante o ano de 1999.

Foi também iniciada a discussão para celebração dos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão – CCT, a serem firmados entre as empresas transmissoras e os agentes a elas conectados (geradores e distribuidores), com interveniência do ONS.

No que tange aos encargos de uso da rede básica, o ONS, em parceria com a Aneel, manteve a estrutura necessária para possibilitar aos agentes a execução das simulações destinadas à estimativa dos encargos a serem praticados no período 2000-2003.

Cabe ressaltar que, com a criação do Comitê Coordenador de Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE), foram iniciados ainda em 1999 os entendimentos entre o ONS e a coordenação do CCPE, visando o estabelecimento de um Protocolo de Entendimentos para o relacionamento entre as partes no que tange à expansão do sistema de transmissão.



AÇÕES DESENVOLVIDAS

GESTÃO TÉCNICO-OPERACIONAL

Esta gestão foi caracterizada pela execução das atividades intrínsecas à cadeia do planejamento da operação eletroenergética, compreendendo os estudos relativos às ampliações e reforços na rede básica, os estudos pré-operacionais para a entrada em operação de novas instalações, o planejamento e a programação da operação, a operação em tempo real, os instrumentos relativos à análise pós-operativa, bem como demais ações voltadas para a modernização e segurança do sistema.

ACESSO, AMPLIAÇÕES E REFORÇOS DA REDE BÁSICA

No que se refere à gestão da rede básica, foram analisadas cerca de 25 consultas de acesso à rede básica por parte de diversos agentes, sendo aprovados os acessos da distribuidora DME — Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas (MG) — da distribuidora RGE, em Missões (RS), e da etapa provisória de operação da UTE Uruguaiana.

Para a definição e reforços na rede básica, foram elaborados e encaminhados à Aneel os documentos “Ampliações da Rede Básica — Período 1999-2002” e “Reforços da Rede Básica — Período 1999-2001”, além de 10 pareceres referentes à viabilidade técnico-econômica de novos empreendimentos de transmissão que serviram de subsídios para os processos de licitação e autorização por parte daquela Agência. Foram também iniciados, através de grupos especiais contando com participação dos diversos agentes, os trabalhos de elaboração do Plano de Ampliações e Reforços 2001-2003.

O ONS iniciou o desenvolvimento de toda uma base referencial para o estabelecimento dos padrões de desempenho da rede básica e dos requisitos mínimos das suas instalações, que serviram como base para os trabalhos de apoio à Aneel na elaboração das especificações técnicas para licitação das linhas de transmissão Tucuruí-Vila do Conde C2 500kV, Taquaruçu-Assis-Sumaré 440kV, Campos Novos-Blumenau 500kV, subestação Itajubá 500/138kV, além das interligações Norte/Sul C2 e Nordeste/Sudeste 500kV.





Considerando a mudança introduzida pelo novo modelo do setor elétrico, onde novas regras de responsabilidade pela qualidade da energia elétrica necessitam ser estabelecidas, foram desenvolvidos em 1999 os trabalhos do grupo especial de qualidade, sob coordenação do ONS e com participação de agentes do setor, além de fabricantes, de universidades e da Aneel. A partir destes trabalhos, foram estabelecidos, em caráter preliminar, os indicadores de desempenho do sistema, visando sua futura consolidação.

Dentre as atribuições estabelecidas para o ONS, consta a contratação e administração dos serviços complementares aos de geração e transporte de energia, designados como serviços ancilares. Neste sentido, foram iniciados os trabalhos para propor à Aneel os arranjos técnicos e comerciais destinados a orientar o provimento destes serviços.

AÇÕES DESENVOLVIDAS

OPERAÇÃO ELETROENERGÉTICA

Desafios foram as marcas registradas do ano de 1999 para o ONS. As condições hidroenergéticas das regiões Sudeste e Nordeste apresentaram-se bastante desfavoráveis, durante o ano, fazendo com que o ONS priorizasse ações operativas nestas regiões.

Deve-se ressaltar a realização pelo ONS de estudos de caráter sistêmicos, que permitiram o gerenciamento das intervenções na malha de transmissão através de ações coordenadas por este Operador junto aos Agentes de Transmissão e que possibilitaram a disponibilização de equipamentos de transmissão/transformação de energia e implicando desta forma na redução dos riscos de desabastecimento nos centros de carga. Ao longo do ano, foram analisados 4.185 pedidos de desligamentos da rede de operação, sendo que destes 598 foram reprogramados para outras datas por necessidades das próprias empresas ou por questões de segurança do sistema. Ressalta-se ainda que através da realização destes estudos pôde-se vislumbrar também a maneira mais adequada de se explorar a geração nas bacias cujos armazenamentos encontravam-se mais favoráveis, com a conseqüente otimização na utilização dos recursos energéticos existentes.

Atento à complementaridade energética entre as regiões do país, o ONS programou intercâmbios de energia entre as regiões Norte, Nordeste, Sul e Sudeste, o que permitiu garantir a plena utilização econômica dos recursos disponíveis em cada região, minimizando os custos operativos e preservando a confiabilidade do sistema.

É importante destacar também a realização dos estudos pré-operacionais, envolvendo a entrada em operação do Sistema de Transmissão associado à Interligação Norte/Sul, onde foram analisados todos os aspectos referentes à segurança, confiabilidade, desempenho do sistema e à necessidade de implantação de esquemas especiais de controle de emergências para a operação deste empreendimento de porte do sistema de transmissão.

Desta forma, em março de 1999 a Interligação Norte/Sul foi disponibilizada para a operação, o que permitiu a integração energética das regiões Norte e Nordeste com as regiões Sul e Sudeste, integrando também de forma definitiva o Sistema Interligado Nacional.



AÇÕES DESENVOLVIDAS



A entrada em operação do sistema de transmissão da Interligação Norte/Sul permitiu que o ONS pudesse adotar uma política flexível, em base diária, com relação à maximização de transferência de energia entre esses sistemas, de acordo com as necessidades das regiões Norte/Nordeste e Sul/Sudeste. Assim, a partir de março de 1999, a política eletroenergética adotada previa a maximização de transferência de energia para a Região Nordeste, exceto em períodos de carga pesada, tendo esta transferência atingido valores de cerca de 850 MWmed, ao longo do dia.

Em condições de carga pesada, tendo em vista a necessidade de atendimento à ponta do sistema, a transferência de energia era maximizada para a Região Sudeste, atingindo valores de cerca de 600 MW. Destaca-se que esta política de operação coordenada e flexível adotada pelo ONS foi de fundamental importância para garantir o adequado abastecimento de energia ao Nordeste, política adotada até o início do último quadrimestre de 1999, quando as condições hidrológicas para esta região se mostraram satisfatórias.

Com relação ao Sudeste, o ONS adotou também várias medidas com objetivo de garantir o atendimento energético à região durante o ano de 1999, tendo em vista os níveis de armazenamento atingidos pelos reservatórios ao final do verão de 1998/1999. O Operador despachou progressivamente, até o seu valor máximo, a geração das usinas térmicas das regiões Sudeste e Sul, importou energia das usinas da Região Sul e, com a melhoria das condições hidrológicas da Região Nordeste a partir do último quadrimestre de 1999, passou a importar também energia do Norte/Nordeste através da interligação Norte/Sul. Além dessas medidas, merece destaque também a operação especial coordenada da Usina de Itaipu, em que um maior deplecionamento de seu reservatório permitiu a disponibilização adicional de cerca de 1.000 MWmed para o Sistema Interligado Nacional.

Atento também ao uso múltiplo da água, o ONS analisou e coordenou as condições para a operação hidroenergética da Hidrovia Tietê-Paraná, garantindo a sua navegabilidade e permitindo desta forma a passagem de comboios mesmo com níveis reduzidos de armazenamento dos reservatórios das bacias dos rios Tietê e Paraná.

Para o pleno atendimento à ponta de carga do sistema, o ONS adotou várias ações, destacando-se o gerenciamento de manutenção de unidades geradoras hidráulicas e térmicas, bem como a utilização de recursos adicionais de geração disponibilizados pela entrada em operação das usinas de Igarapava, Salto Caxias, Canoas I e II, Santa Branca, Willian Arjona e Cuiabá e de unidades adicionais nas usinas de Sobragi, Porto Primavera e Rosal.

Deve-se destacar ainda a integração com a Cammesa, que culminaram com o estabelecimento de acordos operativos e convênios de intercâmbio técnico ONS- Cammesa, tendo em vista a entrada em operação no ano 2000 da Interligação Brasil-Argentina, via Conversora de Garabi.



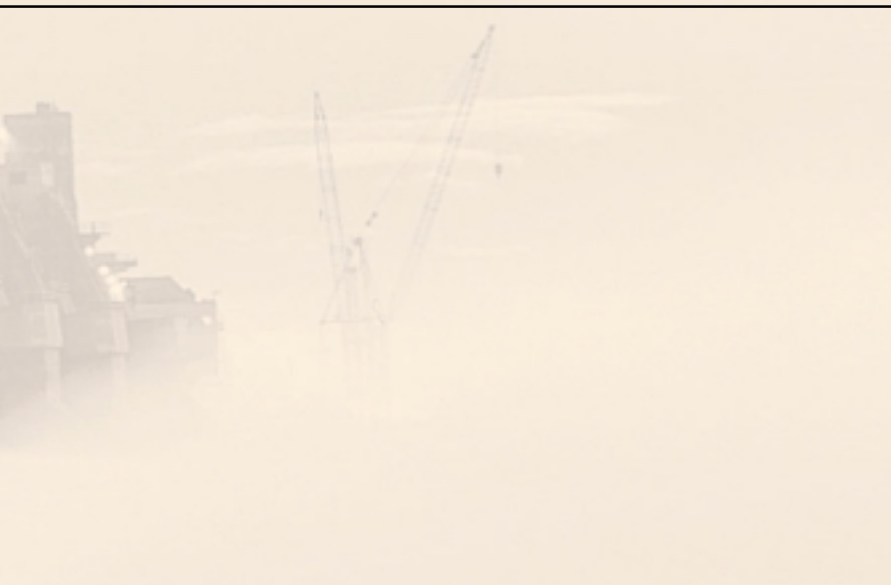
AÇÕES DESENVOLVIDAS

ATENDIMENTO A ÁREAS GEOELÉTRICAS

O ONS tem baseado suas gestões operacionais em ações preventivas e corretivas, avaliando regularmente a situação eletroenergética e apontando soluções para garantir o atendimento aos consumidores. A partir de análises feitas em cada área geoeletrica do Sistema Interligado Nacional, enfocando principalmente as previsões para o período de verão de 1999/2000, o Operador diagnosticou como áreas que mereciam atenção especial o Rio de Janeiro/Espírito Santo, Rio Grande do Sul, Mato Grosso e o sul e sudoeste da Bahia. Foram constituídas Comissões Especiais de Atendimento aos estados do Rio Grande do Sul e Rio de Janeiro/Espírito Santo por se tratarem de áreas que requerem soluções que envolvem obras de custo elevado. Coordenadas pelo Operador, essas Comissões contaram com a participação do Ministério de Minas e Energia, das respectivas Secretarias de Energia de Estado, Aneel, dos agentes envolvidos e da Eletrobrás.

Com base na Resolução 268, da Aneel, o ONS adotou providências para evitar o desabastecimento nas áreas atendidas pelas Comissões supracitadas. No caso do Rio de Janeiro/Espírito Santo, foi priorizada a instalação de compensação reativa capacitiva total da ordem de 400Mvar, dos quais 330Mvar já se encontram instalados; foi implementado um gerenciamento de demanda; foi agilizada a entrada em operação da usina de Rosal; o gerenciamento do combustível de Angra 1; e a disponibilização da usina termelétrica da Companhia Siderúrgica Nacional.

No Rio Grande do Sul, as providências adotadas incluíram a instalação de compensação reativa capacitiva total na área de 340Mvar, dos quais cerca de 300Mvar já estão disponíveis para operação; a antecipação da entrada da UTE Uruguaiana e a antecipação da data de entrada em operação da SE Santo Ângelo, da LT 500kV Santo Ângelo-Itá e das LTs 230kV Santo Ângelo-Santa Rosa e Santo Ângelo-São Borja.



No Mato Grosso, estudos concluídos pelo ONS permitiram a integração da UTE Cuiabá (150MW) ao sistema e a utilização total desta potência, superando dificuldades para controle de tensão e evitando o racionamento de energia nesta região, além da utilização de eventuais excedentes para o sistema interligado.

Para atender ao aumento de demanda previsto nas comemorações dos 500 anos do descobrimento do Brasil, foi energizado, no sul da Bahia, em caráter emergencial, um banco de capacitores de 50Mvar/230kV na SE Funil. Na região oeste do estado, houve a necessidade de um gerenciamento da demanda de ponta aos sábados, quando ocorre a máxima solicitação do sistema. A Coelba e alguns consumidores horosazonais acordaram o deslocamento para fora da ponta dos sábados.

Na Região Nordeste, para atender às áreas críticas identificadas no período 1998/1999, priorizou-se a entrada em operação da LT Mirueira-Campina Grande-Natal em outubro de 1999 e a energização, em dezembro de 1999, de um banco de capacitores 50Mvar/230kV na SE Delmiro Gouveia, no Estado do Ceará.

As providências, administradas e coordenadas pelo ONS, permitiram que o atendimento a estas áreas geolétricas fosse feito com sucesso, evitando riscos para o consumidor atual.

AÇÕES DESENVOLVIDAS



CONFIABILIDADE E SEGURANÇA DA OPERAÇÃO

Com a ocorrência do desligamento de 11 de março de 1999, o relatório elaborado em conjunto pelo Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI) e pelo ONS estabeleceu um Plano de Ação visando aprimorar a segurança do Sistema Interligado Nacional. Este Plano de Ação contemplou os seguintes tópicos principais:

► Identificação e Melhoria das Instalações Vitais do Sistema Interligado

Esta atividade consistiu em classificar as subestações da rede de operação tendo como parâmetro sua importância sobre a questão da segurança. Através do estudo dos arranjos, foram avaliadas as condições de segurança intrínseca dessas instalações. Foi constituído um grupo misto de estudo, sob a coordenação do ONS, contando ainda com a participação do Cepel e de consultores internacionais de notório saber na área de recomposição de sistemas, que recomendou mudanças nos arranjos físicos de instalações. Como exemplo, podemos apontar as mudanças de configuração implantadas na subestação de Bauru, cujo arranjo definitivo estará totalmente implantado até abril de 2000, bem como medidas de aperfeiçoamento dos esquemas de proteção dos componentes, rearranjos operativos e intervenções nas características físicas de vinte e duas instalações da Região Sul/Sudeste-Centro-Oeste. Trabalho semelhante estará sendo efetuado para as instalações da Região Norte/Nordeste.

► Concepção de Esquemas de Controle de Segurança

A implantação dos Esquemas de Controle de Segurança (ECSs) no Sistema Interligado, caracteriza-se como um novo conceito de prevenção contra a propagação das conseqüências de eventos de baixa probabilidade de ocorrência, mas com perspectiva de grave impacto sobre o fornecimento de energia elétrica. Para aplicação deste esquema, o Sistema Interligado S/SE/CO foi dividido em sete zonas de segurança nas quais será instalada uma rede com 104 controladores lógicos programáveis. Já estão sendo ultimadas as providências para instalação de ECSs nas Áreas Brasília, Minas Gerais e Rio de Janeiro. O núcleo central dos ECSs, os Controladores Lógicos Programáveis (CLPs) estão sendo implantados pelo Operador e pelos agentes de Transmissão, Geração e Distribuição.

O gerenciamento do projeto ficou a cargo de comissão coordenada pelo ONS. Um cronograma de implantação foi definido e um convênio específico será estabelecido entre todos os participantes do projeto para definição de deveres e responsabilidades de cada um dos agentes.

O custo total para implantação dos ECSs no Subsistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste é de R\$ 62 milhões, que será feita em três fases no período 2000/2003. A primeira fase deverá ser concluída até dezembro de 2000.



AÇÕES DESENVOLVIDAS

► Oscilografia de Curta e Longa Duração

Esta ação foi decorrente da necessidade de se estabelecer um sistema de oscilografia de longa duração e de se avaliar e definir os requisitos mínimos para o sistema de curta duração existente, visando permitir ao ONS o diagnóstico de perturbações de forma segura, confiável e em tempo hábil.

► Reavaliação dos Procedimentos de Recomposição

Visando reduzir o tempo de recomposição, com total segurança, foram revisados todos os processos envolvendo estudos de recomposição das áreas geoeletricas, as rotas alternativas de restabelecimento das cargas, os procedimentos operativos de tempo real e ainda redefinidos os montantes de cargas prioritárias a serem recompostas nas fases fluente e coordenada. Estas revisões tornaram o processo de recomposição mais seguro e as instruções para a operação do sistema de mais fácil aplicação pelas equipes de tempo real.

Ressalta-se ainda que para o processo de recomposição do sistema, analisou-se também melhorias a serem implementadas em usinas no sentido de se garantir a confiabilidade necessária para o auto-restabelecimento (*black-start*) de suas unidades, o que significa ter assegurado os meios para que essas usinas possam ser colocadas em operação com recursos próprios, independentemente de fontes externas. Destaca-se o trabalho efetuado na Usina de Marimbondo (principal fonte para o restabelecimento da área do Rio de Janeiro/Espírito Santo), onde foram adquiridos novos equipamentos e efetuadas as adequações necessárias nos serviços auxiliares, para torná-la uma usina de auto-restabelecimento com um nível de confiabilidade de cerca de 100%.

► Gerenciamento das Intervenções na Rede de Operação do ONS

Foram implantadas novas sistemáticas, dotadas de maior formalismo, as quais intensificam as ações de gerenciamento das intervenções na Rede de Operação por parte dos Centros de Operação do ONS, garantindo-se assim maior segurança e transparência à operação do sistema e a redução de desligamentos acidentais.





► **Sistematização e Formalização da Divulgação de Ocorrências Importantes no Sistema**

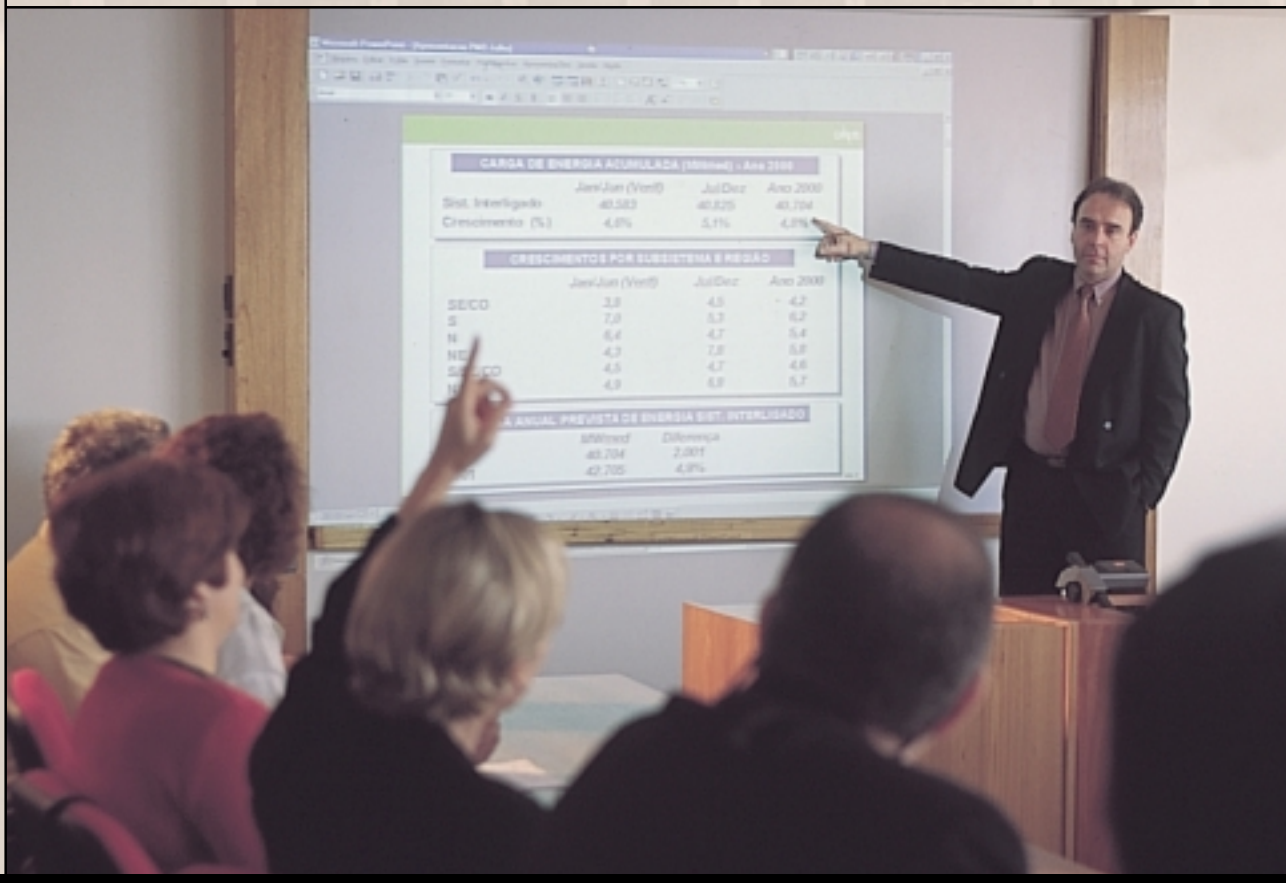
Foi reestruturado o processo de informações sobre eventos no Sistema Interligado Nacional, visando garantir um rápido nivelamento dos diversos agentes setoriais.

A reestruturação proposta contemplou a classificação das ocorrências em função da gravidade, a padronização de relatórios para as empresas, Aneel, MME e mídia, o cadastro das autoridades do setor, a definição de meios rápidos e seguros para divulgação das informações e também a forma de acionamento de equipes de apoio dos Centros.

A implantação desta reestruturação já foi iniciada e sua conclusão se dará após o trabalho de análise que ficou a cargo de uma Comissão de Conselheiros do ONS.

Com o objetivo de garantir tranquilidade, organização e transparência ao processo de informação para a sociedade, o ONS e as empresas promoveram treinamentos, preparando suas equipes para o relacionamento com a mídia em situações de crise.

AÇÕES DESENVOLVIDAS





SISTEMA INTEGRADO PARA O PLANEJAMENTO E A PROGRAMAÇÃO DA OPERAÇÃO ELETROENERGÉTICA

De forma a cumprir o objetivo de aperfeiçoar as ferramentas que darão suporte à implementação do novo modelo setorial no planejamento da operação de sistemas, o ONS contratou o Cepel — Centro de Pesquisas de Energia Elétrica — com base em sua larga experiência na modelagem matemática de sistemas hidroenergéticos, para o desenvolvimento de um conjunto de modelos computacionais que, utilizando técnicas avançadas de otimização e séries temporais, abrangem o planejamento de médio e curto prazo, bem como a programação diária, acompanhados de programas de previsão de carga e hidrologia.

Para que fossem atendidos todos os requisitos descritos nos Procedimentos de Rede do ONS, foram incorporadas diversas inovações, tais como discretização da curva de carga, patamares de custo de déficit, representação de restrições hidráulicas em bacias especiais e consideração da variação de produtividade de usinas hidroelétricas no processo de otimização.

As decisões obtidas pelo uso destes modelos têm conseqüências operativas e comerciais. Há necessidade então de se dispor de uma única base de dados, de forma a garantir a integridade, a transparência e a reprodutibilidade das informações, além de um ambiente de controle que permita o acesso amigável à preparação de dados e dê certificação à execução dos processos. Para isto, o ONS contratou, junto à Hydrosoft Energie, baseado em sua experiência com a modelagem do sistema predominantemente hidroelétrico da Hydro-Quebec, o projeto SIPPOEE (Sistema Integrado para o Planejamento e a Programação da Operação Eletroenergética).

O projeto foi iniciado em janeiro de 1999 e deverá passar no ano de 2000 por uma extensa fase de análise de requisitos e funcionalidades, envolvendo também a intensa participação de técnicos de ONS e do Cepel. A integração do primeiro grupo de modelos à cadeia de planejamento e programação da operação está prevista para julho de 2000.



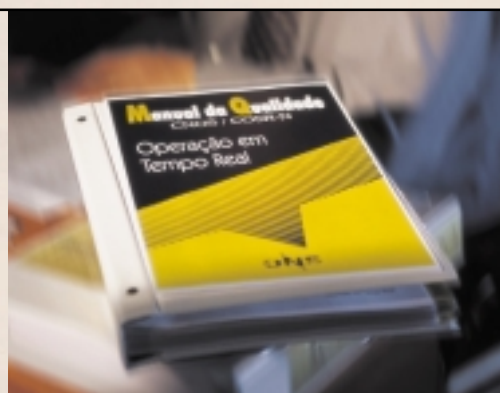
AÇÕES DESENVOLVIDAS

MODERNIZAÇÃO DOS CENTROS DE OPERAÇÃO

Com a entrada em operação em julho de 1999 do novo sistema de supervisão e controle do Centro Nacional de Operação do Sistema, foi dado o primeiro passo para a modernização dos centros de operação do ONS. Permitindo o monitoramento de toda a rede de operação a partir da sala de controle do CNOS, através de uma interface gráfica amigável, o Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (SAGE) permite aos operadores do sistema receber 6.648 grandezas telemedidas e 12.473 telessinalizações, atualizadas a cada dez segundos. As características do novo sistema conferem maior qualidade à operação em tempo real, propiciando um suprimento de energia mais seguro e confiável em todo o Sistema Interligado Nacional.

Os sistemas de registro de informações no Centro Nacional e nos Centros Regionais do ONS, que utilizavam registradores gráficos com pouca capacidade de tratamento das informações e elevados custos de manutenção, foram substituídos por modernos sistemas que permitem o monitoramento, o tratamento e o armazenamento das informações coletadas, visando a elaboração de análises e estatísticas pós-operativas, bem como sua apresentação em gráficos dinâmicos em vídeo.

Em 1999, o ONS investiu na consolidação do sistema de visualização dos dados históricos da operação. Já disponível no Centro Nacional e no Ministério de Minas e Energia, e em fase de implantação nos centros regionais, o sistema constitui-se na principal fonte de informações sobre os resultados da operação realizada. São armazenadas todas as grandezas monitoradas pelo sistema de supervisão e controle de minuto a minuto. Essas informações podem ser recuperadas e tratadas, tanto por aplicativos específicos desenvolvidos para a análise da operação quanto pelos softwares disponíveis no mercado.





AÇÕES DESENVOLVIDAS



BUG DO MILÊNIO NO SETOR ELÉTRICO

Outra ação importante na gestão operacional do ONS durante o ano de 1999 consistiu em prevenir e evitar que o Bug do Milênio causasse qualquer transtorno ao pleno funcionamento do setor elétrico brasileiro.

Por essa razão, cuidados especiais foram tomados, assumindo a condução do processo de adequação do setor elétrico ao Bug do Milênio, o Ministério de Minas e Energia, responsável pela política setorial do governo, a Agência Nacional de Energia Elétrica, responsável pela regulação e fiscalização das concessionárias de energia elétrica e o ONS, responsável pela operação do Sistema Interligado Nacional.

Ao Operador coube a coordenação da Comissão Especial constituída para, em conjunto com as ações deflagradas pelo MME e aquelas de responsabilidade da Aneel, acompanhar e coordenar as ações e providências das empresas de geração, transmissão e distribuição referentes aos sistemas computacionais para o planejamento e programação da operação, contabilização, supervisão e coordenação da operação em tempo real e qualidade da operação.

O desenvolvimento dos trabalhos da Comissão Especial baseou-se em metodologias utilizadas por empresas do setor elétrico de países desenvolvidos e consistiu basicamente de elaboração de inventário, análise de criticalidade, testes de adequação de sistemas computacionais e equipamentos, testes de validação, certificação de fornecedores e elaboração de planos de contingência. Os inventários foram concluídos em maio de 1999 e os testes de adequação e validação perduraram até setembro.

O Plano de Contingências, contendo medidas operacionais preventivas, planejamento relativo a recursos técnicos e funcionais, infra-estrutura e pessoal para garantir a continuidade dos processos críticos da operação e a definição das ações que deveriam ser adotadas no caso de ocorrência de problemas em equipamentos ou sistemas, foi dividido em dois volumes. O primeiro, contendo diretrizes estratégicas, premissas e critérios além de um Plano de Ação Gerencial, foi submetido à Aneel em setembro de 1999, enquanto que o segundo, contendo medidas de natureza tática e operacional, instruções operativas e um "checklist", foi concluído em fins de novembro.

A eficiência das medidas adotadas serviu para eliminar qualquer risco na virada do ano 2000, pois nenhuma ocorrência foi detectada em função do Bug do Milênio. Serviu ainda como um grande teste da capacidade de planejamento e gerenciamento operacional do ONS, que teve reconhecido o seu trabalho de coordenação e articulação.

IMPLEMENTAÇÃO ORGANIZACIONAL

Recursos Financeiros

Conforme estabelecido em seu Estatuto, as principais fontes de recursos do ONS são provenientes da contribuição dos associados e dos encargos de uso da transmissão. No ano de 1999, esses recursos só se viabilizaram a partir de abril, quando a Assembléia Geral do ONS aprovou o pagamento da contribuição dos associados em nove parcelas e a partir de junho, quando a receita relativa aos encargos de uso da transmissão foi definida através da Resolução nº 142 da Aneel, de 9/6/99.

No período que antecedeu à viabilização destes recursos, o processo de implantação e operacionalização do ONS contou com o suporte financeiro da Eletrobrás, na forma de empréstimo.

Paralelamente, com o apoio da Aneel, o ONS iniciou as providências com vistas à adoção de medidas para redução dos impactos tributários decorrentes principalmente do imposto de renda e da contribuição social sobre o lucro, quando em função da conclusão dos trabalhos relativos à sua estruturação organizacional, elaborado por empresa de consultoria especializada, foi possível adequar seu orçamento às necessidades do ONS.




AÇÕES DESENVOLVIDAS



ESTRUTURA ORGANIZACIONAL

A estrutura organizacional foi elaborada a partir do detalhamento dos produtos e processos a serem desenvolvidos pela organização, estabelecendo-se um modelo de gestão no qual os critérios para centralização/descentralização das atividades da organização visaram a economia de escala. A partir desses parâmetros foram analisadas diversas alternativas, tendo, por proposição da Diretoria do ONS, seu Conselho de Administração aprovado uma estrutura que compreende cinco principais áreas de negócio, com as seguintes responsabilidades:

Presidência. Estimula as sinergias entre todas as áreas que constituem o ONS, conduz o processo de planejamento empresarial, visando estabelecer as diretrizes para a utilização otimizada dos recursos econômicos, humanos e de gestão. Tem o objetivo de atingir metas de qualidade e excelência de forma evolutiva, cabendo ainda conduzir as atividades de relacionamento estratégico e de comunicação, que envolvem tanto o público interno como os agentes setoriais e, de forma mais ampliada, as entidades representativas de toda a sociedade;



Assuntos Corporativos. Abrange os serviços de suporte a todas as atividades do ONS. Cabe a esta diretoria administrar os recursos humanos, financeiros, patrimoniais, de tecnologia da informação e de telecomunicações, funções estas desempenhadas de acordo com os novos requisitos de interatividade e interconectividade da gestão moderna e eficaz, formando uma cultura própria da organização a partir das melhores práticas e das experiências trazidas pelos técnicos, oriundos de diferentes empresas, que compõem o quadro do ONS.

Planejamento e Programação da Operação. Compreende as atividades de planejamento e programação da operação eletroenergética, através da determinação dos despachos operacionais de forma centralizada, buscando a eficiência operacional dos sistemas eletroenergéticos interligados, otimizando e garantindo a confiabilidade e a qualidade de serviço e reduzindo os custos para o consumidor final. Adicionalmente, coordena internamente o desenvolvimento das providências para viabilizar o funcionamento do mercado.

Operação. Garante a confiabilidade e eficiência da operação em tempo real do Sistema Interligado Nacional, operando o sistema de forma otimizada e padronizada, melhorando continuamente os processos operacionais através de investimentos em evolução tecnológica, desenvolvimento profissional e pessoal das equipes de operação. Tem também como meta assegurar a transparência das ações operacionais e o tratamento equânime dos agentes, com a manutenção da segurança, continuidade e qualidade no suprimento de energia elétrica;

Administração dos Serviços de Transmissão. Compreende a definição das ampliações e reforços da Rede Básica de Transmissão, buscando a melhoria da confiabilidade e adequação da transmissão para atender à necessidade de expansão da demanda e da oferta, o que inclui a gestão de novas solicitações de acesso e conexão e o estabelecimento de padrões de desempenho. Esta área também engloba o desenvolvimento e administração da transmissão, incluindo a gestão dos contratos, a contabilização e liquidação dos encargos de transmissão e os serviços ancilares.

AÇÕES DESENVOLVIDAS

RECURSOS HUMANOS

O ONS, pela sua própria constituição, tem como principal característica ser uma empresa de “Capital Intelectual”, exemplo de organização da chamada “Era do Conhecimento”, cujo enfoque principal de gestão reside na qualificação dos seus recursos humanos. Dentro deste enfoque, a força de trabalho do ONS foi, na maior parte de 1999, constituída por profissionais altamente qualificados cedidos por empresas do setor elétrico e contratados no mercado através de empresas fornecedoras de mão-de-obra. Apenas em outubro foi, de fato, iniciada a admissão destes profissionais para o seu quadro próprio, cujo processo se complementarará ao longo de 2000.

Simultaneamente ao processo admissional, foi definido o plano de benefícios: previdência privada, plano de saúde e odontológico.

O plano de previdência do ONS, cujo funcionamento deverá ser iniciado no primeiro semestre de 2000, foi montado com os benefícios de previdência, seguro de vida e pensão, na característica de contribuição definida. Terá administração terceirizada, definida após meticulosa análise das propostas de nove empresas especializadas.

Da mesma forma, os planos de saúde e odontológico, a serem implantados no primeiro trimestre de 2000, foram motivo de cotação e análise de seis proponentes à prestação de serviço na área de saúde e três na área odontológica.

Com relação ao plano de treinamento, o ONS realizou programas nas áreas técnica, de gestão, comportamental e de idiomas. Na primeira, ao longo do ano, foram desenvolvidos programas específicos de treinamento para as áreas técnicas, no campo de hidrologia e meteorologia e sobre o novo modelo institucional do setor.

Em parceria com a Aneel e empresas de Geração e Transmissão, teve início o Projeto de Certificação de Operadores de Sistema e de Operadores de Instalações, o qual será implantado, em sua primeira fase, até dezembro de 2000 (certificação interna à própria empresa). Até meados de 2001, todos os Operadores, tanto de Sistema quanto de Instalações, deverão estar certificados por entidade independente e de habilitação reconhecida pelo Inmetro. Este projeto tem por principal objetivo garantir e dar a devida transparência aos demais agentes e à sociedade quanto à real capacidade e habilitação de todos os operadores envolvidos diretamente com a operação da Rede de Operação do ONS.





INFRA-ESTRUTURA

Com a transferência para o ONS dos centros de operação de sistemas das empresas do grupo Eletrobrás, conforme o Decreto nº 2.655, o Operador passou a dispor dos recursos de infra-estrutura necessários para exercer as funções de coordenação e supervisão da operação em tempo real. Com essas instalações, foi montada uma estrutura de controle em que a coordenação sistêmica cabe ao Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS), localizado em Brasília. Ao CNOS estão subordinados quatro Centros Regionais de Operação — o do Sul, em Florianópolis, o do Sudeste, no Rio de Janeiro, o do Nordeste, no Recife e o da Região Norte, em Brasília. Esses recursos foram complementados com a contratação de serviços de centros de operação de outras empresas.

A PREPARAÇÃO PARA O FUTURO





A organização básica de planejamento instituída pela diretoria-executiva do ONS contempla dois fóruns: o Comitê Diretor de Planejamento, de caráter estratégico, constituído pelos diretores e seus assistentes, sob a coordenação do presidente, e o Comitê Técnico de Planejamento, integrado pelos assistentes e por representantes das diretorias.

Os trabalhos iniciados em julho concentraram-se na elaboração de três documentos: o Plano de Ação 2000, que também atendia à Resolução nº 351 da Aneel; o Orçamento 2000, em que os investimentos refletiam a Carteira de Projetos considerada no Plano de Ação; e as Diretrizes e Ações Estratégicas 1999/2000, resultantes de uma reflexão avaliativa das principais questões internas e externas do Operador.

Todo o esforço de planejar o futuro neste ciclo inicial de funcionamento do Operador Nacional tem em vista seis grandes desafios:

- ▶ Operar o Sistema Interligado Nacional de forma segura e otimizada;
- ▶ Concluir a estruturação técnico-operacional do ONS;
- ▶ Concluir o estabelecimento dos Procedimentos de Rede;
- ▶ Completar a implantação organizacional do Operador;
- ▶ Apoiar a implantação do Mercado Atacadista de Energia; e
- ▶ Implantar o sistema de indicadores de desempenho do ONS.

RELATÓRIO ANUAL DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 DE DEZEMBRO DE 1999

Senhores Membros Associados e Participantes,

Atendendo às determinações estatutárias, apresentamos, a seguir, as Demonstrações Financeiras do ONS referentes ao exercício de 1999, acompanhadas do Parecer dos Auditores Independentes sobre as Demonstrações Contábeis em 31 de dezembro de 1999.

I. REGULAMENTAÇÃO

O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, é uma entidade privada, criada em 26 de agosto de 1998, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados brasileiros.

É uma associação civil, cujos integrantes são as empresas de geração, transmissão, distribuição, importadores e exportadores de energia elétrica, e consumidores livres, tendo o Ministério de Minas e Energia como membro participante, com poder de veto em questões que conflitem com as diretrizes e políticas governamentais para o setor. Também tomam parte nessa associação os Conselhos de Consumidores.

Quanto à sua base legal, o ONS foi criado pela Lei nº 9.648 de 27 de maio de 1998, regulamentada pelo Decreto nº 2.655 de 02 de julho de 1998 e teve seu funcionamento autorizado pela Resolução nº 351 da Agência Nacional de Energia Elétrica, de 11 de novembro de 1998.

O processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro tem como pontos principais a desverticalização das empresas, a implantação de um modelo comercial competitivo, a garantia do livre acesso à rede e a redução do papel do Estado nas funções empresariais no setor, o que vem ocorrendo com a privatização das empresas existentes e a licitação da expansão. Também faz parte do novo modelo



a instituição de entidades especializadas para executar as funções de regulação, planejamento da expansão, operação e financiamento do setor.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, é fruto desse modelo, tendo sido criado para substituir a estrutura cooperativa de coordenação da operação, anteriormente a cargo do Grupo Coordenador para Operação Interligada – GCOI e do Comitê Coordenador da Operação Norte-Nordeste – CCON.

A missão do ONS é executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados, assegurando a qualidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica e garantindo o livre acesso à rede básica.

Suas atribuições definidas por Lei, são:

- Planejamento e programação da operação e despacho centralizado da geração;
- Supervisão e coordenação dos centros de operação dos sistemas elétricos;

- ▶ Supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais e das interligações internacionais;
- ▶ Contratação e administração dos serviços de transmissão, do acesso à rede e dos serviços auxiliares;
- ▶ Proposição à ANEEL das ampliações e reforços da rede básica de transmissão;
- ▶ Definição de regras para a operação da rede básica de transmissão a serem aprovadas pela ANEEL.

O ONS, para o cumprimento de suas atribuições e a consecução de seus objetivos, é constituído por uma Assembléia Geral, um Conselho de Administração, uma Diretoria Executiva e um Conselho Fiscal.

A Assembléia Geral é composta por 21.000 votos, distribuídos entre representantes da produção (9.000), do consumo (9.000) e do transporte (3.000). Em cada categoria, há regras específicas para distribuição desses votos entre as empresas participantes. O Conselho de Administração é formado por sete membros que representam o segmento Produção de Energia, sete do Consumo, quatro do Transporte e um representante do Ministério de Minas e Energia, sem direito a voto, mas com poder de veto em questões que conflitem com as diretrizes e políticas governamentais para o setor.

II. PRINCIPAIS MARCOS

No ano de 1999, a Diretoria Executiva deu prosseguimento ao processo de implantação e estruturação do ONS, em consonância com as diretrizes do Conselho de Administração. Merecem destaque os seguintes fatos:

- ▶ Assunção, em 01 de março de 1999, do controle do processo da operação do Sistema Interligado Nacional – SIN, com base no Manual de Procedimentos da Operação aprovado pelos Agentes e pela ANEEL;
- ▶ Assunção, em 26 de maio de 1999, das atividades e atribuições anteriormente exercidas pelo Grupo Coordenador para Operação Interligada – GCOI e do Comitê Coordenador de Operações do Norte/Nordeste – CCON;
- ▶ Assinatura dos contratos de uso do sistema de transmissão – CUST e de prestação de serviços da transmissão – CPST;

- ▶ Elaboração do Plano de Ação para o ano 2000, com o objetivo de ordenar as ações de estruturação, instrumentalização e operação da organização. Os principais desafios estabelecidos estão indicados a seguir:

1. Concluir a implantação dos Procedimentos de Rede do ONS;
2. Concluir a implantação organizacional do ONS;
3. Concluir a implementação técnico-operacional do ONS;
4. Apoiar a implantação do Mercado Atacadista de Energia;
5. Implantar Sistema de Indicadores de Desempenho.

III. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

3.1. Receita Operacional

A Resolução nº 142 de 09 de junho de 1999, estabeleceu a receita do ONS relativa à parcela dos encargos de uso do sistema de transmissão, para o período de 10.06.1999 a 31.05.2000. Deste total, no ano de 1999, foram faturados R\$ 63.253,0 mil.

3.2. Contribuição dos Associados

O valor anual aprovado pelo Conselho de Administração relativo à Contribuição dos Associados foi de R\$ 7.500,0 mil. No orçamento de 1999, este valor foi considerado, de acordo com o previsto no artigo 28 do Estatuto do ONS, no grupo de contas do Patrimônio, em conta intitulada “Reserva para Aplicação em Investimento”. Esta medida propiciou uma redução de custos da ordem de 37,0 % do valor bruto da contribuição.

3.3. Aplicações no Mercado Financeiro

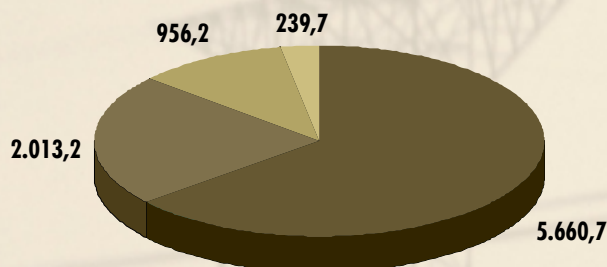
Em 31.12.1999, o ONS tinha aplicado no mercado aberto a importância de R\$ 24.230,0 mil, tendo em vista, basicamente, a reprogramação da dívida referente aos contratos de empréstimo e dos pagamentos de pessoal cedido pela Centrais Elétricas Brasileiras S. A. – ELETROBRÁS ao ONS.

Este valor será utilizado como fonte de recursos para cobertura da aquisição, pelo ONS, dos Controladores Lógicos Programáveis, necessários ao Projeto para implementação do Esquema de Controle de Segurança (ECS), para o Sistema Elétrico das Regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste do Brasil, atendendo às recomendações do Conselho de Administração do ONS e do Ministério de Minas e Energia, condicionado ao seu financiamento pela ELETROBRÁS, já priorizado por aquela empresa.

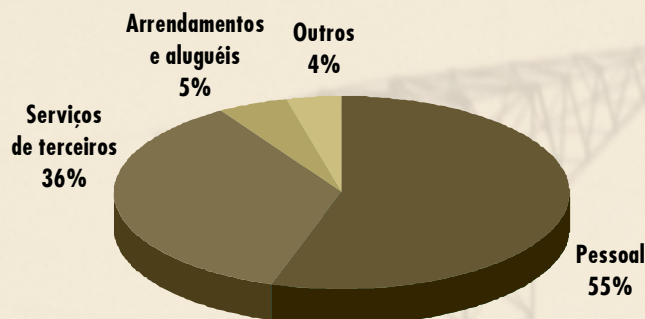
3.4. Investimentos

O total do Ativo imobilizado do ONS em 31.12.99 era de R\$ 8.869,8 mil, dos quais R\$ 3.767,2 mil em serviço e R\$ 5.102,6 mil em curso. Deste total R\$ 5.660,7 mil referem-se a software, R\$ 2.013,2 mil a equipamentos de informática, R\$ 956,2 mil a móveis e utensílios e R\$ 239,7 mil a outros.

ATIVO IMOBILIZADO



DESPESA OPERACIONAL



IV. RESULTADO DO EXERCÍCIO

O ONS obteve um superávit líquido de R\$ 6.192,3 mil no exercício, conforme demonstrado a seguir:

4.1. Receita Operacional

A receita operacional líquida do ONS no ano de 1999, foi de R\$ 57.740,2 mil, conforme abaixo discriminado:

► Receita Operacional Bruta	R\$ 63.253,0 mil
► Encargos sobre a Receita	R\$ 5.512,8 mil
► Receita Operacional Líquida	R\$ 57.740,2 mil

4.2. Despesa Operacional

A despesa operacional foi de R\$ 45.433,5 mil, conforme demonstrado a seguir:

► Pessoal	R\$ 24.950,0 mil
► Serviços de Terceiros	R\$ 16.426,7 mil
► Arrendamentos e Aluguéis	R\$ 2.168,8 mil
► Material	R\$ 607,4 mil
► Depreciação e Amortização	R\$ 552,0 mil
► Outras	R\$ 728,6 mil

4.3. Receitas e Despesas Financeiras

O resultado financeiro do exercício foi negativo em R\$ 3.159,5 mil, tendo em vista os seguintes aspectos:

- Receitas financeiras – O total da receita financeira foi de R\$ 1.138,6 mil, sendo R\$ 1.128,3 mil relativos à renda de aplicações financeiras e R\$ 10,3 mil de outras receitas;
- Despesas financeiras – totalizaram R\$ 4.298,1 mil, sendo R\$ 3.171,2 mil de encargos da dívida.

Mário Fernando de Melo Santos
Diretor Presidente

Heitor Gontijo de Paula
Diretor

Carlos Ribeiro
Diretor

Hermes Jorge Chipp
Diretor

Roberto Gomes
Diretor

Ronald Gastão Andrade Reis
Gerência de Finanças

Ruby T.R. Monteiro
Contador
CRC/RJ 009259/0-1

BALANÇO PATRIMONIAL EM 31 DE DEZEMBRO (Em R\$)

ATIVO	1999	1998
CIRCULANTE		
Disponibilidades	1.815.829	-
Aplicações no mercado aberto	24.229.665	-
Contas a receber	13.660.974	-
Devedores diversos	932.200	-
	40.638.668	-
PERMANENTE		
Imobilizado	8.869.780	266.469
Diferido	2.135.366	1.415.870
	11.005.146	1.682.339
Total do ativo	51.643.814	1.682.339

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

BALANÇO PATRIMONIAL EM 31 DE DEZEMBRO (Em R\$)

PASSIVO	1999	1998
CIRCULANTE		
Fornecedores	4.945.702	-
Folha de pagamento	400.373	-
Tributos e contribuições sociais	1.973.316	-
Empréstimos e financiamentos	15.431.219	1.261.754
Credores diversos	10.921.922	-
Provisão para imposto de renda e contribuição social	2.954.938	-
Obrigações estimadas	1.324.042	-
	37.951.512	1.261.754
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO		
Empréstimos e financiamentos	-	420.585
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Recursos para aplicação em investimento	7.500.000	-
Fundo de reserva para investimento	6.192.302	-
	13.692.302	-
Total do passivo	51.643.814	1.682.339

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO NO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 1999 (Em Reais)

	Recursos para aplicação em investimento	Fundo de reserva para investimento	TOTAL
Contribuição dos associados	7.500.000	-	7.500.000
Superávit líquido do exercício	-	6.192.302	6.192.302
Saldos em 31/12/1999	7.500.000	6.192.302	13.692.302

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis



DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 1999 - (Em Reais)

Receita operacional bruta	
Receita de encargos de transmissão	63.253.060
Impostos e contribuições sobre a receita	(5.512.799)
Receita operacional líquida	57.740.261
Despesas operacionais	
Pessoal	(24.949.981)
Material	(607.395)
Serviços de terceiros	(16.426.654)
Impostos e encargos	(40.568)
Depreciação e amortização	(552.048)
Outros	(2.856.827)
	45.433.473
Resultado operacional	12.306.788
Resultado financeiro	
Receita financeira	1.138.555
Despesa financeira	(4.298.103)
	(3.159.548)
Resultado do exercício antes da contribuição social e do imposto de renda	9.147.240
Contribuição social	(531.199)
Imposto de renda	(2.423.739)
Superávit líquido do exercício	6.192.302

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

**DEMONSTRAÇÃO DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS
DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 1999 - (Em Reais)**

	1999	1998
ORIGENS DOS RECURSOS		
Nas operações:		
Superávit líquido do exercício	6.192.302	-
Despesas que não afetam o capital circulante líquido:	552.048	-
Depreciação e amortização	6.744.350	-
Dos associados:		
Recursos para aplicação em investimento	7.500.000	-
De terceiros:		
Ingresso de empréstimos	-	420.585
Total das origens	14.244.350	420.585
APLICAÇÕES DOS RECURSOS		
No ativo permanente:		
Acréscimo no imobilizado	8.872.185	266.469
Acréscimo no diferido	1.002.670	1.415.870
	9.874.855	1.682.339
Transferência para o passivo circulante de empréstimos a longo prazo	420.585	-
Total das aplicações	10.295.440	1.682.339
Aumento (redução) do capital circulante líquido	3.948.910	(1.261.754)
Representada por:		
Ativo circulante		
No fim do exercício	40.638.668	-
No início do exercício	-	-
Variação do ativo circulante	40.638.668	-
Passivo circulante		
No fim do exercício	37.951.512	1.261.754
No início do exercício	1.261.754	-
Variação do passivo circulante	36.689.758	1.261.754
Aumento (redução) do capital circulante líquido	3.948.910	(1.261.754)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 1999 (Em reais)

NOTA 1 - CONTEXTO OPERACIONAL:

O Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, nos termos do seu estatuto, é uma associação civil sem fins lucrativos, com personalidade jurídica de direito privado, constituída em 26 de agosto de 1998 com base na Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, que também definiu as suas atribuições.

A Assembléia Geral Ordinária de 30 de abril de 1999 alterou o estatuto social da entidade, porém se encontra em fase de aprovação pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

O ONS terá duração indeterminada e tem como objeto:

- ▶ Promover a otimização da operação do sistema eletroenergético, visando o menor custo para o sistema, observados os padrões técnicos, os critérios de confiabilidade e as regras do mercado.
- ▶ Garantir que todos os agentes do setor elétrico tenham acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória.
- ▶ Contribuir, de acordo com a natureza de suas atividades, para que a expansão do sistema eletroenergético se faça ao menor custo e vise as melhores condições operacionais futuras.

O ONS é constituído por membros associados e membros participantes. Os membros associados estão representados pelos agentes de geração com usinas despachadas centralizadamente, os agentes de transmissão, o agente importador, o agente exportador, os agentes de distribuição e os consumidores livres nas condições definidas no estatuto social. Os membros participantes do ONS estão representados pelo Poder Concedente, através do Ministério de Minas e Energia e os conselhos de consumidores.

O ONS não disporá de ativos de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, não podendo exercer atividade de compra e venda de energia elétrica.

O ONS tem como principal fonte de receita uma parcela dos encargos de uso do sistema de transmissão, definida para o exercício de 1999 pela Resolução nº 142, de 09 de junho de 1999, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Os recursos para aplicação em investimento estão constituídos pelas contribuições dos associados proporcional ao número de votos na Assembléia Geral.

Em caso de dissolução da entidade, o destino do seu patrimônio será decidido pela Assembléia Geral, ouvidos o Ministério de Minas e Energia e a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

NOTA 2 - APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS:

As demonstrações contábeis estão elaboradas e apresentadas de acordo com as práticas contábeis emanadas da legislação societária.

NOTA 3 - PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS:

As principais práticas contábeis adotadas na elaboração das demonstrações contábeis podem ser resumidas como segue:

- a) As receitas e despesas são registradas pelo regime de competência de exercícios.
- b) As aplicações no mercado aberto são registradas ao valor original, acrescido dos rendimentos auferidos até a data do balanço.
- c) O ativo imobilizado é registrado ao custo de aquisição. A depreciação dos bens componentes do ativo imobilizado é calculada pelo método linear, a taxas que levam em consideração a vida útil-econômica dos bens.
- d) O ativo diferido está registrado pelo valor dos custos incorridos, deduzidos das correspondentes amortizações calculadas pelo método



linear a taxas de 20% para despesas pré-operacionais e 25% para as despesas com benfeitorias em imóveis de terceiros.

e) O resultado referente às atividades da entidade é incorporado ao patrimônio líquido ao término de cada exercício social.

f) A provisão para imposto de renda foi constituída à alíquota de 15%, acrescida de adicional de 10% sobre o lucro real. A contribuição social foi computada pela alíquota de 8%, mais adicional de 4%, de maio a dezembro de 1999, sobre o lucro líquido antes do cálculo do imposto de renda, de acordo com a legislação em vigor.

NOTA 4 - APLICAÇÕES NO MERCADO ABERTO:

Em 31 de dezembro de 1999, as aplicações no mercado aberto estão representadas, basicamente, por certificados de depósitos bancários - CDB nos seguintes bancos:

	Em R\$
Certificado de depósito bancário:	
Banco do Brasil S.A.	16.330.042
Banco Real S.A.	7.706.200
	24.036.242
Outras aplicações (Banco do Brasil S.A.)	193.423
	24.229.665

NOTA 5 - CONTAS A RECEBER:

Em 31 de dezembro de 1999, as contas a receber da entidade estão apresentadas como segue:

	Em R\$
Encargos de transmissão	12.982.586
Contribuição dos associados	678.388
	13.660.974

NOTA 6 - ATIVO IMOBILIZADO:

		Em R\$			
		1999		1998	
	Taxa de depreciação anual	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido	Total
Imobilizado em serviço					
Equipamentos de informática	20%	2.192.534	(179.305)	2.013.229	124.535
Equipamentos de comunicação	20%	130.067	(12.363)	117.704	-
Máquinas e equipamentos	10%	21.004	(983)	20.021	-
Veículos	20%	127.500	(25.551)	101.949	127.500
Móveis e utensílios	10%	970.697	(14.452)	956.245	9.760
Software	20%	594.302	(36.220)	558.082	4.674
		4.036.104	(268.874)	3.767.230	266.469
Imobilizado em curso					
Software		5.102.550	-	5.102.550	-
		9.138.654	(268.874)	8.869.780	266.469

NOTA 7 - ATIVO DIFERIDO:

	Em R\$			1998
	1999			
	Custo	Amortização	Valor líquido	Total
Despesas pré-operacionais	1.415.870	(283.174)	1.132.696	1.415.870
Benfeitorias em imóveis de terceiros	1.002.670	-	1.002.670	-
	2.418.540	(283.174)	2.135.366	1.415.870

NOTA 8 - EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS:

Representado pelo saldo a pagar à Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS no valor de R\$ 15.431.219 (R\$ 1.682.339 em 31 de dezembro de 1998), sujeito à variação do IGP-M acrescido de juros e taxa de administração de 10% e 2% ao ano, respectivamente. O vencimento da última parcela está previsto para 30 de junho de 2000.

NOTA 9 - CREDORES DIVERSOS:

Sob este título está registrado, basicamente, o montante a pagar às empresas do setor elétrico decorrente da cessão de funcionários ao ONS, conforme abaixo demonstrado:

	Em R\$
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS	8.301.273
Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF	1.450.270
Furnas Centrais Elétricas S.A.	570.849
Outras	599.530
	10.921.922



PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Aos
Administradores do
Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

1. Examinamos o balanço patrimonial do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS levantado em 31 de dezembro de 1999 e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e das origens e aplicações de recursos correspondentes ao exercício findo naquela data, elaborados sob a responsabilidade de sua administração. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis.

2. Nosso exame foi conduzido de acordo com as normas de auditoria e compreendeu: a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume de transações e o sistema contábil e de controles internos da Entidade; b) a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações contábeis divulgados; e c) a avaliação das práticas e das estimativas contábeis mais representativas adotadas pela administração da Entidade, bem como da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

3. Em nossa opinião, as demonstrações contábeis acima referidas representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS em 31 de dezembro de 1999 e o resultado de suas operações, as mutações do seu patrimônio líquido e as origens e aplicações de seus recursos referentes ao exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis emanadas da legislação societária.

4. As demonstrações contábeis relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 1998, cujos valores estão apresentados para fins de comparação, foram examinadas por outros auditores independentes, que emitiram parecer, datado de 23 de abril de 1999, sem ressalvas.

Rio de Janeiro, 03 de março de 2000

BOUCINHAS & CAMPOS S/C
Auditores Independentes
CRC-SP-5.528-S-RJ

Sérgio Bastos Estruc
Contador-CRC-RJ-20.078-2

PARECER DO CONSELHO FISCAL

Os membros do Conselho Fiscal, no uso das suas atribuições estatutárias, apreciando as demonstrações financeiras que lhes foram apresentadas, referentes ao exercício de 1999, e considerando o exame final realizado, para o qual contaram com o parecer da **BOUCINHAS & CAMPOS AUDITORES INDEPENDENTES**, recomendam aos membros associados e participantes, a aprovação das mesmas, juntamente com o relatório da administração, uma vez que estão de acordo com as práticas contábeis e legais vigentes, refletindo adequadamente a situação da empresa em 31 de dezembro de 1999.

Rio de Janeiro, 16 de março de 2000.

ADALBERTO JOSÉ DE CAMPOS FILHO
HÉLIO LOPES CARVALHO
MÁRCIO NASCIMENTO MAGALHÃES

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS
RELATÓRIO ANUAL 1999

Coordenação

Assessoria de Comunicação e Marketing do ONS

Edição

Insight Engenharia de Comunicação & Marketing

Edição de Texto

Alexandre Falcão

Projeto Gráfico

Paula Barrenne

Marcelo Pires

Fotos

Rogério Reis

Agência Tyba

Arquivo ONS



Sede

Setor de Indústria e Abastecimento Sul Área de Serviços Públicos - Lote A
CEP 71215-000 • Brasília, DF • Tel.: (61) 362-5200 • Fax: (61) 362-5380

Escritório Central

Rua da Quitanda, 196 • Centro • Rio de Janeiro, RJ • CEP 20.091-005

Tel.: (21) 203-9400 • Fax: (21) 203-9444

www.ons.org.br