



BANCO MUNDIAL – ESMAP – USDOE – CIER

**PROJETO CIER 03 – Fase I
INTERCONEXÕES REGIONAIS DE MERCADOS ELÉTRICOS
O MARCO REGULATÓRIO NO BRASIL**

**Mercados Energéticos S.A.
Power Systems Research, Inc
Mercados de Energía S.A.
Power Technologies, Inc
Sigla S.A.**

Junho de 2000

ÍNDICE

1. MARCO REGULATÓRIO.....	4
1.1 Marco Institucional.....	4
1.1.1 Princípios Gerais da Transformação Setorial	6
1.1.2 Nova estrutura do Setor Elétrico no Brasil	7
1.1.3 Situação Institucional.....	8
1.1.3 Criação da ANEEL.....	11
1.1.4 Criação do Operador Nacional do Sistema.....	12
1.1.5 Criação do Comitê Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos (CCPE).....	14
1.2 O Mercado Spot e o MAE (Mercado Atacadista de Energia)	17
1.3 Transações Comerciais e Legais – Contratos Iniciais.....	19
1.3.1 Submercados.....	21
1.3.2 Outras Regulações	23
1.4 Transmissão de Energia Elétrica no Brasil	24
1.4.1 As Tarifas de Transmissão.....	24
1.4.2 Responsabilidades do ONS e dos Agentes	24
1.4.3 Ampliações e Reforços na Rede Básica de Transmissão	25
1.5 Importação & Exportação	27
1.5.1 Requisitos de Qualidade	27
1.5.2 Ingresso de um Agente Exportador de Energia no Brasil	28
1.6 Mercado de Gás Natural.....	28
1.6.1 Exploração e Produção	30
1.6.2 Transporte de Gás Natural.....	33
1.6.3 Distribuição de Gás Natural.....	35
2. A OPERAÇÃO.....	38
2.1 Processos e Estrutura Hierárquica.....	38
2.2 Procedimentos para as Interconexões Internacionais.....	42
2.3 Ensaio para Habilitação de Equipamentos	46
2.4 Limites Operativos.....	47
2.5 Esquemas de Falhas.....	48
2.6 Centros de Controle.....	49
3. CRITÉRIOS DE QUALIDADE.....	52
3.1 Regulamentação quanto ao Desempenho do Sistema	52
3.2 Controle Efetivo da Qualidade Exigida	58
3.3 Reservas Operativas e Regulação de Freqüência.....	62
3.4 Esquemas de Emergência	65
3.5 Potência Reativa	66
3.6 Características dos Equipamentos e Instalações.....	68
4. RESULTADOS OPERATIVOS.....	71
4.1 Freqüência de Colapso e Implicações	71
4.1.1 Caracterização do Problema	71
4.1.2 Os blecautes de 18/04/1984 e 18/08/1985 na Região Sudeste do Brasil	71

4.1.3	Experiências, constatações, a nova filosofia.....	71
4.1.4	Desligamento do Elo de Corrente Contínua associado a perda do tronco de transmissão em 750 KV em 13/12/1994.....	72
4.1.5	Desligamento da Usina de Furnas no dia 26/03/1996.....	72
4.1.6	Desligamento do Tronco de 750 KV nos dias 25/10/1996, 16/12/1996, 12/02/1997, 27/03/1997 e 02/11/1997.....	73
4.1.7	Colapso de Tensão no Sistema Sudeste/Centro-Oeste nos dias 25 e 26/04/1997.....	73
4.1.8	Curto-Circuito na barra de 440 KV da Subestação Bauru no dia 11/03/1999.....	73
4.1.9	Aspectos Gerais.....	74
4.2	Vulnerabilidade do Sistema Frente Operação Interligada.....	74
4.3	Índices Atuais de Qualidade e Confiabilidade.....	74
	<i>Evolução do Desempenho do Indicador de Qualidade Global.....</i>	<i>76</i>
EMPRESA	76
DEC	77
FEC	77
4.4	Ações Adotadas pelo Estado Perante Ocorrência de Falhas.....	78
4.5	Respostas dos Agentes Privados Perante Falhas.....	78

BRASIL

DESCRIPÇÃO DA REGULAÇÃO NACIONAL EM RELAÇÃO AS INTERCONEXÕES REGIONAIS

1. MARCO REGULATÓRIO

1.1 Marco Institucional

Com o colapso da capacidade de financiamento e investimento do Governo federal, tem início um amplo programa de privatizações regulamentado em abril de 1990, através da **Lei nº 8.031**. O objetivo era a redução da participação do Estado no Setor Elétrico, abrindo o mercado para iniciativa privada e criando um ambiente competitivo para que todos os agentes atinjam uma eficiência alocativa e econômica.

No período compreendido entre 1934 (Criação do Código das Águas) e 1993 (**Lei nº 8.631**), a legislação brasileira estabeleceu que o nível das tarifas de energia elétrica deveria ser fixado de tal forma que a receita obtida com a prestação do serviço se igualasse ao custo do serviço mais uma taxa de remuneração previamente fixada (Regulação pelo Custo do Serviço). Podemos distinguir dois momentos diferentes durante esse período : 1) anterior à equalização tarifária (até 1975) – quando o que importava para o cálculo da tarifa era o custo particular da empresa; 2) a partir da equalização das tarifas (1975-1993) – quando as tarifas foram rigidamente consideradas como instrumento de controle das contas públicas e definidas por um custo médio do conjunto de todas as empresas.

Com o advento da **Lei nº 8.631** de 04/03/1993, regulamentada pelo **Decreto nº 774** de 18/03/1993, e alterada pela **Lei nº 8.724** em 28/10/1993, as regras das tarifas para o Setor Elétrico observaram as seguintes premissas básicas : 1) individualização das tarifas de energia elétrica de distribuição; 2) obrigatoriedade de celebração de contratos de suprimento entre as empresas; 3) realização de encontro de contas entre créditos das concessionárias e débitos intra-setoriais e governamentais.

Em 1995 foi editada a **Lei nº 8.987**, mais conhecida como Lei das Concessões. As modificações introduzidas por essa Lei fundamentam os alicerces do novo marco regulatório para o Setor Elétrico. Com a Lei das Concessões são estabelecidas :

- 1) novas normas para outorga e prorrogações de concessões para geração, transmissão e distribuição;
- 2) criação dos Consumidores Livres, que ficam liberados dos monopólios comerciais de compra e venda de energia elétrica pelas distribuidoras;
- 3) no julgamento das novas licitações serão considerados os seguintes critérios :
 - menor valor da tarifa;
 - melhor oferta financeira pela concessão
 - uma combinação entre os dois primeiros critérios;

- 4) para a extinção de concessão :
- pelo advento do termo contratual, encampação, caducidade, rescisão, anulação, falência ou extinção da empresa concessionária;
 - pelos serviços outorgados sem licitação na vigência da Constituição de 1988;
 - para as obras outorgadas sem licitação anteriormente à Constituição de 1988 que não foram iniciadas ou estiverem paralisadas na data da publicação da Lei.

Complementando a Lei das Concessões, a **Lei nº 9.428** de 07/07/1995, estabeleceu : 1) período máximo de concessão de 35 anos; 2) cria a figura do Produtor Independente de Energia (PIE); 3) define as regras para as concessões existentes e para as futuras.

Em 26 de dezembro de 1996 é criada pela **Lei nº 9.427** de 26 a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Uma autarquia sob regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME) com o propósito de regular e fiscalizar as atividades do setor.

Em agosto de 1998 o processo culmina com a assinatura do Acordo de Mercado e a constituição do Operador Nacional do Sistema. O Estatuto do Operador Nacional do Sistema e o Acordo do Mercado Atacadista são aprovadas gerando a coluna vertebral do novo modelo setorial. O modelo baseia-se em três alicerces fundamentais :

- 1) Competição na geração e na comercialização de energia elétrica;
- 2) Livre acesso às redes de transmissão e distribuição;
- 3) Regulação nos serviços de transmissão/distribuição.

A figura 1.1 resume a filosofia adotada na legislação de reforma do setor elétrico.

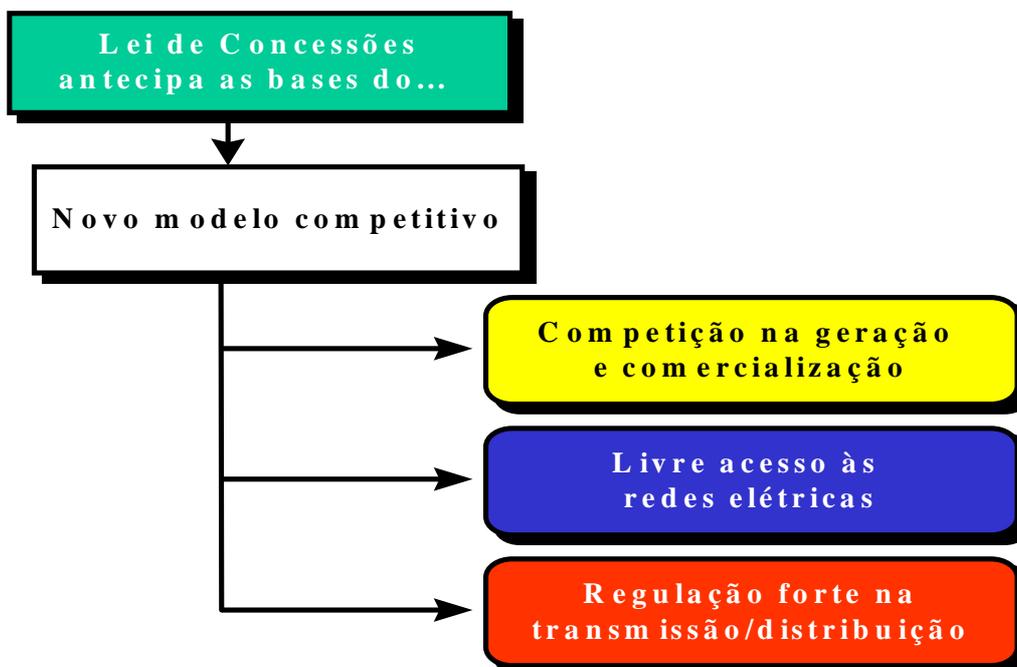


Fig. 1.1 Lei das Concessões e Novo modelo Competitivo no Brasil

1.1.1 Princípios Gerais da Transformação Setorial

Os princípios fundamentais que direcionam as transformações no ambiente de negócios do Setor Elétrico podem ser sintetizadas por :

- Consideração da energia elétrica como uma “commodity”, com a substituição dos monopólios regulados pela competição nos segmentos que não se caracterizem como monopólio natural (geração e comercialização);
- Livre acesso dos geradores e distribuidores/consumidores às redes de transmissão e distribuição;
- Desverticalização da indústria em segmentos competitivos / desregulamentados (geração e comercialização) e regulamentados / monopólios naturais (transmissão e distribuição);
- Progressiva regulamentação do processo de acesso às rede de transmissão e distribuição;
- Criação de mercado de negociação competitiva de energia entre geradores e distribuidores/consumidores no curto e no longo prazo;
- Direito progressivo dos consumidores, a partir dos de maior demanda, de escolherem e negociarem seu suprimento livremente;
- Privatização da indústria, atuando o Estado somente como regulador e indutor de políticas energéticas;
- Operação da rede interligada de forma centralizada (despacho das usinas acima de 50 MW);
- Contratos de energia com caráter financeiro e não físico;
- Criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE), em cujo âmbito será determinado o preço spot da energia;
- Inexistência de pedágios; os encargos de uso da transmissão devem sinalizar para a expansão ótima das redes e instalação de novas fontes de geração.

1.1.2 Nova estrutura do Setor Elétrico no Brasil

A figura 1.2 resume a estrutura global do setor elétrico no Brasil.

NOVA ESTRUTURA INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO

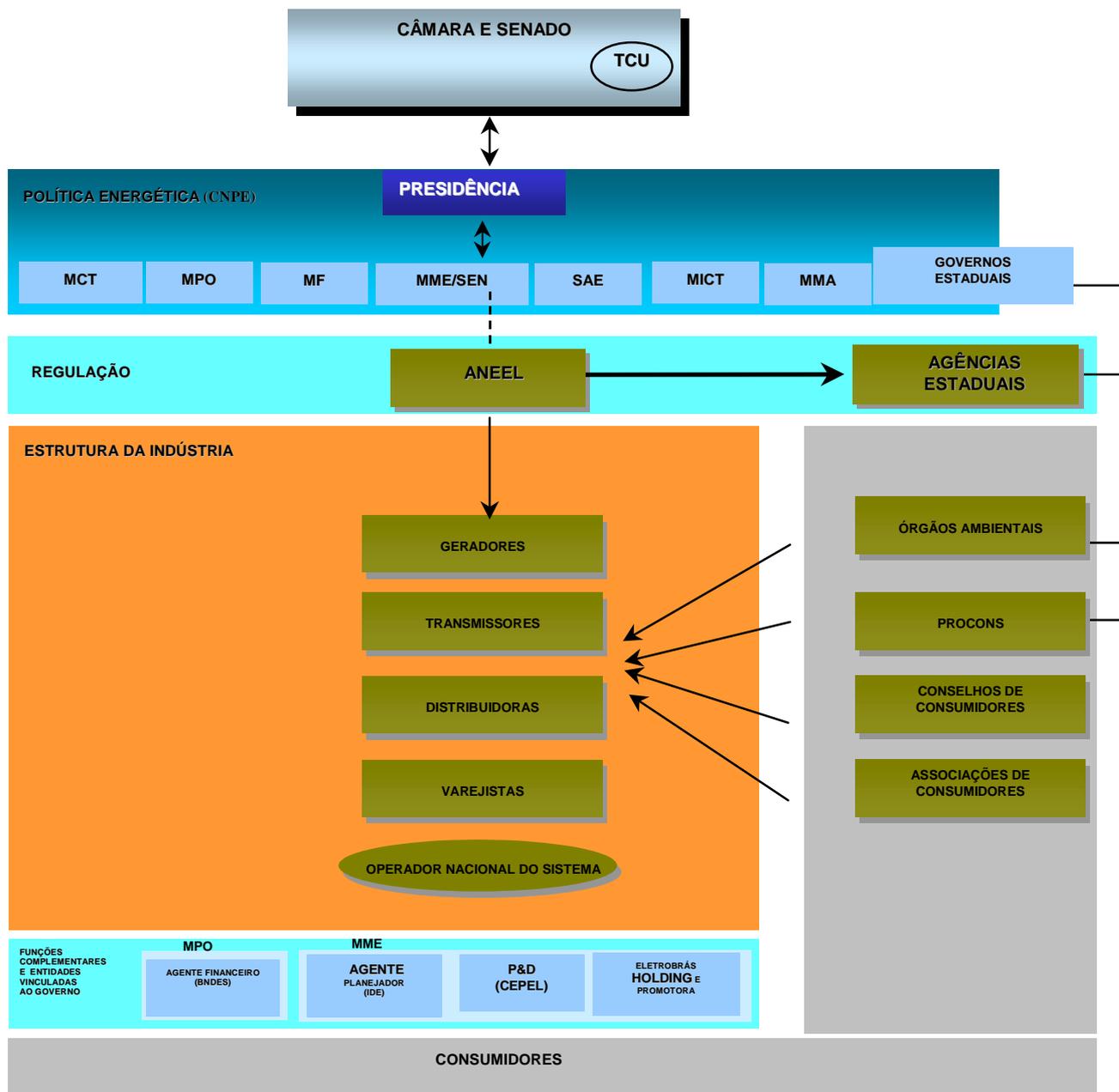


Fig. 1.2 Organização Global do Setor Elétrico no Brasil

1.1.3 Situação Institucional

Até meados de 1998 o sistema elétrico brasileiro estava composto de quatro empresas federais: Furnas, Chesf, Eletronorte e Eletrosul, que possuíam a maior parte da rede de alta tensão e supriam cerca de quatorze concessionárias estaduais. Estas concessionárias por sua vez têm uma capacidade substancial de geração (a capacidade instalada de alguns estados industrializados como São Paulo e Minas Gerais é comparável à das supridoras federais) e parte da rede de alta tensão. Também há várias dezenas de empresas de distribuição, em sua maioria controladas por municipalidades ou agentes privados.

As empresas federais são controladas pela Eletrobrás, uma agência federal ligada ao Ministério das Minas e Energia, que até meados de 1999 também era a responsável pelo financiamento e coordenação da operação e planejamento da operação do sistema. Esta coordenação era levada a cabo por dois grupos colegiados chamados GCOI (Grupo Coordenador da Operação Interligada) e GCPS (Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema), recentemente extintos. Embora todas as concessionárias participassem destes grupos, os comitês de alto nível sempre eram presididos por representantes da Eletrobrás.

O despacho hidrotérmico mensal era estabelecido por um modelo de programação dinâmica estocástica que minimiza o custo de produção total do sistema – composto de custos de combustível mais um custo de racionamento - ao longo do período de planejamento. Devido à grande capacidade de regulação dos reservatórios do sistema, o horizonte de planejamento operativo é de cinco anos, com um “buffer” de cinco anos adicionais para evitar o esvaziamento excessivo dos reservatórios no final do período. O custo do combustível para unidades térmicas é coberto por uma “conta de consumo de combustível” (CCC), para a qual contribuem todas as empresas em proporção às suas cargas.

Os contratos entre as empresas eram compulsórios e estavam baseados no equilíbrio entre a capacidade própria de geração de energia da empresa e a carga projetada. As tarifas eram calculadas de maneira a cobrir os custos de serviço e remunerar os investimentos a uma taxa preestabelecida. Até alguns anos atrás, conforme mencionado no início deste relatório, as tarifas eram equalizadas em todo o país. Isto era feito através da transferência de recursos de concessionárias com maior margem para as mais deficitárias.

Com o novo ambiente criado no Setor Elétrico, podemos identificar os agentes do mercado relacionados abaixo :

- Produtor – Agentes de geração são as empresas ou consórcio de empresas detentores de concessão, permissão ou autorização para gerar energia elétrica, bem como os agentes que, direta ou indiretamente, isoladamente ou em conjunto, detêm participação acionária nessa empresa, participando do grupo de controle e sejam signatários do Acordo de Acionista e/ou do Contrato de Concessão. No caso de importação de energia elétrica, a empresa ou consórcio de empresas responsáveis pela importação, bem como os seus acionistas, serão considerados agentes de geração. Os limites de escopo para um agente de geração são : limite máximo de 20% da geração do mercado nacional, limite máximo de 25% da geração do mercado Sul/Sudeste/Centro-Oeste, limite máximo de 35% da geração do mercado Norte/Nordeste e limite de 30% no mercado nacional para agentes que possuam geração e distribuição.

- Transmissor – Agentes de transmissão são as empresas ou consórcio de empresas detentores de concessão, permissão ou autorização para explorar os negócios de transmissão de energia elétrica e/ou as infovias. Os agentes de transmissão não podem possuir participações nos negócios de geração, distribuição ou comercialização. Esse fato preserva a premissa básica de livre acesso ao sistema.
- Distribuidor – Agentes de distribuição são as empresas detentoras de concessão, permissão ou autorização para distribuir energia elétrica, bem como os agentes que, direta ou indiretamente, isoladamente ou em conjunto, detêm participação acionária nessa empresa, participando do grupo de controle e sejam signatários do Acordo de Acionista e/ou do Contrato de Concessão. Os limites de escopo para um agente distribuidor são : limite máximo de 20% da distribuição do mercado nacional, limite máximo de 25% da distribuição do mercado Sul/Sudeste/Centro-Oeste, limite máximo de 35% da distribuição do mercado Norte/Nordeste e limite de 30% no mercado nacional para agentes que possuam geração e distribuição. É necessário ressaltar que no caso de autosuprimento gerador/distribuidor, o distribuidor não poderá comprar mais de 30% da energia requerida pelos consumidores cativos de empresas geradoras na qual possua mais de 12,5% do capital votante (ações ordinárias).

Limites de Concentração no Mercado Brasileiro			
	Mercado Nacional	S/SE/CO	N/NE
Agente de Geração	20,0%	25,0%	35,0%
Agente de Distribuição	20,0%	25,0%	35,0%
Agente (G+D)	30,0%		

- Comercializador : Agentes que possuem habilitação para atuar na compra e venda de energia elétrica. Podemos dividir os comercializadores em três tipos :
 - Trader – Negocia a energia para consumo próprio;
 - Broker – Negocia a energia em nome de terceiros;
 - Dealer – Negocia a energia tentando diminuir os níveis de incerteza para os produtores e cobra um prêmio por assumir os riscos do mercado.
- Consumidores Livres – São considerados consumidores livres todos aqueles que satisfaçam as cláusulas na Resolução n° 264 de 13 de agosto de 1998 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Para o enquadramento na categoria de consumidor livre, esse deve apresentar uma das quatro características descritas abaixo :

- I. Demanda acima de 10 MW em qualquer período horosazonal e conectado à rede em um nível de tensão igual ou superior a 69 KV;
- II. Demanda acima de 3 MW em qualquer período horosazonal e conectado à rede em um nível de tensão igual ou superior a 69 KV, para consumidores ligados após 8 de julho de 1995;
- III. Demanda acima de 3 MW em qualquer período horosazonal e conectado à rede em um nível de tensão igual ou superior a 69 KV, para consumidores ligados antes de 8 de julho de 1995, estes só poderão ser considerados consumidores livres a partir de 8 de julho de 2000;
- IV. Demanda acima de 0,5 MW em qualquer período horosazonal para qualquer consumidor que compre sua energia de um projeto caracterizado como Pequena Central Hidrelétrica (PCH);
- V. Demanda acima de um valor a ser estipulado pela ANEEL a partir de 2003, probabilidade desse valor se situar em torno de 0,05 MW e conectado à rede em um nível de tensão igual ou superior a 13,8 KV.
 - Consumidores Cativos – São todos os consumidores que não se enquadram nas definições anteriores de consumidores livres.

Prazo para Opção	Porte do Consumidor	Fornecedor
Opção Imediata	≥ 3 MW (Novos)	Sem restrição
	≥ 500 kW	PCH's
	≥ 10 MW, 69 kV	Sem restrição
Jul/2000	≥ 3 MW, 69 kV	Sem restrição
Jul/2003	ANEEL definirá	ANEEL definirá

1.1.3 Criação da ANEEL

Criada pela *Lei n° 9.427* de 26/12/1996, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é uma autarquia sob regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME) que têm como missão “proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade”. As principais funções a serem exercidas pela ANEEL são :

- Regular o setor;
- Fiscalizar o setor;
- Outorgar: concessões, autorizações e permissões;
- Mediação de conflitos.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) deve atuar como mediadora dos conflitos que possam vir a ocorrer entre os agentes do Setor Elétrico visando sempre o equilíbrio entre a saúde econômico-financeiro das empresas do setor e o bem-estar da sociedade no longo prazo. A agência também é responsável, em última instância, por promulgar um parecer final sobre os conflitos caso não se chegue a um comum acordo entre as partes.

A figura 1.3 apresenta a organização da ANEEL.

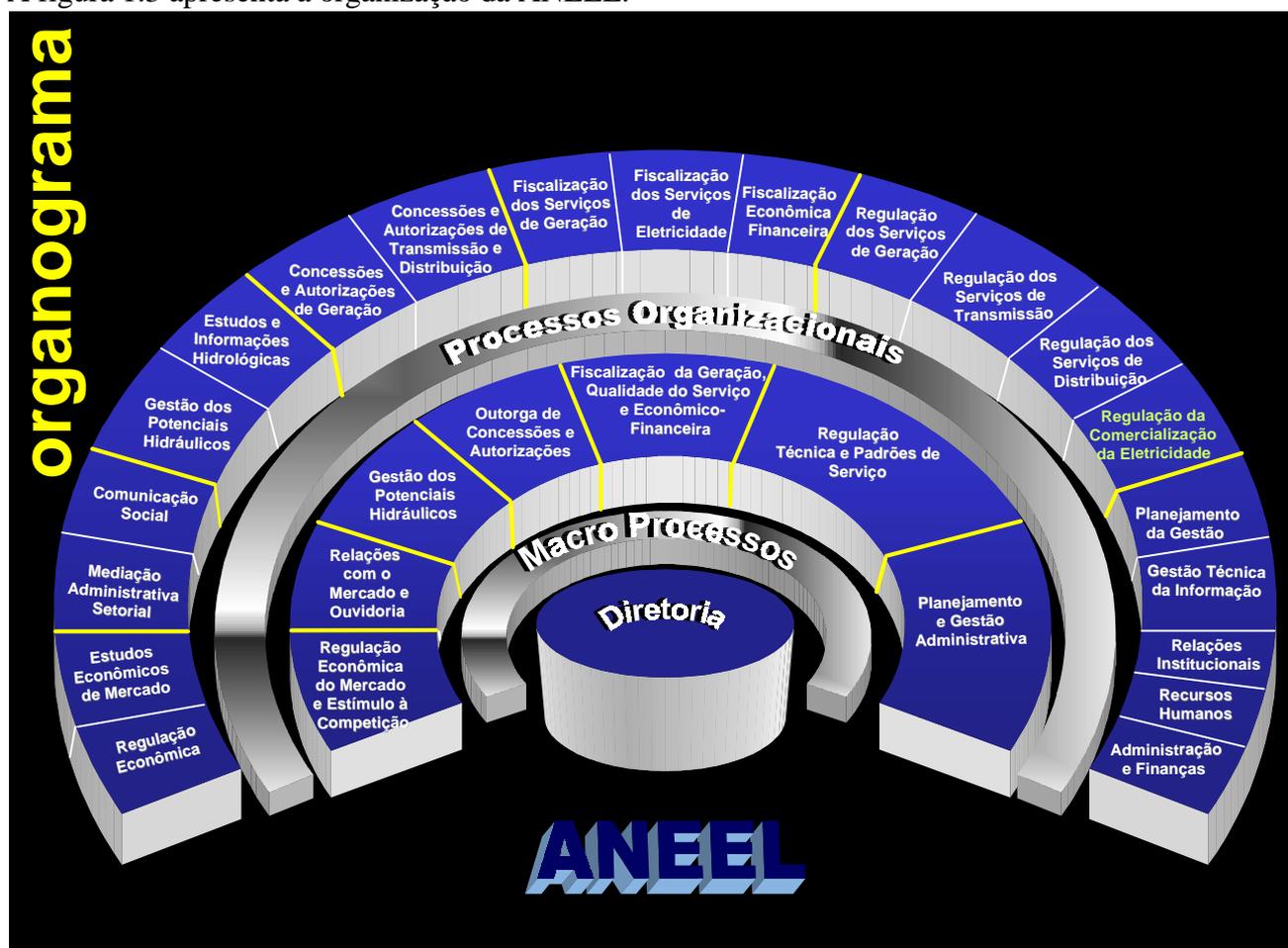


Fig.1.3 Estrutura Organizacional da ANEEL

1.1.4 Criação do Operador Nacional do Sistema

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) foi criado pela **Lei n° 9648**, de 27 de maio de 1998, regulamentado pelo **Decreto n° 2655**, de 2 de julho de 1998, e teve seu funcionamento autorizado pela **Resolução n° 351** da ANEEL, de 11 de novembro de 1998.

A **Resolução n° 25** da ANEEL, de 10 de fevereiro de 1999, aprovou o Manual de Procedimentos da Operação do ONS.

A **Resolução n° 66** da ANEEL, de 16 de abril de 1999, estabeleceu a rede básica do sistema elétrico interligado brasileiro, suas conexões e as respectivas empresas usuárias das instalações, definindo o sistema objeto da atuação do ONS.

A **Resolução n° 142** da ANEEL, de 16 de abril de 1999, estabeleceu as receitas anuais permitidas das empresas concessionárias de transmissão vinculadas à rede básica e apresentou o orçamento do ONS para 1999.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico é uma entidade de direito privado responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados brasileiros. O ONS 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.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) foi criado para substituir a estrutura cooperativa de coordenação da operação existente e tendo como responsabilidade manter os ganhos sinérgicos resultantes da otimização da operação dos sistemas de transmissão e geração de energia elétrica (despacho centralizado) e viabilizar a expansão do sistema de transmissão a mínimo custo. Suas principais atribuições 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 ancilares;
- Proposição à ANEEL das ampliações e reforços da rede básica de transmissão;¹
- Definição de regras para a operação da rede básica de transmissão, a serem aprovadas pela ANEEL.

¹ Processo em reavaliação em função da criação do CCPE

A figura 1.4 descreve a estrutura organizacional do ONS.

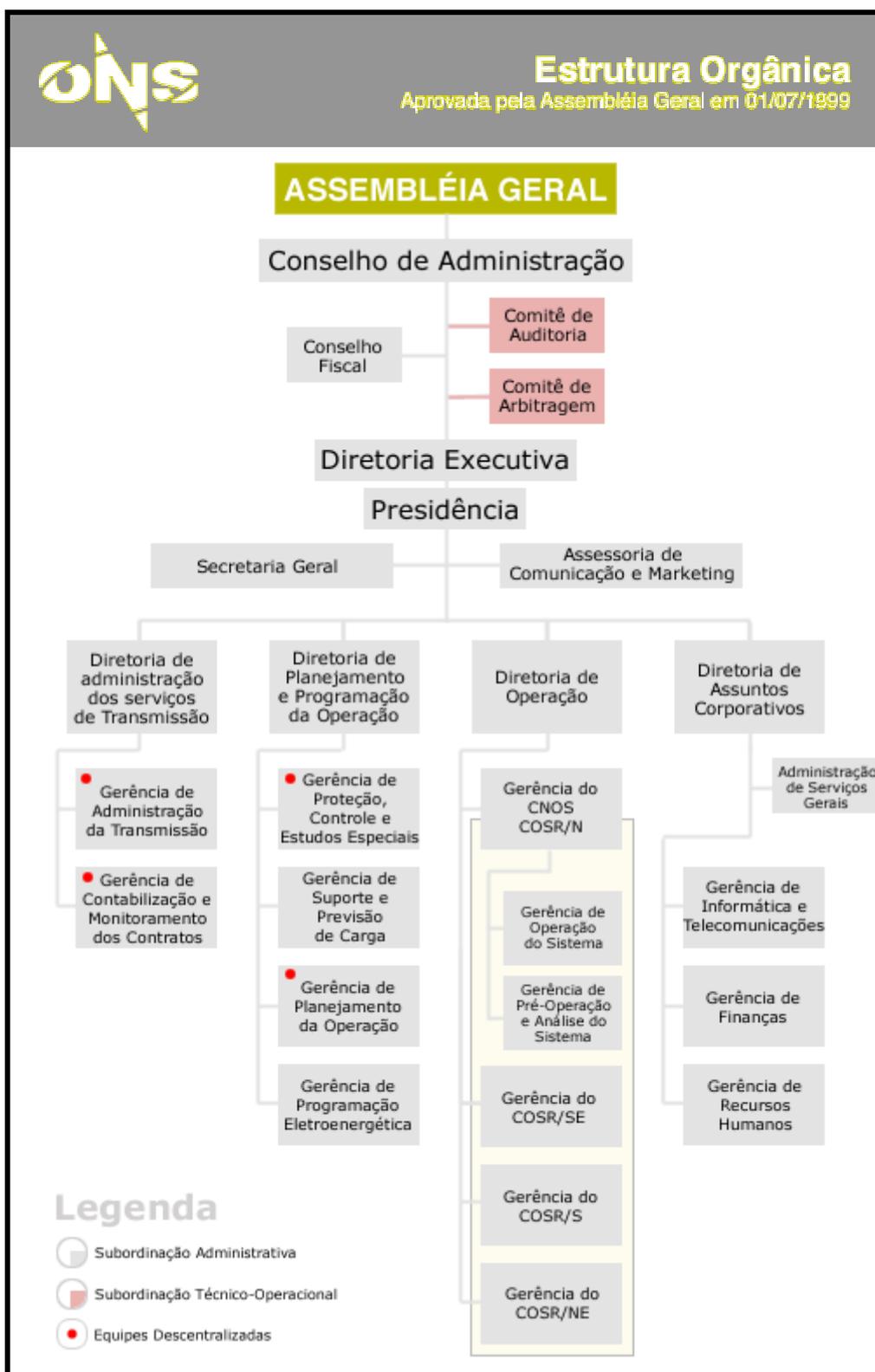


Figura 1.4 Estrutura Organizacional do ONS

1.1.5 Criação do Comitê Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos (CCPE)

No modelo do Setor Elétrico Brasileiro, além da ANEEL, do ONS e do MAE, entidades responsáveis respectivamente pela regulação, operação e comercialização da energia elétrica, existe uma outra entidade governamental o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE).

O CCPE é a entidade responsável pelo planejamento da expansão do sistema elétrico, criado pela portaria MME nº 150, de 10 de maio de 1999, cuja estrutura, organização e forma de funcionamento foram aprovadas pela Portaria MME nº 485, de 16 de Dezembro de 1999, estando em funcionamento desde de janeiro de 2000.

No novo contexto do Setor Elétrico, o ambiente concorrencial cria novos paradigmas para a atividade de planejamento, repercutindo nos estudos de previsão de mercado, já que os agentes passam a atribuir conotação estratégica a uma série de informações antes compartilhadas sem restrições com todos os participantes do processo de planejamento do Setor. Também são alteradas as premissas e os principais objetivos do planejamento de expansão da oferta, agora de natureza indicativa. Finalmente, o planejamento de transmissão também é impactado, passando a ser o estabelecimento de um sistema de transporte de energia que não iniba a concorrência entre os agentes de mercado, um condicionante para o mínimo custo global, que sempre norteou as decisões de expansão de transmissão.

Tendo em vista estas considerações, são objetivos principais do Planejamento no atual contexto institucional:

- Orientar ações de Governo para assegurar o fornecimento de energia nos níveis de qualidade e quantidade demandados pela sociedade, em consonância com a Política Energética Nacional, emanada do Conselho Nacional de Política Energética;
- Oferecer aos agentes do mercado elétrico um quadro de referência para seus planos de investimento; e
- Estabelecer, em consonância com os aspectos operacionais do sistema, a expansão mais adequada da rede elétrica de transmissão.

Dessa forma, coerente com a implementação do ambiente competitivo nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica e o monopólio natural nas redes de transmissão e distribuição, as suas atividades e produtos deverão ser consubstanciados nos Planos Indicativos de Expansão, Programa Determinativo da Expansão da Transmissão e nos Planos Nacionais de Energia Elétrica de longo prazo, a partir do ciclo anual de planejamento 2000, observando:

- o caráter indicativo e orientativo para a expansão da geração e determinativo para a expansão da rede de transmissão;
- colimação de dados públicos e de origem declarada;

- freqüentes atualizações das alternativas para expansão, em razão da dinâmica do ambiente setorial; e
- realização de forma integrada, incorporando a gestão da realização de estudos básicos ao processo de planejamento, orientando a expansão adequada das redes locais à Rede Básica, e incorporando soluções que considerem a possibilidade de integração com países vizinhos.

O novo ambiente institucional faz com que o planejamento deixe de ser realizado de forma colegiada. A representação dos agentes e entidades do setor pode, contudo, ser garantida pela composição da estrutura do CCPE, estimulando a participação de entidades de classe e através do processo de consultas públicas na avaliação e aprovação dos principais produtos, refletindo um processo decisório participativo e aberto.

Necessitando o CCPE incorporar as características e incertezas decorrentes do novo ambiente, é necessário o desenvolvimento de novas metodologias para a execução dos estudos de planejamento.

No sentido de atender às atribuições acima mencionadas e na qualidade de Agente Planejador do Sistema Elétrico Brasileiro, o CCPE deverá, entre outras obrigações:

- Elaborar, de forma integrada, o planejamento de longo prazo do setor elétrico;
- Elaborar, e manter atualizado os Planos Indicativos de Expansão e o Programa Determinativo da Transmissão;
- Estruturar e manter atualizado o Sistema de Informações Técnicas do planejamento da expansão do setor de energia elétrica, disponibilizando-o aos agentes que atuam no setor e à sociedade em geral;
- Estimar os investimentos de capital para expansão da oferta e da transmissão de energia elétrica, subsidiando as ações de Governo na busca de adequação ou viabilização dos mesmos;
- Acompanhar pró-ativamente as condições de atendimento ao mercado de energia elétrica, sugerindo ações para manter este atendimento em níveis de qualidade preestabelecidos;
- Propor à ANEEL, os critérios, normas, procedimentos e referências de qualidade para o desempenho do sistema elétrico na realização da atividade de planejamento;
- Examinar e emitir parecer sobre assuntos técnicos e estratégicos que lhe forem encaminhados pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE ou pelo Excelentíssimo Senhor Ministro de Minas e Energia.

Sendo o Planejamento função de Governo, a composição das instâncias decisórias do CCPE objetiva a representatividade governamental na sua gerência, buscando, também, a

capilaridade de atuação na elaboração dos trabalhos, onde as peculiaridades regionais devem ser captadas.

A figura 1.5 descreve a estrutura organizacional do CCPE.

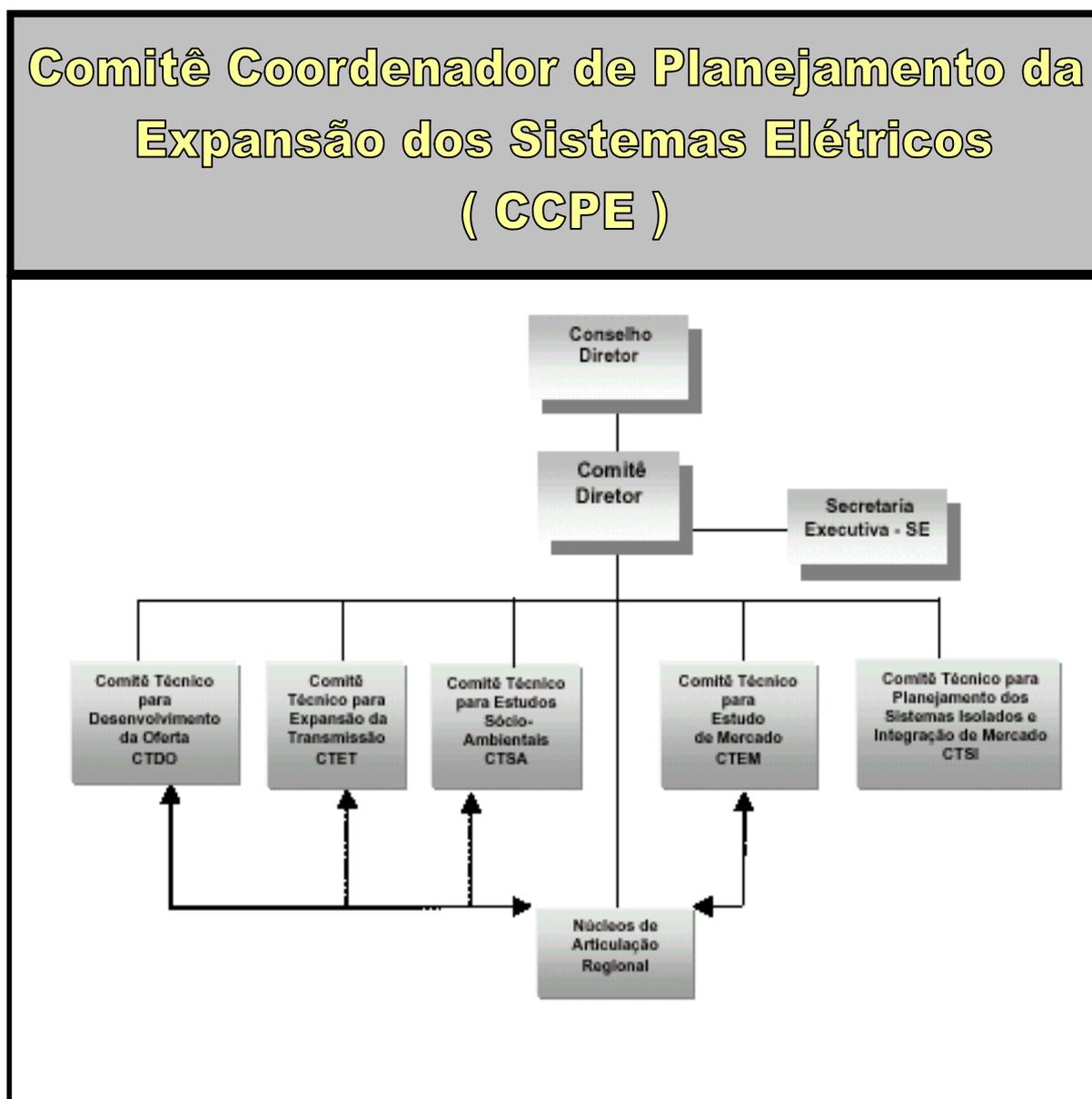


Figura 1.5 Estrutura Organizacional do CCPE

1.2 O Mercado Spot e o MAE (Mercado Atacadista de Energia)

No sistema hidrotérmico a maior eficiência é obtida através de um despacho centralizado que siga uma política para maximizar o benefício do uso da água. Tal fato pode ser melhor visualizado na figura 1.6 que mostra o dilema operativo em um sistema hidrotérmico. Por isso no caso brasileiro, o preço *spot* da energia elétrica no mercado brasileiro é formado a partir de um processo de otimização que utilizando os dados existentes (volume de água armazenada nos reservatórios e os custos operacionais das plantas térmicas) e as previsões futuras (afluências dos rios e demanda de energia), estabelece uma política de uso eficiente da água, que é refletida no despacho ótimo e no custo marginal de operação e no preço *spot*.

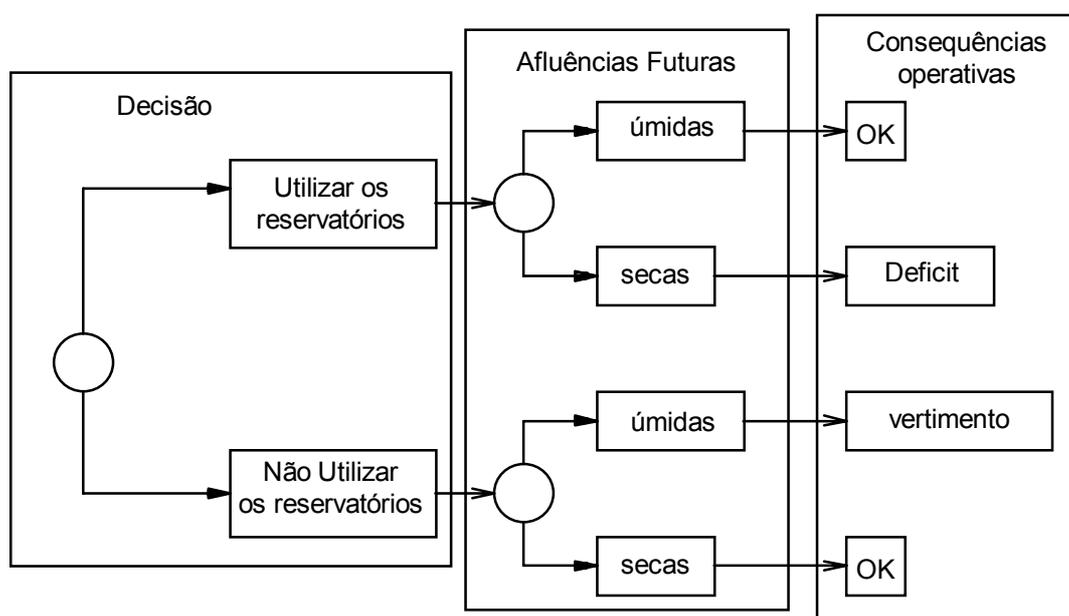


Fig. 1.6 Dilema Operativo em um Sistema Hidrotérmico

Não existe o sistema de *bidding* no Brasil devido às características próprias do Sistema Elétrico nacional. A enorme quantidade de produção hidráulica que atinge 95 % da energia total consumida e o grande número de usinas em cascata torna o Brasil um país singular na América Latina. O preço *spot* é determinado pelo Mercado Atacadista de Energia (MAE) e a cada período de tempo, sendo esse o valor único para todas as transações realizadas naquele período. O Mercado Atacadista de Energia (MAE) funciona como um balcão de compensações onde todos os agentes recebem ou pagam a diferença entre a energia gerada e a energia contratada multiplicada pelo preço *spot* naquele período de tempo.

Os procedimentos para o cálculo do custo marginal de operação e o preço *spot* estão sendo validados pelos agentes de forma que o processo de geração do preço *spot* seja transparente e possa ser reproduzido por cada agente. Hoje o Mercado Atacadista de Energia fornece uma tarifa marginal de operação do sistema em base mensal. Em um próximo momento (previsto para Julho de 2000), essas tarifas serão semanais, chegando depois ao estágio final de a cada 30 minutos.

A figura 1.7 descreve as várias fases de implementação do mercado livre de energia.

Plano de Implementação do MAE

FASE 1

Preços Mensais
 Sistemas de medições existentes
 Contabilização Mensal
 Sem penalidades
 Demand-Side Bidding (DSB) baseado na segurança

FASE 2

Preços Semanais
 Sistema de medições customizado
 - estimação de dados em caso de falta

FASE 3

Preços em 30 minutos
 Penalidades
 Taxa de serviços ancilares

FASE 4

Novo sistema de medições
 Aquisição Automática de Dados

Fig. 1.7 A Implantação das várias Fases do MAE

1.3 Transações Comerciais e Legais – Contratos Iniciais

Com a criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE) são formados dois mercados distintos para negociação da “commodity” energia, um de curto prazo (Mercado Spot) e outro de longo prazo (Contratos Bilaterais). No mercado de curto prazo o preço da energia é fornecido pelo MAE, sendo esse o valor das transações de compra e venda em cada período considerado. Todas as transações no mercado de curto prazo são feitas em reais e o agente responsável pela liquidação e pela contabilização será o MAE. No mercado de longo prazo a energia é livremente negociada entre as partes, só sendo necessário ser informado para o MAE o montante contratado (o preço do contrato é livremente negociado entre as partes). Os Contratos Bilaterais são contratos financeiros que expressam obrigações financeiras a preços e índices de reajustes livres. Sendo um contrato financeiro, esse se encontra regido pela mesmas leis dos contratos financeiros normais.

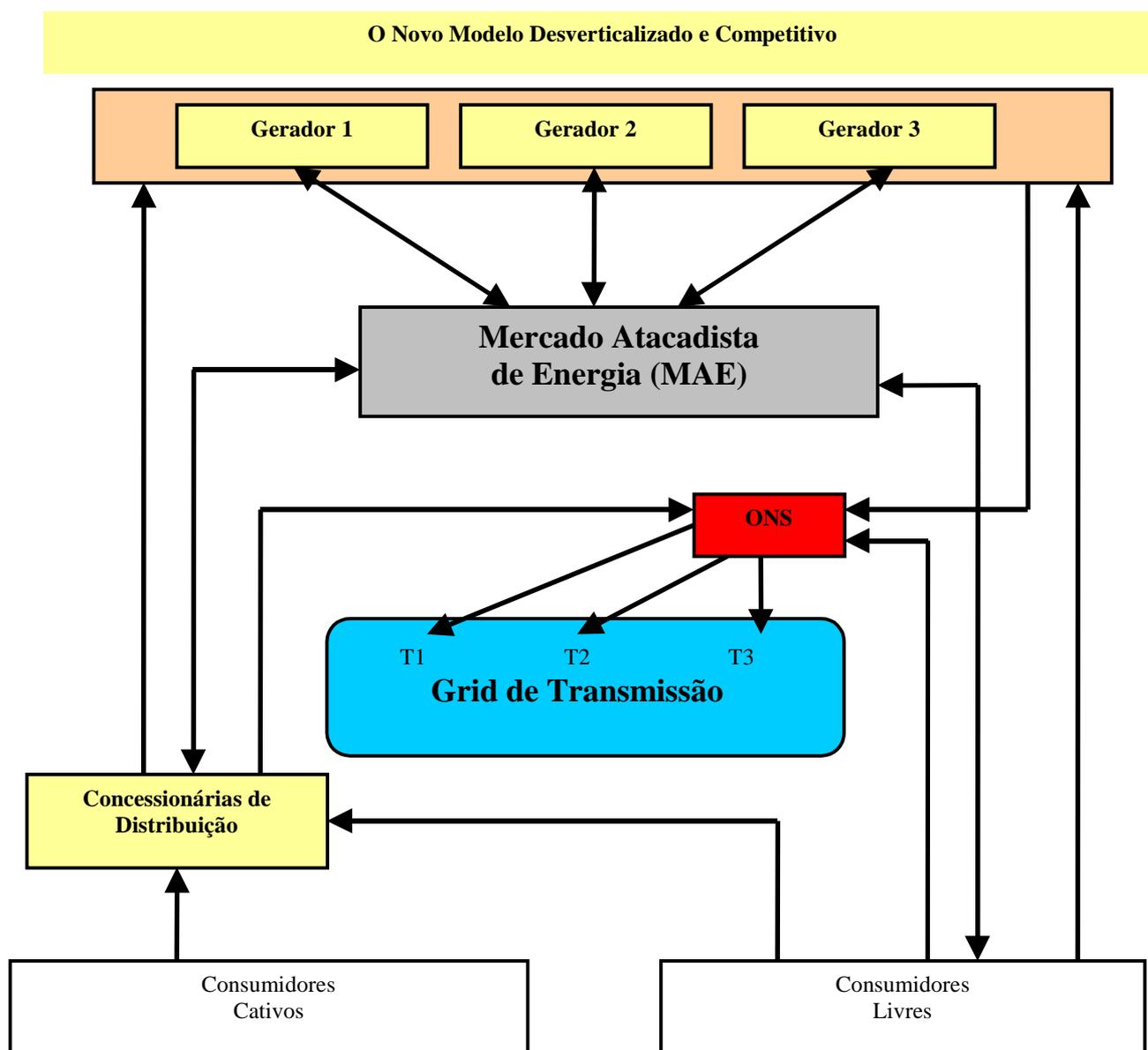


Fig. 1.8 Esquema das Transações no Novo Contexto Setorial

Até o presente momento não houve realização de contratos bilaterais expressivos. As regras de transição, a pouca entrada de novos projetos de geração e as indefinições de algumas regras do novo modelo setorial foram fatores determinantes para tal fato. As regras de transição, baseada nos contratos iniciais, como veremos a seguir, liberam progressivamente os contratos já firmados entre as distribuidoras e as geradoras diminuindo a necessidade de compra e venda de energia no curto prazo (até 2002). As indefinições de algumas regras do novo modelo levou os investidores a atrasarem seus investimentos, como também a desvalorização do real frente ao dólar encareceu grande parte dos investimentos em plantas térmicas (menos em hidráulicas), tanto no custo do combustível (gás natural) quanto no preço dos equipamentos. Tiveram grande impacto nas decisões de investimentos as indefinições do novo modelo quanto ao valor normativo e à tarifa de uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Os contratos iniciais foram concebidos para administrar uma situação de transição entre o velho e o novo modelo (mercado livre), e pressupõe um período de 5 anos de condições contratuais com pequenos reajustes culminando em valores iguais nos anos de 2001 e 2002. Após o ano de 2002 estabeleceu-se um esquema de relaxação das obrigações contratuais, conforme mostra a figura 1.9 .

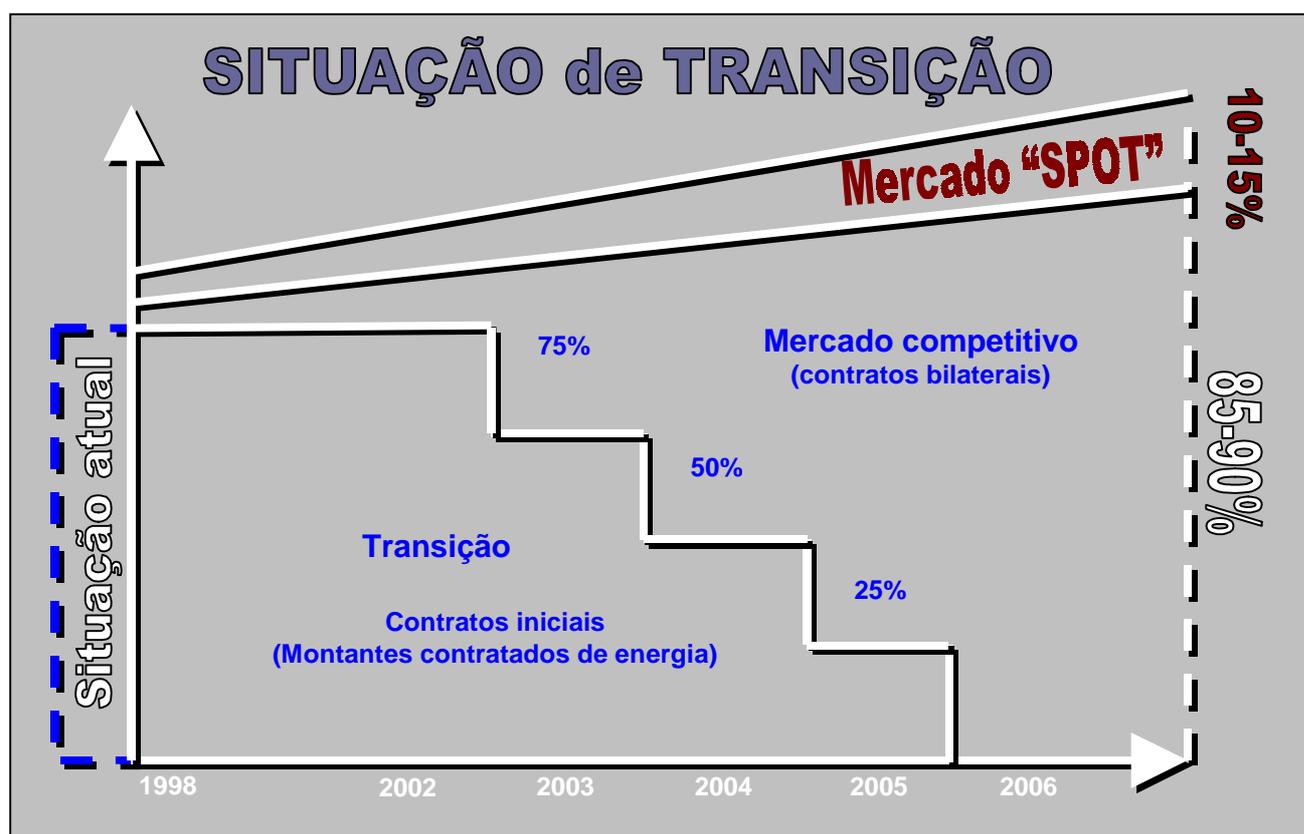


Fig.1.9 Contratos Iniciais e a Transição para um Mercado Livre

1.3.1 Submercados

O conceito de submercado surge devido à própria metodologia de tarifação baseada no custo marginal de operação. Quando levamos em conta as restrições de transmissão, fica clara a necessidade do conceito de submercado, pois não existirá um único custo marginal de operação para todo o sistema interligado em caso de restrição no sistema de transmissão. A restrição no sistema de transmissão cria uma espécie de ilhamento, gerando regiões com custos marginais de operação diferenciados.

As restrições de transmissão entre duas regiões impedem que os geradores de custos mais baixos de uma determinada região aumentem sua geração para atender a outra região. Logo, o custo com relação ao aumento de demanda fica diferente para ambas as regiões. Os submercados refletem as restrições de transmissão, isto é, um submercado é uma região elétrica onde não ocorre restrição no sistema de transporte de energia elétrica. No sistema brasileiro foram definidos 4 submercados para o sistema interligado, sendo eles :

- Norte Interligado (Pará, Tocantins e Maranhão);
- Nordeste; (Bahia, Alagoas, Sergipe, Pernambuco, Paraíba, Ceará, Rio Grande do Norte e Piauí)
- Sudeste/Centro-Oeste (São Paulo, Rio de Janeiro, Minas Gerais, Espírito Santo Mato Grosso e Goiás);
- Sul (Mato Grosso do Sul, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul).

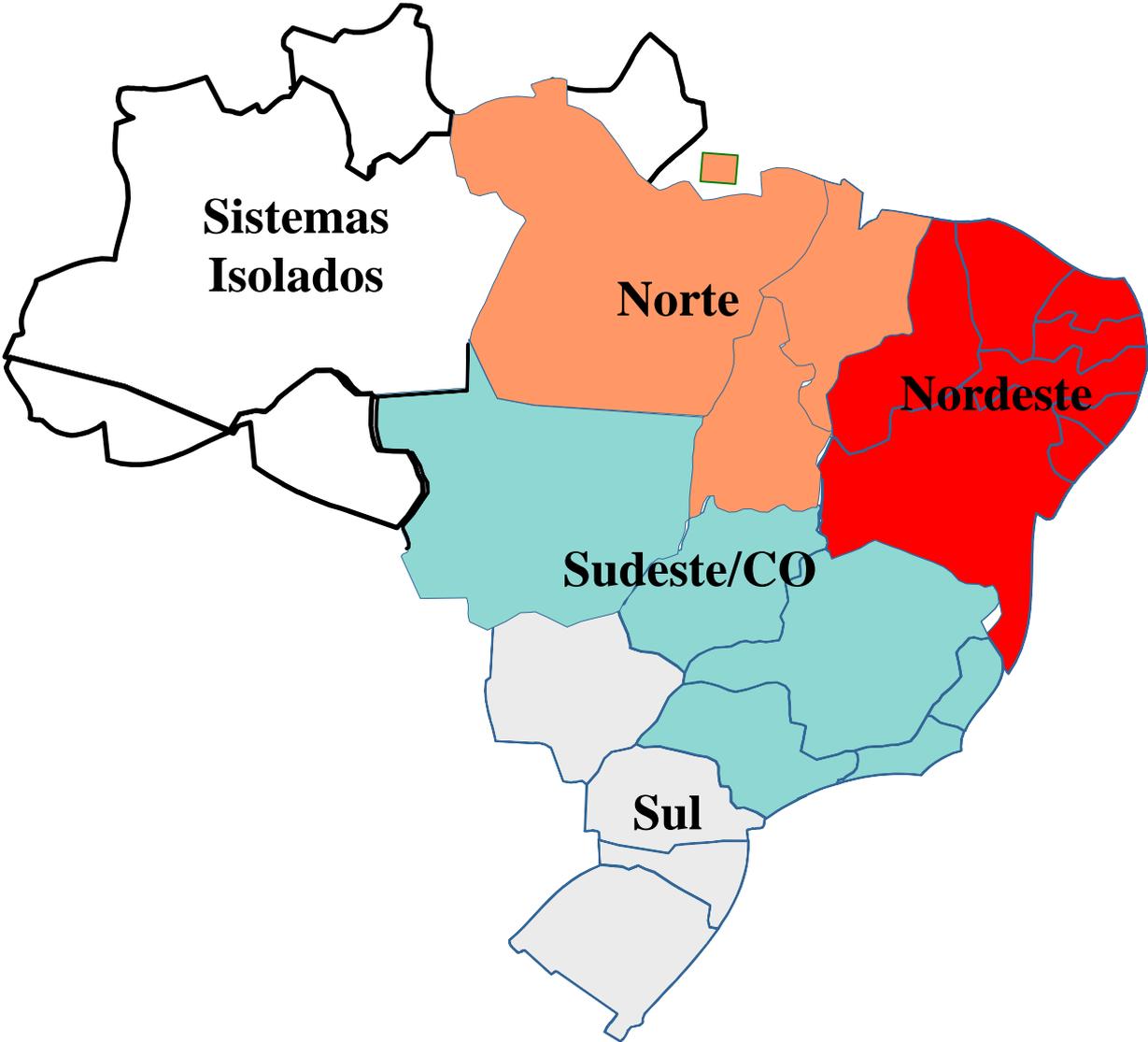


Fig.1.10 Submercados



Fig.1.11 Interconexões entre os Submercados

A operação dos sistemas isolados, como Roraima, Rondônia, Amapá, Acre e Manaus, será regulada pela ANEEL. Programas para desenvolvimento de tecnologias alternativas para o atendimento de regiões isoladas estão sendo implementados em várias universidades. Projetos pilotos que tentam aproveitar recursos da própria região como fonte solar, fonte eólica ou biomassa estão em curso.

1.3.2 Outras Regulações

As regras de remuneração para serviços ancilares, como regulação de frequência, suporte de tensão reserva girante e outras, serão definidas nas regras do MAE. O instrumento para remuneração será o Encargo de Serviços do Sistema (ESS). O ESS cobrirá os custos referentes a problemas de :

- Restrições de transmissão;
- Variações de disponibilidade e demanda;
- Custos de serviços ancilares;
- Encargo de capacidade;
- Custo de Demand-Side Bidding (DSB);
- Desvios entre as perdas calculadas e efetivas no sistema de transmissão;
- Pagamento de penalidades.

1.4 Transmissão de Energia Elétrica no Brasil

Geradores e demandas pagarão uma tarifa/encargo *fixa* calculada anualmente e paga em prestações mensais pelo direito de uso do sistema de transmissão de alta tensão (R\$/KW instalado para os geradores e R\$/carga máxima para a demanda). Esta tarifa depende da localização de cada gerador e demanda, e cobre todos os serviços de transmissão (tarifa nodal). Em outras palavras, uma vez paga sua tarifa própria de transmissão, um gerador pode assinar contratos com qualquer demanda em qualquer região sem custos de transmissão adicionais (isto é, não há “pedágio” de transmissão ponto-a-ponto e o acesso à rede de transmissão é livre). As tarifas dos geradores são calculadas por barra e as tarifas de demanda são calculadas por zonas, isto é, uma média das tarifas das barras naquela zona (atualmente estas zonas correspondem aos estados da Federação).

1.4.1 As Tarifas de Transmissão

Recentemente, a ANEEL publicou as Resoluções nºs 281, 282 e 286/99 que atualizam e sinalizam um direcionamento para o cálculo das tarifas de transmissão e distribuição.

Nessas resoluções constam ainda algumas informações que merecem uma análise mais detalhada:

- as tarifas têm um conteúdo locacional ou nodal (sinal econômico puro); há uma receita anual de transmissão autorizada pela ANEEL; não sendo possível a recuperação dos investimentos pela tarifa nodal, a parcela remanescente será “rateada” ou “selada” entre todos os agentes, até se atingir o valor esperado da recuperação dos investimentos da rede básica;
- define-se também um critério de despacho para cálculo das tarifas de uso, segundo um critério de proporcionalidade de energia assegurada para as hidroelétricas e de potência instalada para as termelétricas;
- define-se também valores para a energia transportada pelos troncos de Itaipu (FURNAS);
- foram mantidas, para as demandas, a caracterização das zonas de consumo pelos estados da Federação.

Além das tarifas de uso, há também os denominados Fatores de Perdas da Transmissão (TLF), que têm o mesmo princípio nodal da tarifa de uso da transmissão, e que referencia os geradores e as demandas a um centro de gravidade elétrico para cada submercado. No caso deste encargo, a cobrança será coordenada pelo MAE, com base no despacho real do sistema.

1.4.2 Responsabilidades do ONS e dos Agentes

A responsabilidade do Operador Nacional do Sistema (ONS) com relação a manutenção do princípio de livre acesso pode ser refletida em 4 pontos básicos na transmissão de energia elétrica :

- 1) Prover os meios para que todos agentes possam ter acesso ao Sistema Elétrico;
- 2) Administrar os serviços e os encargos de transmissão;

- 3) Propor ampliações e reforços do Sistema Elétrico ao menor custo;
- 4) Operar de forma ótima o sistema existente.

As responsabilidades das empresas transmissoras são : implementar novas instalações de acordo com os contratos de concessão, tornar disponível as instalações de transmissão de acordo com padrões previamente definidos nos contratos e nos procedimentos da rede e estabelecer acordo de serviços de transmissão com o ONS.

Na legislação brasileira segundo a Resolução nº 142 da ANEEL, uma empresa transmissora de energia elétrica não pode possuir ativos de geração ou distribuição. As grandes geradoras federais como FURNAS, CHESF e ELETRONORTE contêm a maior parte dos ativos de transmissão do Sistema Elétrico brasileiro. Com a privatização das mesmas novas empresas de transmissão surgirão, mas não se definiu ainda se serão mantidas separadas ou serão fundidas em uma única grande empresa de transmissão. No primeiro momento o Governo pretende manter as empresas de transmissão sob o controle estatal.

As penalidades ou incentivos associados à confiabilidade e à qualidade do serviços de transmissão estão sendo estipulados através de um levantamento de dados operativos dos sistemas de transmissão, para criação de índices por empresas e regiões.

1.4.3 Ampliações e Reforços na Rede Básica de Transmissão ²

A autorização ou outorga de concessão para um reforço ou ampliação na malha de transmissão existente é responsabilidade da ANEEL, que solicitará ao ONS um parecer técnico sobre a questão. Esta necessidade de reforço estará geralmente vinculada ao ingresso na rede (Pedido ou Solicitação de Acesso) de uma nova instalação proposta pelos agentes (até porque é neste segmento que se dá a competição). A ANEEL solicitará também ao CCPE pareceres sobre atualizações e ajustes no planejamento da expansão da transmissão conforme a Portaria nº 150 de 10 de maio de 1999. O planejamento da expansão elaborado pelo CCPE, terá caráter determinativo no que se refere às obras consideradas como inadiáveis, para garantia das condições de atendimento do mercado, constituindo essas obras o Programa Determinativo da Transmissão.

O acessante efetuará estudos técnicos nos quais analisará o desempenho da rede com seu ingresso. O ONS efetuará estudos técnicos nos quais analisará o desempenho da rede frente aos diversos ingressos, e produzirá uma proposta de ampliações e reforços da rede à ANEEL. Esta, com base na proposta do ONS, pode conceder uma autorização para a própria empresa de transmissão envolvida na conexão faça as ampliações e os reforços ou licitar para que terceiros o façam. É importante ressaltar que o processo se encontra em vias de consolidação, devendo haver uma interação maior entre o ONS e o CCPE nas análises de médio e curto prazo. No atual momento, pela *Lei nº 9.648* e pela resolução da ANEEL nº 281 de 1999, o processo pode ser exemplificado pela figura 1.12.

² Processo em reavaliação em função da criação do CCPE

Processo de Reforços à Rede *

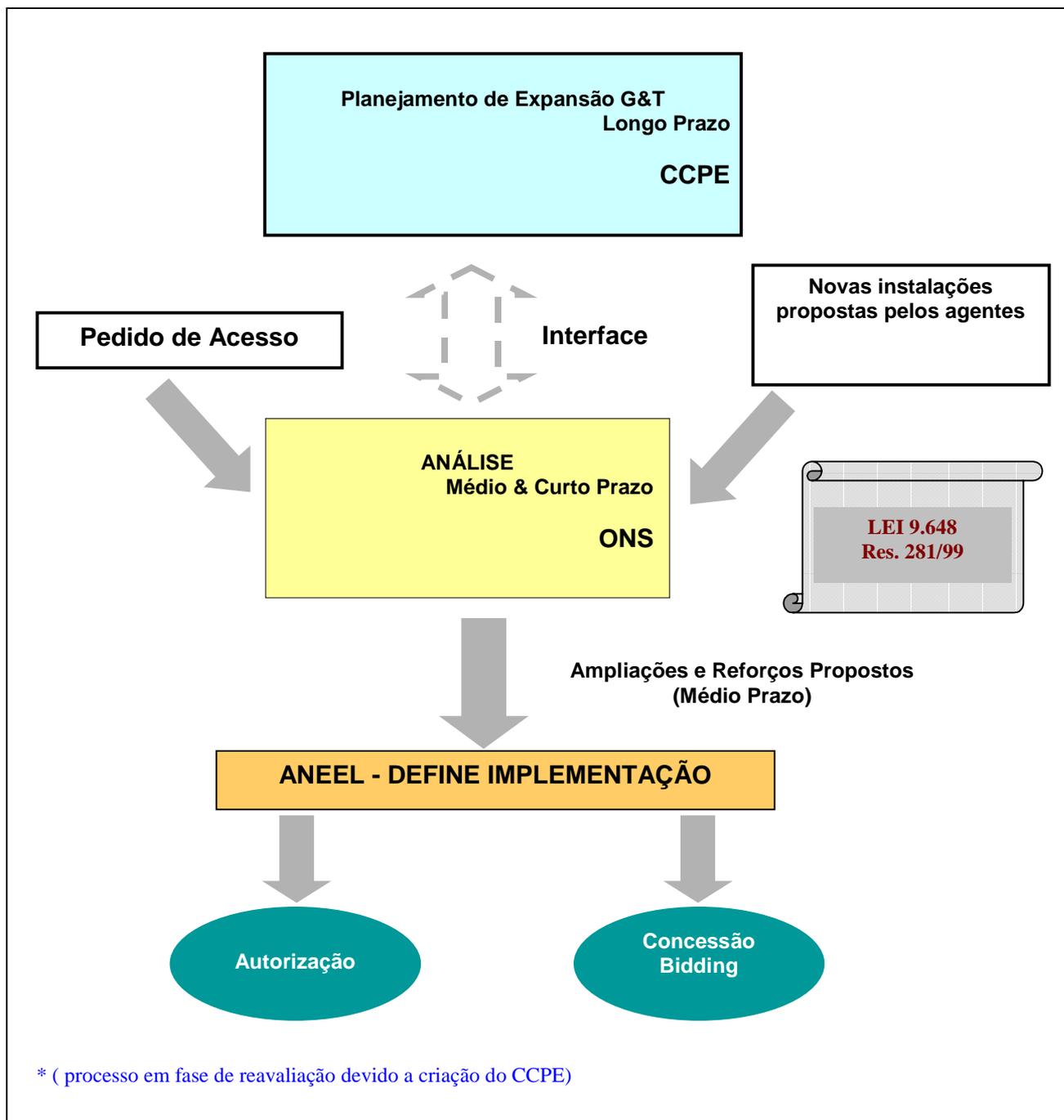


Fig. 1.12 Esquema de Solicitação de Acesso e Implementação de Reforços na Rede

1.5 Importação & Exportação

As importações ou exportações de energia elétrica são interpretadas como conexão de uma geração ou carga no Sistema Elétrico nacional. O livre acesso é garantido a todos os investidores sem discriminação. O tratamento no mercado spot será o mesmo dos outros agentes. Sua remuneração será correspondente à diferença entre a energia importada no período menos os contratos bilaterais, multiplicada pelo preço spot naquele período. No mercado de longo prazo será a remuneração dos contratos bilaterais negociados livremente. A remuneração no mercado spot será em reais. Os preços e índices de reajustes dos contratos bilaterais são estipulados por livre acordo entre as partes.

O procedimento de despacho da interconexão será similar a de um gerador (térmico). O proprietário pode declarar sua potência disponível e seu custo de energia a cada período a ser pré-definido, sendo despachado quando o preço da sua energia for menor do que o custo marginal de operação.

Quanto a problemas dinâmicos, o fato do Brasil ser o único país a operar com a frequência de 60Hz no cone sul torna necessário que a conexão seja feita em corrente contínua, seja por um elo DC ou por uma estação “*back-to-back*”. Uma conexão internacional através de corrente contínua isola dinamicamente os sistemas conectados, não existindo a transferência de problemas dinâmicos entre os sistemas. Porém isto não elimina problemas intrínsecos de cada sistema, bem como a necessidade de suporte de reativo e características operacionais das válvulas conversoras podem ocasionar solicitações elétricas adicionais nas redes de corrente alternada a elas conectadas. Na parte norte da América do Sul encontramos países fronteiriços como Colômbia e Venezuela que possuem a mesma frequência que o sistema brasileiro. As interconexões com esses países envolvem uma maior atenção com os possíveis problemas dinâmicos que possam ser propagados entre os sistemas elétricos. Atualmente uma conexão com esses países não afetaria a rede elétrica principal porque os estados mais ao norte operam em sua maioria redes de menor porte que o sistema interligado brasileiro.

Encontra-se em discussão no momento, sob a coordenação da Secretaria de Energia do Ministério de Minas e Energia e da Secretaria da Receita Federal – SRF do Ministério da Fazenda, a implantação no setor elétrico brasileiro do “*Despacho aduaneiro de importação e de exportação de energia elétrica*” por iniciativa da Secretaria da Receita Federal. Embora não vise qualquer cobrança de taxa ou imposto, a SRF propõe, através de Instrução Normativa específica, estabelecer procedimentos que permitam o controle aduaneiro da importação e exportação de energia elétrica através de critérios para a devida habilitação da empresa interessada em atuar como importadora ou exportadora dessa energia e para a realização do despacho aduaneiro propriamente dito. Da discussão desse assunto participam pelo setor elétrico, além do Ministério de Minas e Energia através de sua Secretaria de Energia, o órgão regulador ANEEL, a Eletrobrás, e concessionárias de energia elétrica públicas e privadas.

1.5.1 Requisitos de Qualidade

Quanto a qualidade, é importante ressaltar que conexões em corrente contínua podem injetar distorções harmônicas na corrente do sistema, sendo necessária a utilização de filtros de potência para não afetar a forma da onda de corrente e de tensão suprida na região.

Na especificação das válvulas conversoras, os requisitos de sistema constituem-se em fator de dimensionamento e projeto (e portanto custo) das mesmas. No caso das Interligações de Garabí (interligação entre Argentina e Brasil de 1000 MW que iniciará sua operação comercial em Maio de 2000) e Livramento (interligação entre Brasil e Uruguai de 70 MW), cujas concessões foram licitadas ao setor privado, solicitava-se a adequação de critérios de variação de tensão, frequência, disponibilidade mínima garantida, entre outros.

1.5.2 Ingresso de um Agente Exportador de Energia no Brasil

O caso da interligação de Garabí, como concebida e regulada antes de 12 de Agosto de 1998, tem características que não mais prevaleceriam, se solicitada nos dias atuais.

O processo de obtenção do acesso de um agente internacional seguirá os mesmos passos de um agente acessante nacional. Inicia-se por uma consulta junto ao Operador Nacional do Sistema (ONS). Essa consulta possui um caráter informal e explicativa, servindo para orientação do acessante quanto ao processo que finalizará com a autorização da importação (será definido o teor da transação, o montante da importação, e o ponto de ingresso na rede básica).

A autorização junto à ANEEL deverá mencionar um ponto de acesso à rede brasileira em consonância com o planejamento indicativo da transmissão. Nos estudos de solicitação de acesso ao ONS o ponto poderá ser reavaliado ou alterado conforme conduza a um melhor performance do sistema. Nos estudos de solicitação de acesso, o ponto de conexão deve estar previamente escolhido.

1.6 Mercado de Gás Natural

A *Lei nº 9.478* de 06/08/1997 dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluídos, institui o Conselho Nacional de Política Energética(CNPE) e a Agência Nacional de Petróleo (ANP).

Na *Lei nº 9.478* são declarados pertencentes à União todos os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluídos existentes no território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva. Constituem monopólio natural da União as seguintes atividades :

- Pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluídos;
- Refinação de petróleo nacional ou estrangeiro;
- Importação e exportação dos produtos e derivados básicos das atividades previstas nos itens anteriores;
- Transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem como o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural.

As atividades econômicas tratadas anteriormente serão reguladas e fiscalizadas pela União e poderão ser exercidas, mediante concessão ou autorização, por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País.

No Brasil o transporte e a produção de gás natural são monopólios naturais da União, mas a distribuição de gás natural através de dutos é um monopólio natural dos estados da União. O artigo 1º, referente às políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia, visa incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural e promover a livre concorrência na indústria.

Estrutura da Indústria de Gás Natural no Brasil

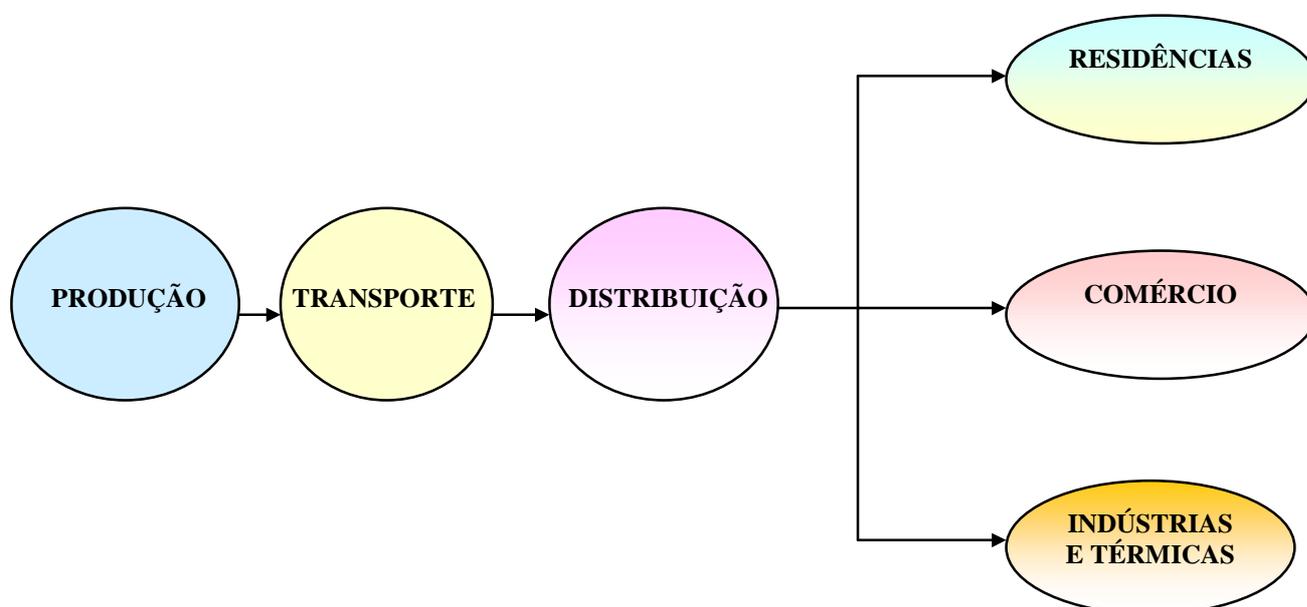


Fig. 1.13 Estrutura do Setor de Gás Brasileiro

1.6.1 Exploração e Produção

Como conseqüência da promulgação da Lei nº 9.478/97, que regulamenta as atividades do setor petróleo no Brasil, a Petrobrás apresentou ao ministro de Minas e Energia, em outubro de 1997, a relação das 206 áreas contendo 240 campos em efetiva produção e solicitou autorização para prosseguimento dos trabalhos em 133 áreas (blocos) de exploração e 52 áreas englobando 60 campos com atividades de desenvolvimento da produção. Em 3 de julho de 1998, a Agência Nacional do Petróleo (ANP) definiu as áreas que ficariam com a Petrobrás, e os contratos de concessão foram assinados em 6 de agosto de 1998. A Petrobrás obteve 397 concessões em território brasileiro (Figura 1.14), distribuídas em blocos exploratórios, de desenvolvimento da produção e campos em produção, cujos quantitativos e respectivas áreas estão apresentados na abaixo. A área total, de 458.532 quilômetros quadrados, representa 7,1% da área sedimentar brasileira.

	Blocos/Campos	Área (km ²)
EXPLORAÇÃO	115	445.396
DESENVOLVIMENTO	51	2.657
PRODUÇÃO	231	10.479
TOTAL	397	458.532

Tabela - Blocos/Campos em Concessão

Foram concluídos 35 poços exploratórios terrestres nas bacias do Solimões, Potiguar, Sergipe-Alagoas, Recôncavo, Espírito Santo e Paraná. No mar, 30 poços exploratórios foram perfurados nas bacias Potiguar, Sergipe-Alagoas, Jequitinhonha, Cumuruxatiba, Espírito Santo e Campos.

Como resultado dos trabalhos exploratórios, foram descobertas nove acumulações de petróleo em terra e seis no mar, que deverão totalizar um volume de hidrocarbonetos recuperável estimado em cerca de 600 milhões de barris de óleo equivalente (boe). Em terra, são destaques as descobertas de gás de Taquaré e Jatobá, na Bacia do Solimões, a confirmação do Campo de Barra Bonita, na Bacia do Paraná, e as novas indicações de gás na área de Mato Rico, na mesma bacia. No mar, destacam-se as descobertas de óleo e gás nos poços pioneiros CES-141 e 142, na Bacia Potiguar, e o SES-121, em Sergipe-Alagoas.

Os índices de sucesso exploratório para poços pioneiros alcançaram 31% em terra e 25% no mar.

As reservas provadas de óleo, condensado e gás natural no País passaram a 8,8 bilhões de boe, e as totais a 17,0 bilhões de boe, representando crescimentos de 3,5% e 0,6%, respectivamente. Dos 8,8 bilhões de boe de reservas provadas, 7,4 bilhões de barris correspondem a óleo e condensado, e 1,4 bilhão de barris (225,9 bilhões de metros cúbicos) a gás natural. No que se refere às reservas totais, 14,4 bilhões de barris correspondem ao óleo e condensado, e 2,6 bilhões de barris (409,8 bilhões de metros cúbicos) ao gás natural. Ressaltamos que a Petrobrás incorporou ao seu processo de estimativa de reservas procedimentos derivados dos critérios da Society of Petroleum Engineers (SPE) e do World Petroleum Congress (WPC).

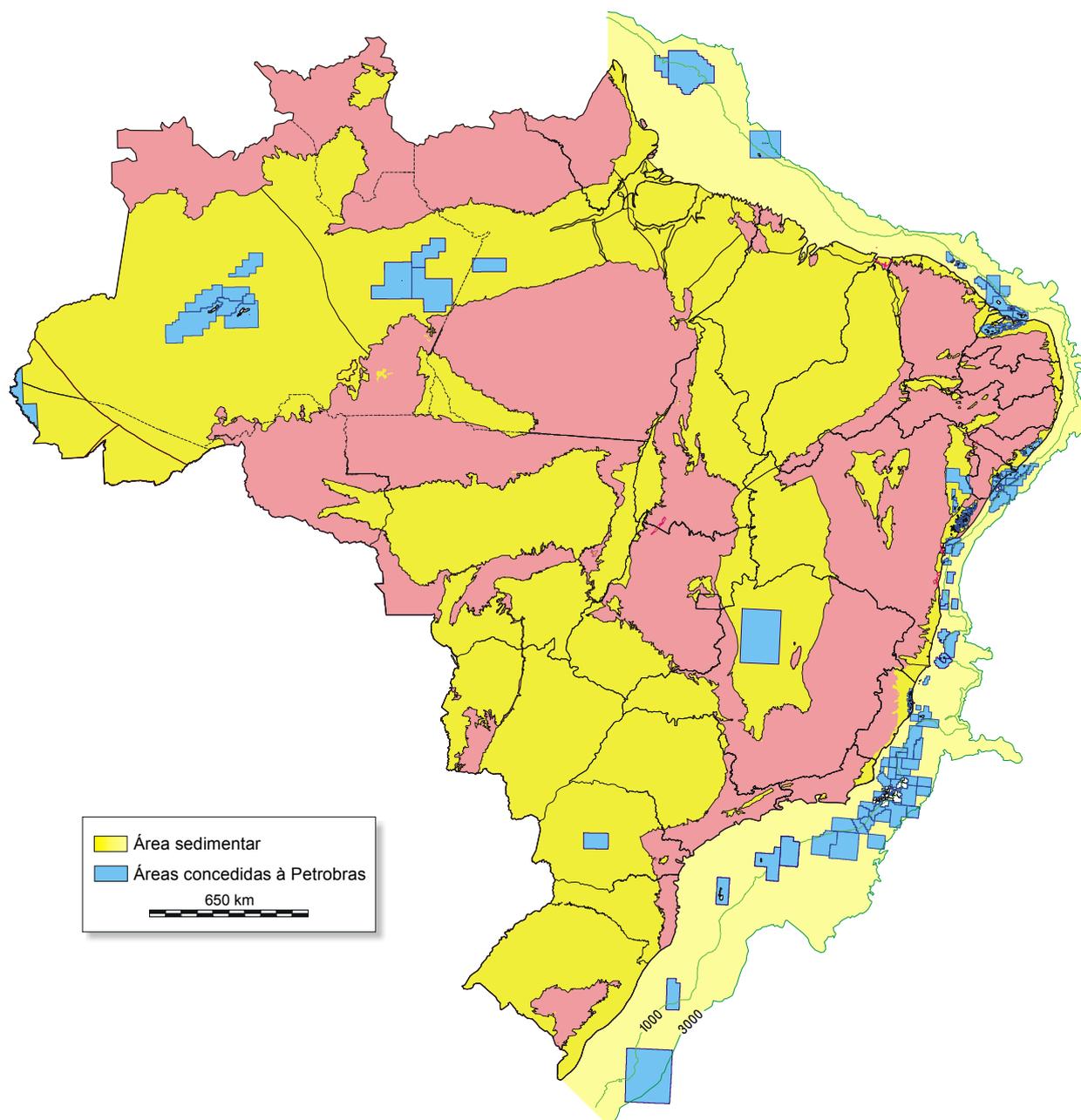


Figura 1.14 - Bacias sedimentares brasileiras, divisão política do Brasil e áreas de concessão da Petrobrás

As reservas da Petrobrás no exterior atingiram 185,13 milhões de barris de óleo e 21,56 bilhões de metros cúbicos de gás natural.

Os projetos em operação possibilitaram que a produção doméstica de petróleo (incluído o óleo de xisto) e de líquidos de gás natural (LGN) atingisse a média de 1.004.281 barris por dia, superior em 15,5% à obtida em 1997 (a distribuição da produção de líquidos por estado está apresentada na Figura 2). Esse crescimento deve-se à entrada em produção das plataformas Petrobrás 26, 27 e 31 nos campos de Marlim, Voador e Albacora, respectivamente, bem como

à melhoria do desempenho operacional da Companhia. A produção no mar correspondeu a 77,4% do total, proveniente de 72 plataformas de produção fixas e 20 flutuantes. No final do ano, cerca de 50% da produção total originavam-se de sistemas situados em lâmina d'água acima de 400 metros.

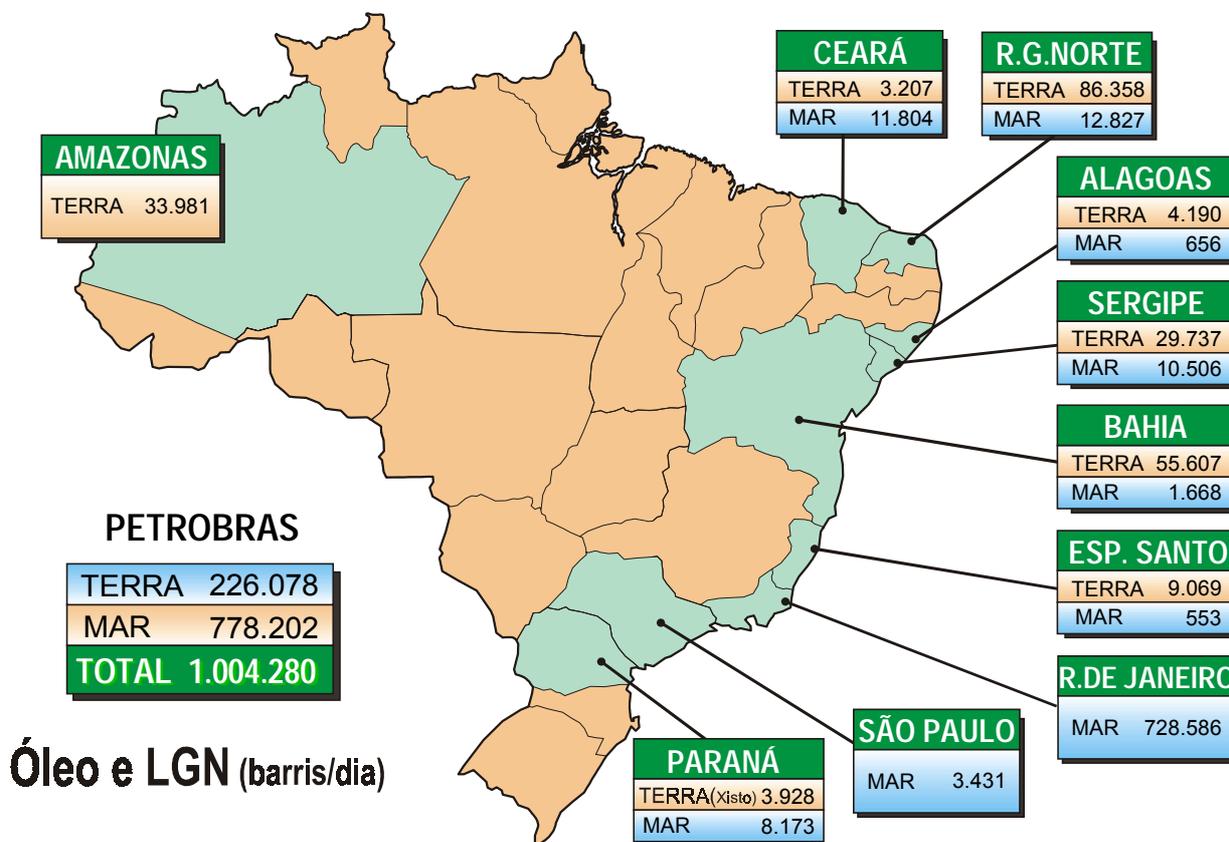


Figura 1.15 - Produção média diária doméstica de óleo e LGN por estado

Em 31 de dezembro de 1998, foi estabelecido um novo recorde na produção doméstica de petróleo, quando foi superada a marca de 1.222.228 barris por dia. Esse resultado decorreu, principalmente, da entrada em operação da Plataforma Petrobrás 33 no Campo de Marlim.

A produção de gás natural foi de 29,7 milhões de metros cúbicos por dia, superior em 9,8% à média de produção de 1997. A produção marítima de gás correspondeu a 65% do total, representando um percentual similar ao do ano anterior. A distribuição por estado está apresentada na Figura 3.

No final de 1998, a Petrobrás possuía, no Brasil, 7.231 poços produtores, sendo 658 no mar e 6.573 em terra.

Em 1999, a produção de gás natural no Brasil alcançou 4,573 bilhões de metros cúbicos (bm³), com um volume médio de 31,4 milhões de metros cúbicos diários (mm³d), 13,8% a mais que em 1998. A esta produção diária devemos somar mais 1,1 mm³d de gás natural importado da Bolívia (dados de novembro), para termos o total utilizado no país.

Entretanto, dentro deste total há parcelas expressivas que não chegam a ser distribuídas. Na bacia de Campos, por exemplo, 6 mm³d são utilizadas nas próprias plataformas ou queimados (0,5 mm³d são reinjetados, 2,5 mm³d são consumidos localmente e 3 mm³d são queimados).

Do total de 31,4 mm³d, cerca de um terço vem de campos "onshore", com destaque para a Bahia, com 4,7 mm³d. Os outros dois terços são "offshore", com amplo predomínio do Rio de Janeiro, onde são produzidos 14,7 mm³d. Entretanto, se compararmos estas médias anuais com a produção de janeiro de 2000, vemos que os estados onde mais cresce a produção são o Amazonas (mais 71,1%), Ceará (mais 12,4%) e Rio Grande do Norte (aumento de 5,3%).

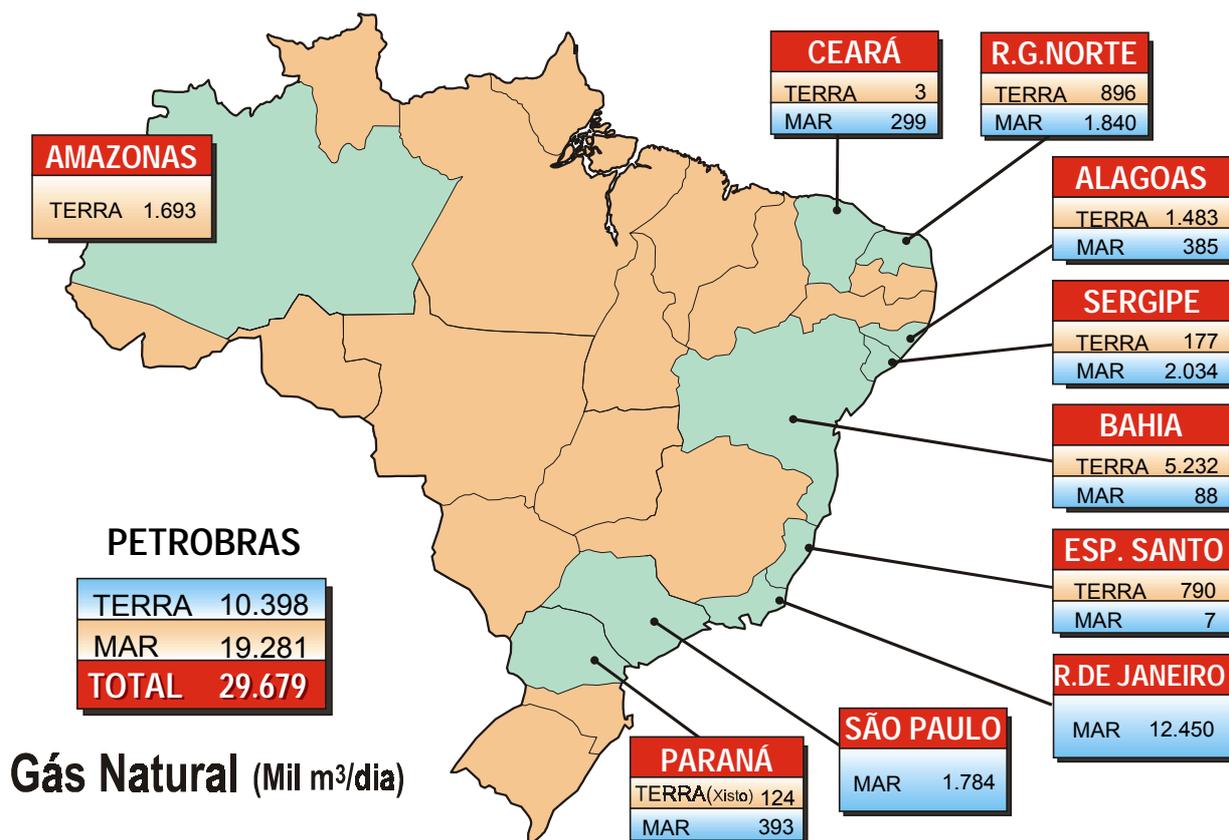


Figura 1.16 - Produção média diária doméstica de gás natural por estado

1.6.2 Transporte de Gás Natural

Na atividade de transporte de gás natural, os gasodutos que ligarão Guararé, no Rio Grande do Norte, a Pecém, no Ceará, e Pilar, em Alagoas, a Cabo, em Pernambuco, iniciarão suas operações em 1999. Formarão com o gasoduto Nordesteão, entre Guararé (RN) e Cabo (PE), e o gasoduto de Pilar (AL) a Madre de Deus, próximo a Salvador (BA), um sistema interligado de transporte de gás na Região Nordeste, com 1.555 quilômetros de extensão, permitindo maior flexibilidade ao atendimento de gás nessa região, entre os estados do Ceará e da Bahia, com gás nacional e, posteriormente, com gás natural liquefeito (GNL).

Nas regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste, o principal projeto, em parceria, é o Gasoduto Bolívia-Brasil, com uma capacidade de movimentação de 30 milhões de metros cúbicos por dia. O novo gasoduto estará interligado aos gasodutos do Rio de Janeiro a São Paulo e a Belo Horizonte, ambos em operação, e ao gasoduto para Vitória, no Espírito Santo, em planejamento.

Nas regiões Norte e Sul, a Petrobrás prevê a conclusão dos projetos de transporte de gás, em parceria, que se encontram em estudo ou em implementação, como os projetos de Urucu e do gás argentino.

Na região Norte, um projeto de grande porte conduzido pela Petrobrás é o gás natural de Urucu para geração termoelétrica, que vai garantir a geração de 930 MW na Amazônia Legal, utilizando cinco milhões de metros cúbicos/dia de gás natural, oriundos dos campos de Urucu e de Juruá, na Bacia do Solimões, no Alto Amazonas. Em 1998, foi concluída a construção do gasoduto que liga Urucu a Coari, às margens do rio Solimões, com 280 quilômetros de extensão. Além disso, está prevista a implantação de um gasoduto ligando Coari a Manaus, com 420 quilômetros de extensão, e um gasoduto de 500 quilômetros de Urucu a Porto Velho para abastecer as usinas termoelétricas já existentes e a se instalar – que atenderão aos sistemas de Manaus e localidades vizinhas, e ao sistema interligado de Rondônia e do Acre.

Na região Sul, em parceria com a iniciativa privada, será construído, como parte do projeto de importação de gás natural da Argentina, o Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre, com 615 quilômetros de extensão e capacidade para transportar até 12 milhões de metros cúbicos por dia de gás natural. O gasoduto deverá entrar em operação no final do ano 2001 e será interligado ao Gasoduto Bolívia-Brasil nas proximidades de Porto Alegre.

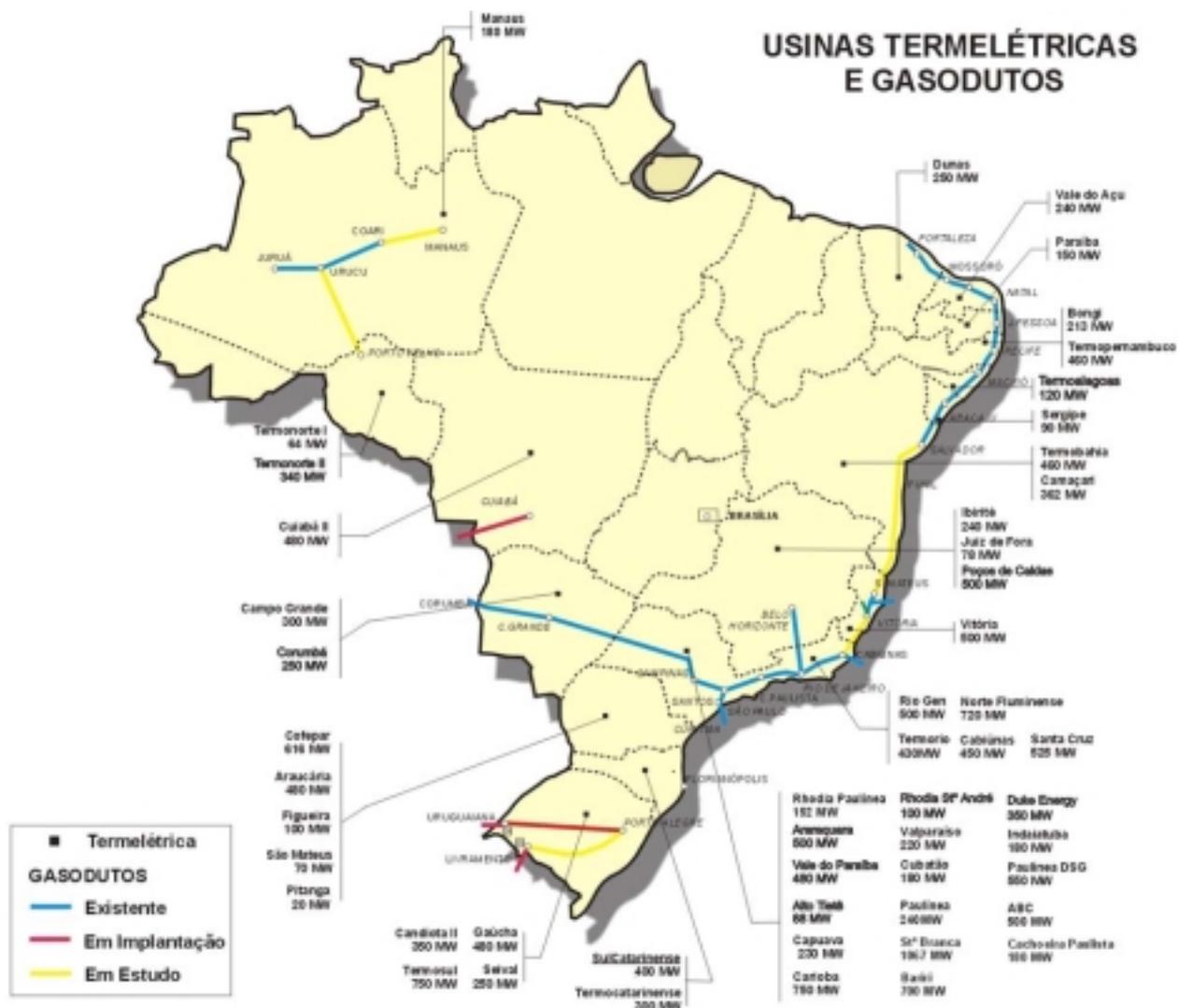


Figura 1.17 – Principais Gasodutos e Plantas Térmicas

1.6.3 Distribuição de Gás Natural

As empresas distribuidoras de gás natural canalizado são de concessão estadual. Não existe separação entre o produto e o serviço na área de concessão da distribuidora no atual momento. Como monopólio natural, as distribuidoras comercializam o gás natural em sua área de concessão sob um regime de “price cap” regulado pela Agência Nacional de Petróleo (ANP). As vendas de gás natural no ano de 1999 são mostradas na tabela abaixo e suas respectivas áreas de concessão pela figura 1.18.

Vendas de Gás - Média no período de set/98 à ago/99		
UF	Empresas	Média Mensal (1000)
AL	Algás	482,00
BA	Bahiagás	2.026,00
CE	Cegás	164,00
ES	BR/PB	586,00
MG	Gasmig	699,00
PB	PBGás	112,00
PE	Copergás	558,00
RJ	CEG	2.158,00
RJ	CEG-RIO	1.238,00
RN	Potigás	97,00
RS	Sulgás	35,00
SE	Emsergás	115,00
SP	Comgás	3.390,00
PR	Compagás	23,00
BRASIL	TOTAL	11.683,00

Fonte: ABEGÁS

Distribuidoras de gás Participação no controle acionário (% ON)																					
Empresa	Local	Estado	MH Distrib.	Empres.	Arbitrio Gás	Abast.	Gás Mensal FOG	Bertrão	Fluorentini**	Canal	Cooper	Vitória	CPFL	CS Par.	Indigás***	A. Galvão****	ET****	Gasão	Par. RJ	Goiana	
Algás	AL	51%	24,5%	24,5%																	
Bahiagás	BA	51%	24,5%	24,5%																	
CEO	RJ			21,4%			18,9%	9,9%	2,2%										34,0%		9,1%
Cegás	CE	51%	24,5%										24,0%								
Cigás*	AM	100%																			
Comgás	SP				72,7%	23,2%							3,0%								0,1%
Compagás	PR		24,5%	24,1%							51,0%										0,1%
Copergás	PE	51%	24,5%	24,5%																	
Emsergás	SE	51%	24,5%	24,5%																	
Gasmig	MG	8%								90,0%											2,7%
MSGÁS*	MS	51%	43,0%																		
PBGás	PB	51%	24,5%	24,5%																	
Potigás	RN	51%	24,5%														12,3%	12,3%			
Riogás	RJ		16,3%	22,1%			51,0%	8,6%	2,0%												
Rongás*	RO	51%	24,5%												24,5%						
SCGás	SC	51%	23,0%	23,0%																	
Sulgás	RS	51%	43,0%													3,0%					

* As empresas foram privadas, mas ainda não distribuem gás.
 ** Empresa do grupo Repaci/YPF.
 *** Formada por empresários de Santa Catarina.
 **** Negociem a venda das participações para os grupos Bertrão, CPFL - Gás de Portugal e EDP - Electricidade de Portugal.



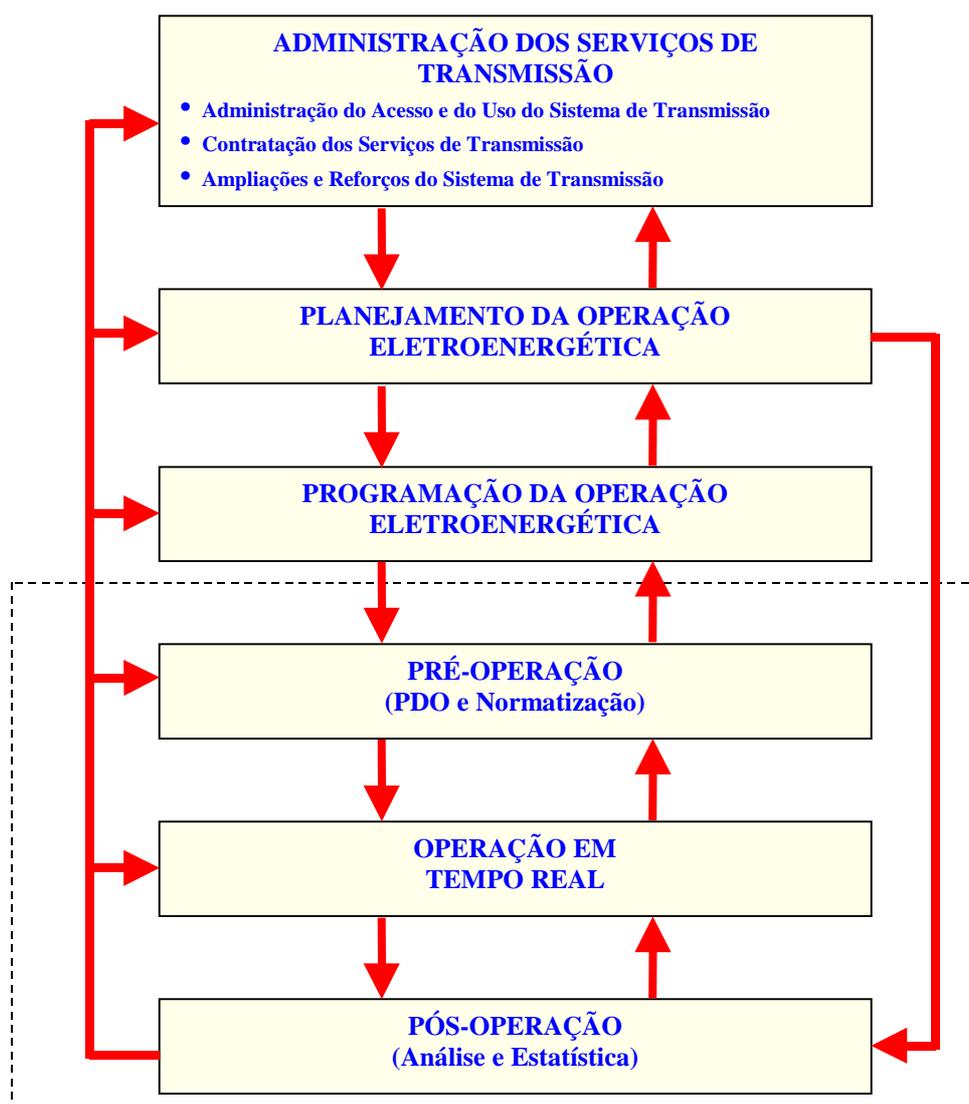
Figura 1.18 – Concessionárias de Gás Natural Canalizado

2. A OPERAÇÃO

2.1 Processos e Estrutura Hierárquica

A estrutura de operação no Sistema Eléctrico nacional é hierarquizada e centralizada, sendo o Operador Nacional do Sistema (ONS) responsável pelo despacho centralizado. Certas características do sistema brasileiro como : predominância hidroelétrica, aproveitamentos em cascata, diferentes bacias hidrográficas, rede de transmissão extensa, diversidade hidrológica entre as regiões geográficas, necessidade de complementação termelétrica e múltiplos proprietários, tornam o despacho centralizado muito mais adequado. A coordenação da operação centralizada pelo ONS visa, entre outros benefícios, garantir um ganho na disponibilidade de energia do sistema nacional, por meio da operação otimizada de seus recursos, revertendo-se em ganhos econômicos para todos os agentes. O processo de operação envolve a administração dos serviços de transmissão, planejamento e programação eletroenergética, pré-operação, operação em tempo real e pós-operação.

ETAPAS DO PROCESSO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA



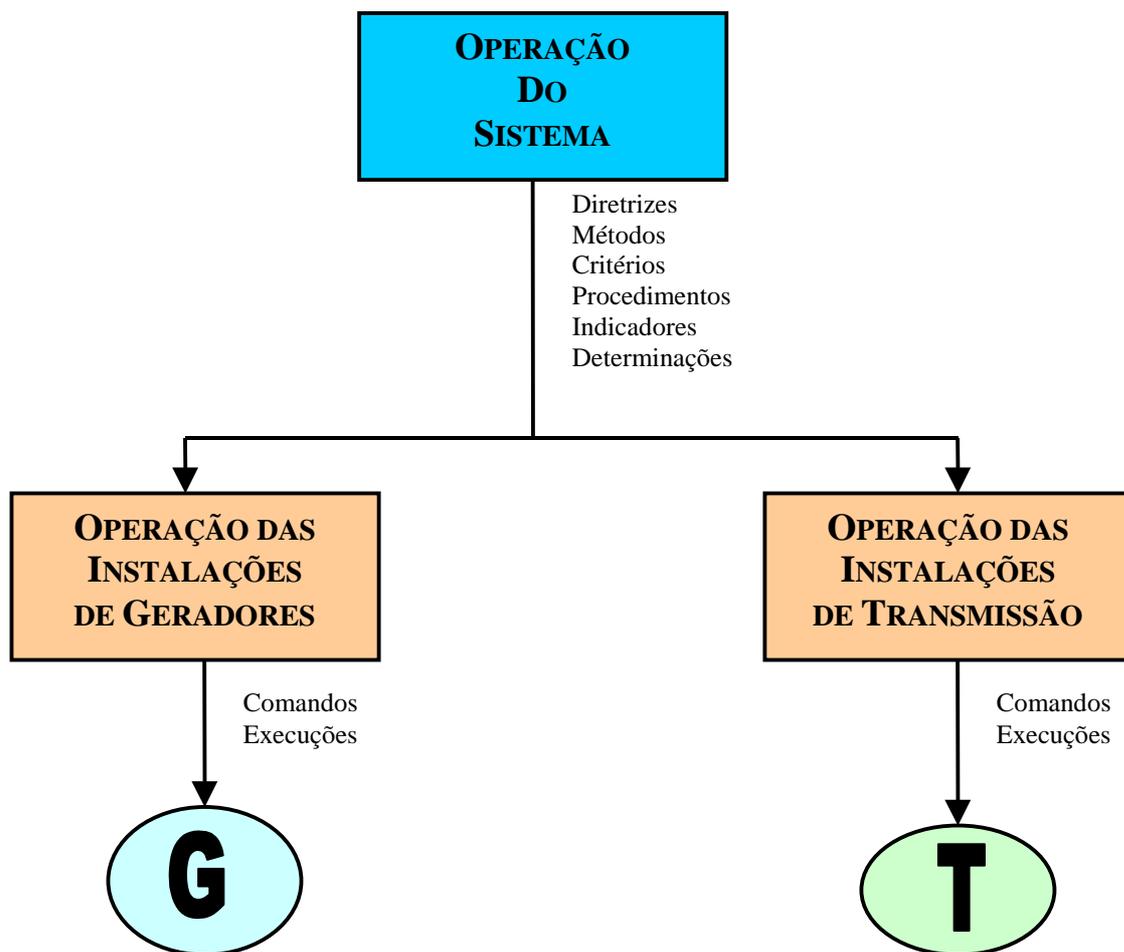
Os processos de operação do sistema desenvolvidos pelos Centros de Operação do ONS, compreendem as seguintes funções: pré-operação, operação em tempo real e pós-operação. Que podem ser definidas como :

PRÉ-OPERAÇÃO - Consiste na elaboração das Normas, Instruções e Programas de Operação, nos quais são estabelecidos, com base em estudos de planejamento da operação, os métodos, critérios, procedimentos e indicadores para realização da operação do sistema.

OPERAÇÃO EM TEMPO REAL - Consiste na coordenação, supervisão e controle de todo o processo operacional dos sistemas hidráulicos, energéticos e elétricos, realizado em tempo real, a partir do que são emanadas as determinações para as Empresas efetuarem os comandos e execuções da operação das instalações.

PÓS-OPERAÇÃO - Consiste na elaboração de Análise, Avaliação e Estatística da operação realizada e dos resultados obtidos, com o objetivo de retroalimentar todos os processos operativos e divulgar para os Agentes a operação realizada.

As relações entre a operação do sistema e a operação das instalações caracterizam-se por uma hierarquia bem definida, pela interdependência e complementariedade de ações, bem como por atividades específicas, em que os produtos da operação do sistema são insumos para a operação das instalações. Apresenta-se, a seguir, diagrama de fluxo que caracteriza essas relações.



Para que as empresas de geração e de transmissão realizem a operação das suas instalações, através de comandos e execuções, há necessidade de uma preparação prévia, contemplando a elaboração de programação e normatização específicas para essa finalidade.

Em termos gerais, considerando as atribuições legais definidas para o ONS, caberá ao mesmo toda a responsabilidade pela operação da Rede do ONS, que se materializa pelos processos de administração do acesso à rede, planejamento e programação eletroenergética, pré-operação, operação em tempo real e pós-operação, visando garantir a otimização, confiabilidade, segurança e integridade do conjunto das instalações que constituem a rede básica.

Com a finalidade de preservar a operação da rede básica, caberá ainda ao ONS a responsabilidade de atuação em uma rede complementar, em casos de interesses sistêmicos definidos a seu critério (Rede de Operação do ONS), resguardada a responsabilidade própria das Empresas concessionárias proprietárias das instalações.

Caberá às Empresas a operação local das instalações de geração e transmissão pertencentes à rede básica, em atendimento às diretrizes, normas, instruções e determinações do ONS, bem como a responsabilidade global pela operação das instalações não integrantes da rede básica, ressalvados os casos em que o ONS tem responsabilidade na operação do sistema da rede complementar. Caberá, ainda às Empresas a definição e providências quanto as condições de emergência em todas as suas instalações.

Portanto, as atribuições do ONS e das Empresas, são as seguintes:

NA REDE BÁSICA

- As atribuições pertinentes à coordenação, supervisão e controle da operação do sistema são de responsabilidade global e exclusiva do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS;
- As atribuições pertinentes à operação das instalações de geração são de responsabilidade específica das correspondentes Empresas;
- As atribuições pertinentes à operação das instalações de transmissão são de responsabilidade específica das correspondentes Empresas.

NA REDE COMPLEMENTAR

- As atribuições pertinentes à operação do sistema referentes às atividades de programação, normatização, supervisão, análise e estatística, são de responsabilidade do ONS, o qual, também, realizará as atividades de coordenação e controle, em casos de interesses sistêmicos definidos a seu critério, resguardada a responsabilidade própria da Empresa concessionária das instalações, ou para dirimir impasses em redes cujas instalações envolvam mais de uma Empresa;
- Com exceção dos casos abrangidos pelo item anterior, as Empresas têm a responsabilidade específica pela coordenação, supervisão e controle da operação das suas instalações, obedecendo ao que foi normatizado e instruído pelo ONS;

- As atribuições pertinentes à operação das instalações de geração são de responsabilidade específica das correspondentes Empresas;
- As atribuições pertinentes à operação das instalações de transmissão são de responsabilidade específica das correspondentes Empresas.

NO SISTEMA NÃO INTEGRANTE DA REDE DE OPERAÇÃO (Rede Básica + Rede Complementar)

As atribuições gerais pertinentes à operação do sistema e das instalações são de responsabilidade integral das Empresas concessionárias das instalações.

ORGANIZAÇÃO DA OPERAÇÃO			
NIVEL	ORGAO	AREA DE ATUAÇÃO	RESPONSABILIDADES PRINCIPAIS
O N S	1 CNOS - CENTRO NACIONAL DE OPERAÇÃO DO SISTEMA	REDE DE OPERAÇÃO	COORDENAÇÃO E SUPERVISAO DA OPERAÇÃO
		REDE DE OPERAÇÃO SISTEMICA E USINAS INTEGRADAS	COORDENAÇÃO, SUPERVISAO E CONTROLE DA OPERAÇÃO.
		BACIAS HIDROGRAFICAS DAS USINAS INTEGRADAS	COORDENAÇÃO, SUPERVISAO E CONTROLE DE CHEIAS
	2 COSR - CENTRO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA REGIONAL E COS - CONTRATADO	REDE DE OPERAÇÃO SISTEMICA, POR DELEGAÇÃO DO CNOS	SUPERVISAO E CONTROLE DA OPERAÇÃO
		REDE DE OPERAÇÃO REGIONAL/LOCAL	COORDENAÇÃO, SUPERVISAO E CONTROLE DA OPERAÇÃO
		USINAS INTEGRADAS (LIGADAS A UM CAG)	SUPERVISAO, CONTROLE, COMANDO E EXECUÇÃO DA OPERAÇÃO
		USINAS INTEGRADAS (NAO LIGADAS A UM CAG)	SUPERVISAO E CONTROLE DA OPERAÇÃO
		BACIAS HIDROGRAFICAS DAS USINAS INTEGRADAS	COORDENAÇÃO, SUPERVISAO E CONTROLE DE CHEIAS
	3 COL - CENTRO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA LOCAL	REDE DE OPERAÇÃO REGIONAL/LOCAL	SUPERVISAO E CONTROLE DA OPERAÇÃO.
	G T D	4 COG E COT- CENTROS DE OPERAÇÃO DAS EMPRESAS DE GERAÇÃO OU TRANSMISSAO	USINAS INTEGRADAS (NAO LIGADAS A UM CAG)
REDE DESTAS EMPRESAS INTEGRADAS A REDE DE OPERAÇÃO			COMANDO E EXECUÇÃO DA OPERAÇÃO
REDE DESTAS EMPRESAS <u>NAO</u> INTEGRADAS A REDE DE OPERAÇÃO			COORDENAÇÃO, SUPERVISAO, CONTROLE, COMANDO E EXECUÇÃO DA OPERAÇÃO
BACIAS HIDROGRAFICAS DAS USINAS INTEGRADAS			SUPERVISAO, CONTROLE E COMANDO DA OPERAÇÃO DE CHEIAS

2.2 Procedimentos para as Interconexões Internacionais³

Os princípios básicos que devem ser respeitados por todos os agentes que requisitem acesso à Rede Básica são os seguintes :

- O acesso é um direito assegurado a qualquer Agente Gerador, Agente Distribuidor, Agente de Interligação Internacional ou Consumidor Livre, genericamente denominados Acessantes;
- Preservação da qualidade e do desempenho do sistema elétrico, conforme os padrões definidos no módulo 2 dos Procedimentos de Rede do ONS, evitando-se, com isso, que se comprometa o atendimento a usuários do sistema interligado;
- No atendimento a Acessantes faz-se necessária a avaliação dos reflexos que sua conexão irá provocar no desempenho do sistema, através de análises específicas;
- Os processos de solicitação de acesso, de dimensionamento e de operação da conexão requerem ações de vários Agentes;
- A coordenação do processo de acesso à Rede Básica é de responsabilidade legal do ONS.

As tabelas abaixo mostram as responsabilidades nos processos de acesso à Rede Básica dos Agentes envolvidos.

³ Processo em reavaliação em função da criação do CCPE

Agente Exportador / Importador	· solicita o acesso ao ONS;
	· atende os requisitos para a conexão, de acordo com esses Procedimentos de Rede;
	· celebra o CCT com o Agente Transmissor, com interveniência do ONS, e arca com os encargos de conexão;
	· providencia os estudos, os projetos e a execução das instalações de uso restrito e a conexão com o sistema elétrico do Agente Transmissor;
	· solicita ao Agente Transmissor inspeção e ensaio das instalações de conexão;
	· celebra o CUST com o ONS e paga os encargos de transmissão relativos ao uso da Rede Básica;
	· opera e mantém as suas instalações de acordo com esses Procedimentos de Rede e com o Contrato de Conexão;
	· monitora e desenvolve as ações pertinentes, conforme definido no módulo 2 destes Procedimentos de Rede, referentes à qualidade da energia elétrica nas instalações sob sua responsabilidade.

<p>Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)</p>	<ul style="list-style-type: none"> · regulamenta e fiscaliza as condições de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão · homologa os contratos.
<p>CCPE</p>	<ul style="list-style-type: none"> · define as estratégias de expansão do sistema de transmissão; · mantém atualizada e disponibiliza a relação de custos-padrões (ou custos dereferência) relativos a equipamentos e instalações de conexão.
<p>Operador Nacional do Sistema (ONS)</p>	<ul style="list-style-type: none"> · coordena o processo de acesso à Rede Básica; · informa ao Acessante as condições contratuais, os prazos para conexão e os encargos de uso do sistema de transmissão; · dá ciência a todos os Agentes que possam ser afetados pela implantação ou aumento de demanda/oferta de uma conexão; · disponibiliza o seu banco de dados contendo todos os dados necessários aos estudos efetuados pelos Agentes; · aprova os estudos específicos sobre as condições de acesso à Rede Básica; · realiza os estudos de caráter sistêmico necessários à avaliação das condições de acesso à Rede Básica; · propõe à ANEEL os requisitos técnicos mínimos para especificação das instalações de conexão à Rede Básica, de acordo com os padrões de desempenho estabelecidos; · aprova o acesso; · propõe à ANEEL, com base em avaliações técnico-econômicas, as ampliações e os reforços na Rede Básica que se fizerem necessários face a implantação ou aumento de demanda/oferta de conexões; · adita ou celebra o Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST) com os Agentes Transmissores relativo a ampliações e reforços na Rede Básica decorrentes de novas conexões; · celebra o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) com os Agentes; · atua como interveniente no Contrato de Conexão à Transmissão (CCT); · encaminha à ANEEL os contratos de uso, de conexão e de prestação de serviços de transmissão para homologação; · administra a cobrança e a liquidação dos encargos de uso da transmissão de acordo com o estabelecido no CUST e no CPST; · coordena, supervisiona e controla a operação da geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado, envolvendo as instalações integrantes da Rede de Operação; · monitora e desenvolve as ações pertinentes, conforme definidas nos Procedimentos de Rede, para preservar a qualidade da energia elétrica do sistema eletroenergético.

Agente Transmissor	· apoia o ONS na consolidação da proposta de ampliações e/ou reforços decorrentes de novas conexões no sistema sob sua responsabilidade;
	· fornece ao ONS todos os dados e informações técnicas relativas aos equipamentos e instalações sob sua responsabilidade;
	· informa ao Acessante as condições contratuais, os prazos e os respectivos encargos de conexão;
	· a partir de padrões mínimos definidos nestes Procedimentos de Rede, especifica os requisitos associados às características das instalações onde se dará a conexão;
	· participa, quando acordado com o Acessante, da realização de estudos específicos e da elaboração da especificação dos equipamentos da conexão;
	· adita ou celebra o CPST com o ONS quando a conexão acarretar ampliações ou reforços nas instalações da Rede Básica sob sua responsabilidade;
	· negocia e celebra, com interveniência do ONS, os Contratos de Conexão à Transmissão (CCT) com os Agentes Geradores, Agentes Distribuidores e Consumidores Livres conectados à transmissão, incluindo nos encargos de conexão os custos dos serviços realizados no ponto de conexão;
	· analisa e aprova o projeto executivo das obras sob o encargo do Acessante;
	· supervisiona as obras civis, a montagem e o comissionamento;
	· inspeciona e ensaia as instalações de conexão, informando ao ONS os resultados;
	· aprova a conexão;
	· opera e mantém as instalações sob sua responsabilidade de acordo com estes Procedimentos de Rede, o Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST) e os Contratos de Conexão (CCT);
	· monitora e desenvolve as ações pertinentes, conforme definido nos Procedimentos de Rede, referentes à qualidade da energia elétrica no sistema sob sua responsabilidade.

Quanto as interações no processo de acesso à Rede Básica, prevê-se duas modalidades de interação entre o Acessante e o ONS no que se refere ao acesso à Rede Básica:

- **Consulta de Acesso:** a partir de informações preliminares, o ONS fornece os elementos básicos para que o Acessante desenvolva uma análise de pré-viabilidade do seu projeto. Nesta modalidade, quando se fizer necessário, o ONS orienta junto aos Agentes estudos técnico-econômicos para definição da melhor alternativa de conexão. Os custos envolvidos na elaboração destes estudos são de responsabilidade do Acessante;
- **Solicitação de Acesso:** modalidade em que o Acessante encaminha informações detalhadas e estudos pertinentes, formalizando seu pedido de acesso.

A modalidade Consulta de Acesso é opcional e tem caráter orientativo. A interação formal com o ONS pode se dar apenas através da Solicitação de Acesso, que tem caráter decisório.

No caso de interconexões internacionais existe a necessidade de entrar com um pedido na Agência Nacional de Energia Elétrica para a autorização de atuar como agente exportador ou importador no mercado nacional. Há uma dúvida quanto a necessidade de se obter uma licença para importação com um encargo de transmissão associado como um gerador no ponto de conexão e outra licença para exportação com um encargo de transmissão associado a uma carga no ponto de conexão. O pagamento de dois encargos de transmissão, como gerador e como carga, pode tornar inviável operar nos dois sentidos no mesmo ano, base de tempo utilizada para calcular os encargos de transmissão embora seja pago em parcelas mensais.

2.3 Ensaio para Habilitação de Equipamentos

COMISSIONAMENTO E LIBERAÇÃO DAS INSTALAÇÕES DE CONEXÃO

Após comissionamento das instalações de conexão por parte do Acessante, o Agente Transmissor poderá realizar ensaios específicos em campo para verificar as reais características técnicas destas instalações, a fim de garantir a sua compatibilidade com os padrões de desempenho da Rede Básica. A execução do comissionamento e a elaboração do correspondente relatório deverão seguir os padrões técnicos do Agente Transmissor envolvido.

A liberação final do atendimento ao Acessante pelo Agente Transmissor, dar-se-á após inspeção e ensaios das instalações requeridas, a celebração dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) com o ONS e o Contrato de Conexão à Transmissão (CCT) com o Agente Transmissor. É importante observar que esse procedimento é aplicável tanto à situação onde o Acessante está se conectando pela primeira vez, como à situação de reforço de conexões já existentes.

Após o comissionamento, os Agentes envolvidos devem encaminhar o relatório correspondente ao ONS no prazo máximo de 30 (trinta) dias. Em função da repercussão da conexão no desempenho da Rede Básica, o ONS poderá acompanhar, quando julgar necessário, o comissionamento das instalações.

INSPEÇÃO E ENSAIOS DAS INSTALAÇÕES DURANTE A OPERAÇÃO

É assegurado o direito de inspeção das instalações para o Agente Transmissor e o ONS. Caso seja julgado necessário, o Agente Transmissor e o ONS poderão solicitar a inspeção das instalações de conexão do Acessante. Existirá um intervalo mínimo de 6 meses entre inspeções que deverá ser cumprido, exceto em situações de anormalidade.

É assegurado o direito da realização de ensaios pelo Agente Transmissor e o ONS. O ONS, o Agente Transmissor e o Acessante têm o direito de solicitar a realização de ensaios nas instalações e nos equipamentos associados ao ponto de conexão.

O ONS poderá, a qualquer tempo, solicitar a realização de medições especiais na Rede Básica visando verificar a compatibilidade do desempenho da Rede Básica e dos seus equipamentos, em relação aos padrões de desempenho e aos requisitos de conexão especificados.

Caso fique demonstrado que o equipamento não atende o que está estabelecido – GERENCIAMENTO DA MANUTENÇÃO – destes Procedimentos de Rede, e nos padrões técnicos do Agente Transmissor, constantes no contrato de conexão (CCT), os custos associados aos ensaios serão atribuídos ao Agente responsável pelo equipamento. Os custos, multas e penalidades decorrentes de interrupções ou violações dos limites especificados nos padrões de desempenho da Rede Básica, resultantes de ações realizadas durante os ensaios, serão imputados aos Agentes responsáveis pelos referidos ensaios.

2.4 Limites Operativos

DIRETRIZES DE OPERAÇÃO PARA LIMITES OPERATIVOS

- a) As Empresas devem informar imediatamente ao Centro de Operação do ONS (COSR, COS ou COL) e este ao CNOS as indisponibilidades e restrições em seus equipamentos ou linha de transmissão que possam causar restrições sistêmicas ou regionais/locais;
- b) As Empresas e os Centros de Operação do ONS devem fazer a supervisão e controle da operação do sistema, observando os carregamentos de equipamentos e linhas de transmissão em relação aos limites previamente definidos em documentos específicos do Manual de Procedimentos da Operação do ONS (MPO) e no Programa Diário da Operação (PDO), de modo a garantir a manutenção dos níveis de segurança e confiabilidade desejados;
- c) As Empresas e os Centros de Operação do ONS devem identificar recursos disponíveis na operação para determinação de medidas corretivas, inclusive de reprogramação eletroenergética, visando reduzir o carregamento em equipamentos e linhas de transmissão com sobrecarga ou evitar a violação de limites de confiabilidade;
- d) Quando de ocorrência de desligamentos automáticos, que levem à indisponibilidade de equipamentos ou linhas de transmissão, havendo sobrecarga ou violação de limites, as Empresas e os Centros de Operação do ONS (COSR, COS e COL) devem atuar imediatamente no sistema, no sentido de manter carregamentos em valores menores que os limites definidos em documentos específicos do MPO e no PDO;
- e) Quando da ocorrência de desligamentos no sistema que levem à indisponibilidade de equipamentos ou linhas de transmissão, as Empresas e os Centros de Operação do NOS devem verificar a configuração do sistema e atuar no sentido de restabelecer a configuração normal ou o nível de confiabilidade o mais alto possível;
- f) Estando esgotados os recursos para atendimento dos limites estabelecidos, deve ser adotadas, como último recurso, ações para gerenciamento de carga, sob coordenação do CNOS para limites sistêmicos e sob coordenação dos Centros de Operação do ONS (COSR ou COS) para limites regional/local;
- g) O Centro de Operação do ONS, responsável pelo gerenciamento da carga, deve coordenar o seu restabelecimento assim que forem atendidas as condições normais de operação ou condições mínimas definidas em instruções de operação específicas;

- h) Após adotadas todas as medidas operativas disponíveis em tempo real, o CNOS, caso julgue necessário, poderá acionar os órgãos de estudo competentes, para validarem a alternativa adotada em tempo real, ou proporem outra que melhor garanta as condições de carregamento e limites operativos do sistema;
- i) As Empresas e os Centros de Operação do ONS devem fazer o acompanhamento dos procedimentos adotados, verificando a eficácia dos mesmos e sugerindo alterações quando for necessário.

2.5 Esquemas de Falhas

DIRETRIZES PARA RECOMPOSIÇÃO

- a) Após a ocorrência de uma perturbação, a equipe de operação da instalação deve proceder o restabelecimento da mesma de acordo com instruções específicas, notificando em seguida o Centro de Operação do ONS com o qual se relaciona;
- b) Após a ocorrência de uma perturbação, a equipe de operação da instalação envolvida efetuará a avaliação de sua condição operativa. Os Centros de Operação estarão simultaneamente avaliando a extensão do distúrbio, suas conseqüências e a configuração resultante do sistema em suas áreas de atuação. Quando necessário, será estabelecida a comunicação entre os Centros de Operação envolvidos para a troca de informações complementares;
- c) No restabelecimento das instalações, a segurança precede a agilidade e, portanto, o restabelecimento de qualquer equipamento somente deve ser efetuado após estabelecidas as condições de restabelecimento definidas em instruções específicas.

CONDIÇÕES DE EMERGÊNCIA

Em condições de emergência na instalação, o operador deve adotar os procedimentos e as manobras de emergência estabelecidas nas instruções de operação da instalação para eliminação dos riscos envolvidos, garantindo a segurança dos equipamentos e/ou de pessoas, sem necessidade de contato prévio com o Centro de Operação do ONS com o qual se relaciona. Tão logo as condições de segurança da instalação sejam restabelecidas, deverá prestar as informações necessárias ao Centro de Operação do ONS com o qual se relaciona normalmente.

2.6 Centros de Controle

Para a execução de suas atribuições o ONS conta com os seguintes Centros de Operação:

CNOS – Centro Nacional de Operação do Sistema

É o Centro de Operação de maior nível hierárquico do ONS, responsável pela coordenação, supervisão e controle da rede básica e a seu critério da rede complementar, atuando diretamente ou através de delegação aos demais Centros de Operação do ONS.

COSR – Centro de Operação de Sistema Regional

São os Centros de Operação de propriedade do ONS responsáveis pela coordenação, supervisão e controle da rede básica regional/local e a seu critério da rede complementar, pela supervisão e controle do despacho de geração das usinas integradas, bem como o comando e a execução do despacho das usinas sob CAG, em sua área de atuação, a qual abrange cada uma das regiões Sul, Sudeste, Norte e Nordeste.

COS – Centro de Operação de Sistema

São os Centros de Operação de Empresas que têm seus serviços contratados pelo ONS para coordenação, supervisão e controle da rede básica regional/local e a seu critério da rede complementar, pela supervisão, controle do despacho de geração das usinas integradas, bem como a execução do despacho das usinas sob CAG, em sua área de atuação, a qual abrange um determinado Estado da Federação.

COL – Centro de Operação de Sistema Local

São os Centros de Operação de Empresas que têm seus serviços contratados pelo ONS para supervisionar e controlar a operação da rede básica regional/local e a seu critério da rede complementar, em sua área de atuação.

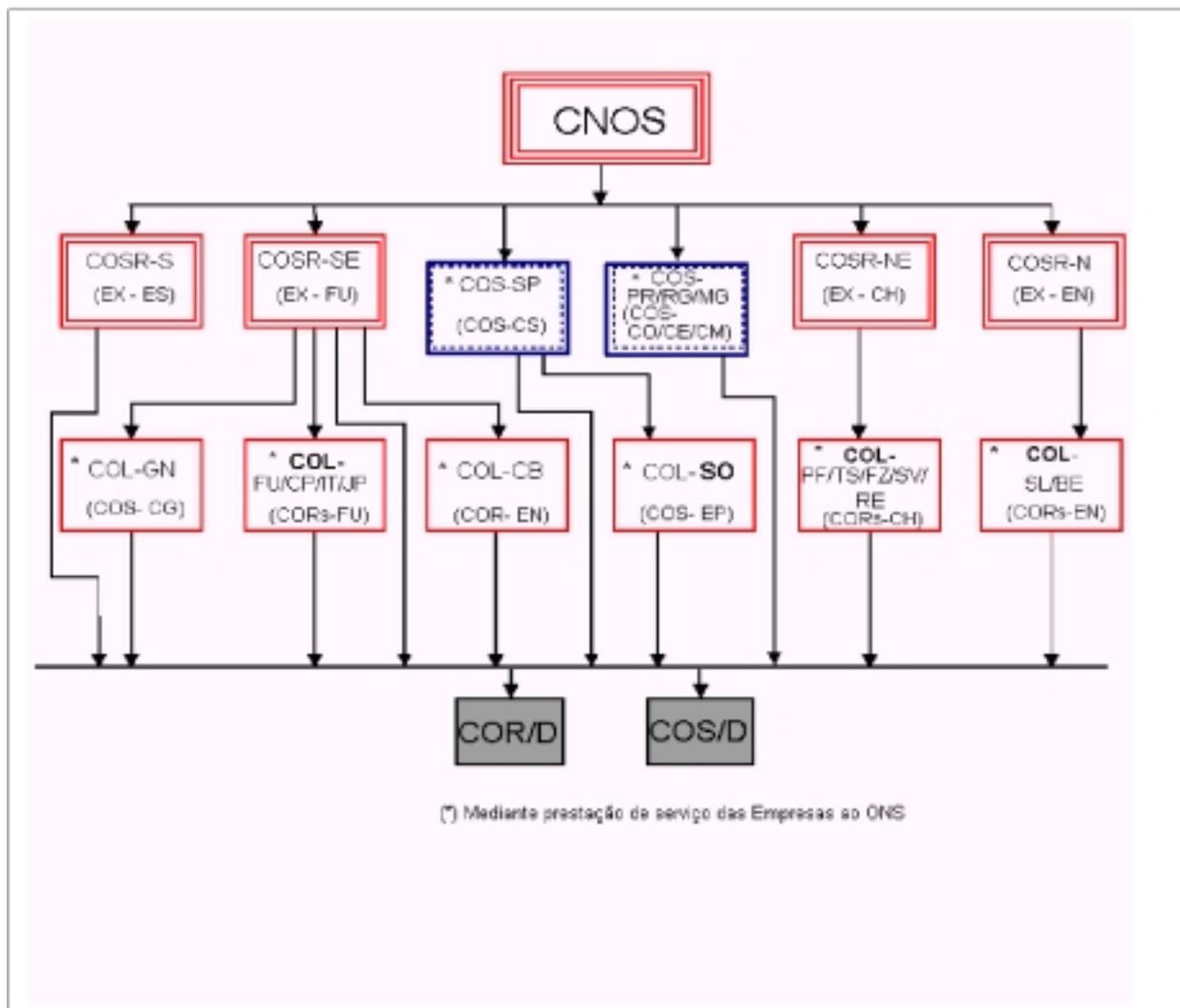
A definição da hierarquia dos Centros de Operação visa estabelecer a hierarquização da autoridade entre os diversos Centros de Operação que têm função de atuação na rede de operação. Na hierarquia apresentada abaixo tem-se os seguintes níveis de autoridade para os Centros de Operação do ONS :

1º nível: CNOS

2º nível A: COSR (Sul, Sudeste, Norte e Nordeste)

2º nível B: COS

3º nível: COL



CENTRO	EMPRESAS GERAÇÃO	EMPRESAS TRANSMISSÃO	EMPRESAS DISTRIBUIÇÃO
COSR-S	GERASUL, COPEL, CEEE e CGTEE	ELETROSUL, COPEL e CEEE	CELESC e ENERSUL
COS-RG	CEEE e CGTEE	CEEE	CEEE, RGE e AES-SUL
COS-PR	COPEL	COPEL	COPEL
COSR-SE	ITAIPU, FURNAS, CESP, CEMIG, LIGHT, ELETRONUCLEAR, CDSA e EMAE	FURNAS, CESP, CEMIG, EPTE, CELG e ELETRONORTE	LIGHT, CERJ, CEB, ESCELSA, CELG e CEMAT
COS-SP	CESP e EMAE	CESP e EPTE	ELMA, EBE, CPFL, ELEKTRO e ENERSUL
COS-MG	CEMIG	CEMIG	CEMIG
COSR-NE	CHESF	CHESF	COELBA, ENERGIPE, SULGIPE, CEAL, CELPE, SAELPA, CELB, COSERN, COELCE e CEPISA
COSR-N	ELETRONORTE	ELETRONORTE	CELPA, CEMAR e CELTINS

3. CRITÉRIOS DE QUALIDADE

3.1 Regulamentação quanto ao Desempenho do Sistema

A legislação em vigor aponta para a necessidade da prestação do serviço adequado através da *Lei n° 8.987*, de 13/02/1995, que dispõe sobre o regime de concessão dos serviços públicos e de requisitos mínimos de critério de desempenho técnico da concessionária ou permissionária, bem como, sua aferição pela fiscalização através de índices apropriados, conforme estabelecido na *Lei n° 9.074*, de 07/07/1995, que estabelece normas para outorga e prorrogação para concessões e permissões de serviços públicos.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), considerando o enfoque da qualidade dos serviços expresso na legislação vigente, instituiu a partir dos novos contratos de concessão dos serviços públicos de Energia elétrica, instrumentos para determinar maior rigor nos padrões técnicos de atendimento ao consumidor.

Assim, passaram a ser observados aspectos de desempenho dos serviços prestados. São criados indicadores pontuais ou locais para avaliação do desempenho dos equipamentos (geradores, compensadores síncronos, compensadores estáticos, linhas de transmissão, transformadores e reatores). São também criados os indicadores sistêmicos como: frequência equivalente de interrupção (FREQ), duração equivalente de interrupção (DREQ), energia interrompida (ENES) e perdas na transmissão (IPTR).

INDICADORES DE CARÁTER PONTUAL

Disponibilidade de Equipamentos (DISP)

Equação:

$$DISP = \frac{n^{\circ} \text{ Total de Horas Disponíveis no Período Estatístico}}{n^{\circ} \text{ de Horas no Período Estatístico}}$$

Unidade Dimensional: adimensional

Interpretação: Indica a probabilidade em que em um dado momento o equipamento esteja operando satisfatoriamente ou apto para operar.

Particularidades/Dificuldades: Equipamentos com data de entrada em operação no decorrer do período estatístico devem ter suas horas disponíveis anualizadas. A anualização se dará através da utilização da fórmula mostrada a seguir:

$$HD_i = HD \times \frac{HP}{HH}$$

onde:

HD_i = número de horas disponíveis, anualizado;

HD = número de horas disponíveis, no período considerado (HH);

HH = número de horas compreendido entre a data de entrada em operação e a data final do período estatístico;

HP = número de horas do período estatístico.

Agregação: mensal, anual, por unidade, por usina (unidade geradora), por empresa e por nível de tensão.

Taxa de Falha (TF)

Equação:

$$TF = \frac{n^{\circ} \text{ de Falhas Verificadas no Período}}{n^{\circ} \text{ de Equipamentos Verificados} \times \text{Unidade de Tempo}}$$

Unidade Dimensional:

$$TF = \frac{\text{Falhas}}{\text{Equipamentos} \times \text{anos}}$$

Interpretação: É a probabilidade do equipamento, ou unidade geradora, apresentar falha, no período estatístico.

Particularidades/Dificuldades: No cálculo da taxa de falha dos equipamentos, deverá ser usado sempre o valor anualizado de HP, considerando os 12 (doze) últimos meses (multiplicador 8760). Para efeito da apuração dos indicadores Taxa de Falha e Tempo Médio de Reparo da Função, de equipamentos, são considerados todos os desligamentos, provocados por falha no próprio equipamento, linha de transmissão ou unidade geradora, com intervenção da manutenção. Portanto, não são considerados os desligamentos forçados com religamento automático, ou com retorno à operação sem intervenção da manutenção, e aqueles provocados pelo sistema ou em consequência de perturbação.

Agregação: mensal, anual, por unidade, por usina (unidade geradora), por empresa e por nível de tensão

Taxa Média de Reparo da Função (TMRF)

Equação :

$$TMRF = \frac{\sum_{i=1}^N HIR_i}{N^o Falhas}$$

Onde:

HIR_i = Número de horas em que a função, ficou indisponível para operação e entregue à manutenção, devido ao evento i.

Unidade Dimensional: hora

Interpretação: Indica o tempo médio de reparo da função.

Particularidades/Dificuldades: Para efeito da apuração dos indicadores Taxa de Falha e Tempo Médio de Reparo da Função, de equipamentos, são considerados todos os desligamentos, provocados por falha no próprio equipamento, linha de transmissão ou unidade geradora, com intervenção da manutenção. Portanto, não são considerados os desligamentos forçados com religamento automático, ou com retorno à operação sem intervenção da manutenção, e aqueles provocados pelo sistema ou em consequência de perturbação.

INDICADORES DE CARÁTER COLETIVO

Frequência Equivalente de Interrupção (FREQ)

Equação:

$$FREQ = \frac{\sum_{i=1}^n PotênciaInterrompidanoConsumidorFinal}{DemandaMáximaVerificadanoPeríodo}$$

Onde:

i = evento de interesse, ocorrido no período de observação, variando de 1 a n (quantidade de eventos);

Unidade Dimensional: Adimensional

Interpretação: Número de vezes em que a demanda é interrompida, no período de observação. Permite identificar sistemas de potência mais confiáveis ao consumidor final.

Agregação: mensal, anual, por empresa e por causa

Duração Equivalente de Interrupção (DREQ)

Equação:

$$DREQ = \frac{\sum_{i=1}^n \text{Energia Interrompida no Consumidor Final}}{\text{Demanda Máxima Verificada no Período}}$$

Onde:

i = evento de interesse, ocorrido no período de observação, variando de 1 a n (quantidade de eventos);

Unidade Dimensional: minuto

Interpretação: Tempo equivalente de interrupção da demanda máxima verificada no período. Permite identificar sistemas de potência mais confiáveis ao consumidor final.

Particularidades/Dificuldades: Indicador calculado com base em informações prestadas pelas empresas/existe possibilidade das empresas fornecerem informações discordantes

Agregação: mensal, anual, por empresa e por causa.

Energia Interrompida (ENES)

Equação:

$$ENES = \sum_{i=1}^n \text{Energia Interrompida no Consumidor Final}$$

Onde:

i = evento de interesse, ocorrido no período de observação, variando de 1 a n (quantidade de eventos);

duração i = duração, em minutos, do iésimo evento de interesse, ocorrido no período de observação, afetando o sistema em análise.

Unidade Dimensional: MWh

Interpretação: Contabiliza o montante estimado da energia não suprida no período de observação. É calculada com base na demanda interrompida, multiplicada pela respectiva duração.

Particularidades/Dificuldades: Indicador calculado com base em informações prestadas pelas empresas/existe possibilidade das empresas fornecerem informações discordantes

Agregação: mensal, anual, por empresa e por causa

Perdas na Transmissão (IPTR)

Equação:
$$IPTR = \left(1 - \frac{\text{Energia Fornecida} + \text{Consumo Interno}}{\text{Energia Gerada} - \text{Energia Recebida}} \right) \times 100$$

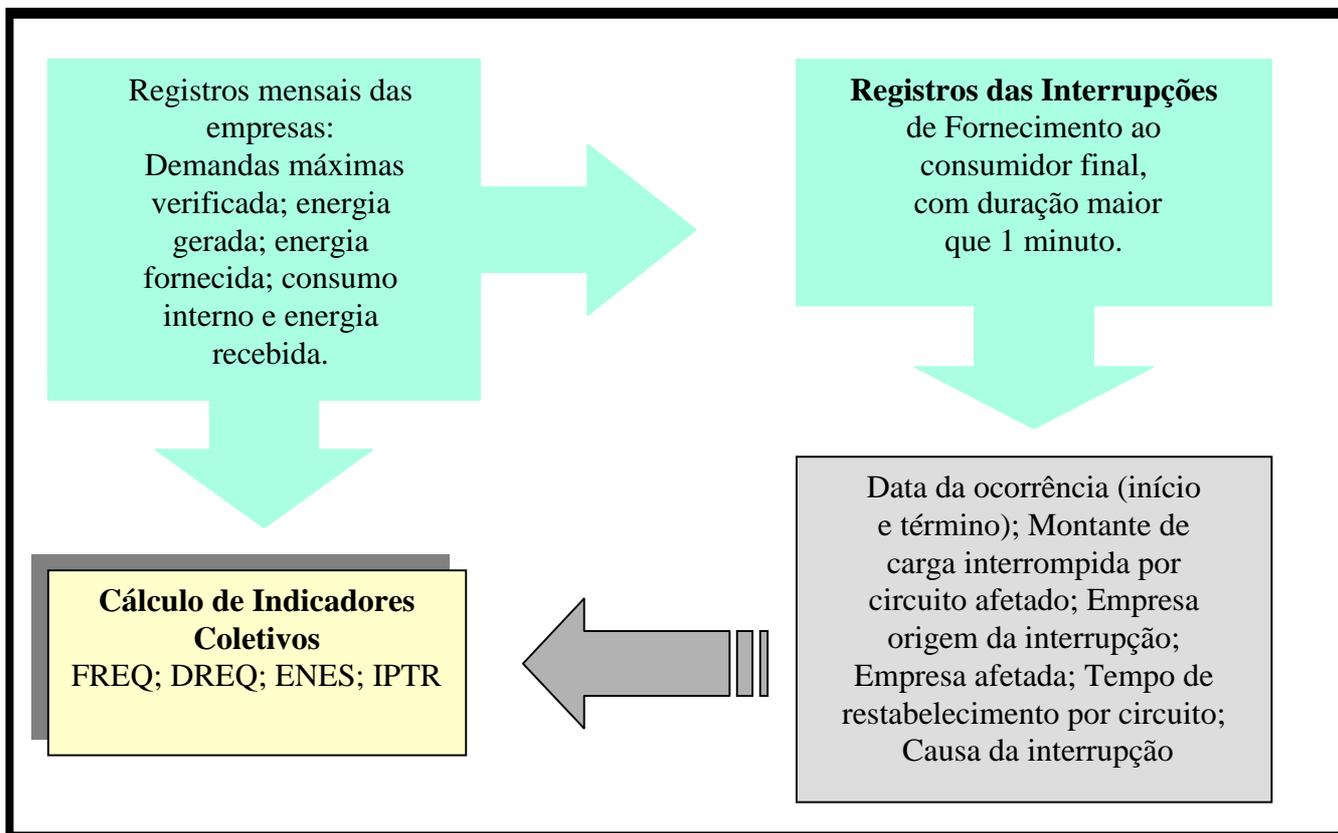
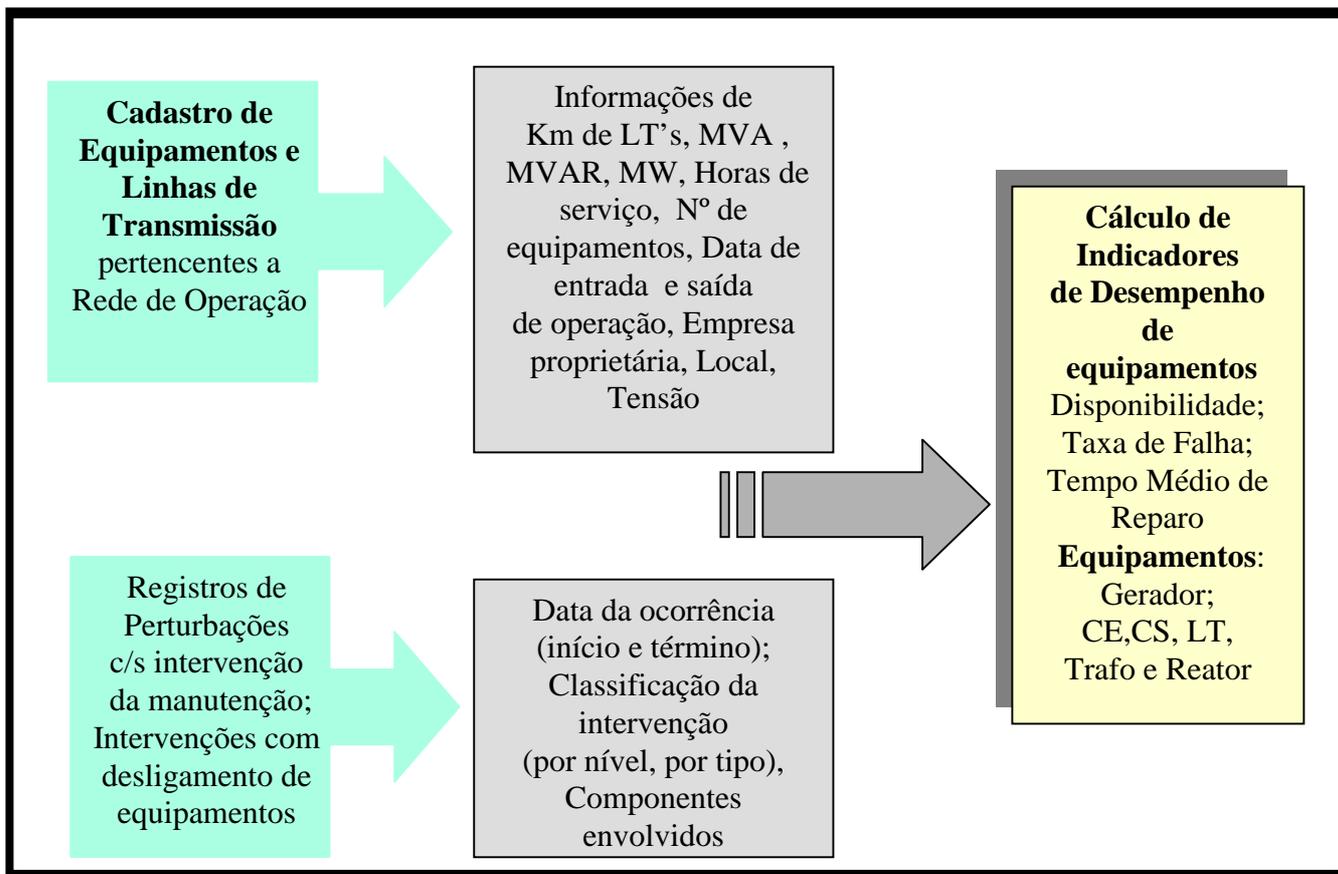
Onde:

- Energia Fornecida - o montante da energia, fornecida para empresas supridas ou consumidores finais de uma concessionária;
- Energia Gerada - o montante da energia gerada em uma concessionária;
- Energia Recebida - o montante da energia, recebida de uma empresa concessionária ou de terceiros (autoprodutores);
- Consumo Interno - o montante de energia fornecida para instalações e dependências dentro de usinas, subestações e demais locais diretamente ligados à produção e transformação de energia.

Unidade Dimensional: percentual (%).

Interpretação: Contabiliza o percentual de perdas de energia na transmissão, durante o período de análise.

METODOLOGIA DO CÁLCULO DOS INDICADORES DE DESEMPENHO



Com relação a continuidade, a resolução nº 24 da ANEEL (26.01.2000) apresenta em seu artigo 28, os indicadores DIC, FIC e DMIC que deverão ser monitorados e apurados nos barramentos que fazem fronteira com geradores, distribuidores, consumidores livres, comercializadores e demais instalações de transmissão. Estes barramentos são denominados pontos de conexão.

No âmbito da Rede Básica os indicadores de qualidade estão sendo tratados através dos Procedimentos de Rede, em elaboração pelo ONS. Em seu módulo 2 (Padrões de Desempenho da Rede Básica), submódulo 2.2, os indicadores de continuidade são identificados como:

- DDPC – duração do desligamento no ponto de conexão;
- FDPC – frequência de desligamento no ponto de conexão;
- DMDPC – duração máxima do desligamento no ponto de conexão.

Adicionalmente, outros indicadores de qualidade de energia são apresentados no módulo 2 (Padrões de Desempenho da Rede Básica), submódulo 2.2, e no módulo 3 (Acesso aos Sistemas de Transmissão), submódulo 3.8, tais como: flutuação de tensão, harmônicos, desequilíbrio de tensão e variação momentânea de tensão. O submódulo 2.2 trata dos indicadores e padrões de desempenho em seu aspecto global (nível de compatibilidade), a serem atendidos nos barramentos da Rede Básica, enquanto que o submódulo 3.8 trata dos indicadores e padrões de desempenho em seu aspecto individual, ou seja, a serem atendidos pelos diversos Agentes que se conectam à rede Básica.

3.2 Controle Efetivo da Qualidade Exigida

Os índices para auferir e regular a continuidade dos serviços prestados pelas empresas de transmissão e distribuição foram estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) pela Resolução N ° 24, de 27 de janeiro de 2000.

A Resolução estabelece as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica, nos seus aspectos de duração e frequência, a serem observadas pelas concessionárias e permissionárias de serviço público de energia elétrica às unidades consumidoras. A continuidade da distribuição de energia elétrica deverá ser supervisionada, avaliada e controlada por meio de indicadores que expressem os valores vinculados a conjuntos de unidades consumidoras e às unidades consumidoras individualmente consideradas.

DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE DE CONJUNTO

I - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC)

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i) \times t(i)}{Cc}$$

II - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC)

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i)}{Cc}$$

Onde :

DEC = Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, expressa em horas e centésimos de hora;

FEC = Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções;

Ca(i) = Número de unidades consumidoras interrompidas em um evento (i), no período de apuração;

t(i) = Duração de cada evento (i), no período de apuração;

i = Índice de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais unidades consumidoras;

k = Número máximo de eventos no período considerado;

Cc = Número total de unidades consumidoras, do conjunto considerado, no final do período de apuração.

Na apuração dos indicadores deverão ser consideradas todas as interrupções que atingirem as unidades consumidoras, admitidas apenas as seguintes exceções: falha nas instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros e interrupção decorrente de obras de interesse exclusivo do consumidor e que afete somente a unidade consumidora do mesmo.

Os conjuntos de unidades consumidoras deverão abranger toda a área atendida pela concessionária, respeitadas as seguintes condições:

- quando um conjunto for subdividido/agrupado deverão ser definidos novos padrões de continuidade, levando-se em consideração o histórico existente;
- conjunto definido deverá permitir a identificação geográfica da localização das unidades consumidoras;

- não poderão ser agrupadas, em um mesmo conjunto, unidades consumidoras situadas em áreas não contíguas.

DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE INDIVIDUAIS

I - Duração de Interrupção por Unidade Consumidora (DIC)

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i)$$

II - Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora (FIC)

$$FIC = n$$

Onde:

DIC = Duração das Interrupções por Unidade Consumidora considerada, expressa em horas e centésimos de hora;

FIC = Frequência de Interrupções por Unidade Consumidora considerada, expressa em número de interrupções;

I = Índice de interrupções da unidade consumidora, no período de apuração, variando de 1 a n;

N = Número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração;

t(i) = Tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada, no período de apuração.

III - Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC)

$$DMIC = \max(t(i))$$

Na apuração dos indicadores DIC e FIC deverão ser consideradas todas as interrupções, inclusive as programadas e de urgência, admitidas apenas as exceções já citadas no caso dos indicadores DEC e FEC.

As concessionárias deverão avisar a todos os seus consumidores sobre as interrupções programadas, observando os seguintes procedimentos :

- para unidades consumidoras atendidas em tensão superior a 1 KV e inferior a 230 KV, cuja demanda contratada seja igual ou superior a 500 KW: a interrupção deverá ser informada por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 5 (cinco) dias úteis, diretamente aos consumidores afetados;

- para unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 69 KV, que prestem serviço essencial: a interrupção deverá ser informada por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 5 (cinco) dias úteis em relação à data da interrupção;
- para outras unidades consumidoras: a interrupção deverá ser divulgada por meios eficazes de comunicação de massa ou, a critério da concessionária, avisados os consumidores por meio de documento escrito e personalizado, informando a abrangência geográfica, o horário de início e término da interrupção, em qualquer caso, com antecedência mínima de 72 (setenta e duas) horas em relação ao início da interrupção.

As concessionárias deverão promover ampla divulgação, periodicamente, por meios eficazes, sobre a necessidade e importância do cadastramento de unidades consumidoras onde existam pessoas usuárias de equipamentos de autonomia limitada, vitais à preservação da vida humana, e dependentes de energia elétrica, a fim de que as mesmas sejam avisadas, de forma preferencial e obrigatória, no caso das interrupções programadas, por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 5 (cinco) dias úteis em relação à interrupção.

As concessionárias deverão manter e disponibilizar, por 3 (três) anos, os registros de todas as interrupções de caráter de urgência e as programadas, discriminando-as em formulário próprio.

METAS E PENALIDADES

Os indicadores de continuidade podem ser divididos em dois grupos: os conjuntos e os individuais. Os indicadores conjuntos são os índices de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), enquanto os indicadores individuais são os índices de Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC), de Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC) e de Duração Máxima de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DMIC).

3.3 Reservas Operativas e Regulação de Frequência

CONTROLE DE FREQUÊNCIA

- a) A frequência nominal do sistema é 60Hz, sendo admissíveis variações de 0,04Hz, em relação à frequência nominal;
- b) Desvios anormais de frequência devem ter a sua origem identificada e corrigida, a fim de não haver deterioração das condições de operação do Sistema Interligado;
- c) Os Centros de Operação do ONS, detentores de CAG, devem operar suas áreas de controle de maneira a não transferir ao sistema interligado a sua responsabilidade de regulação;
- d) Os Centros de Operação do ONS, detentores de CAG, devem manter seu CAG em operação o maior tempo possível;
- e) Todas as unidades geradoras do sistema interligado devem operar com seus reguladores de velocidade desbloqueados e estatismos ajustados em 5%. Excepcionalmente, em função de resultados de estudos, pode ser definida a operação de máquinas com estatismo diferente de 5%;
- f) Os CAG devem desligar-se automaticamente sempre que ocorrerem desvios de frequência no sistema elétrico iguais ou superiores a 0,5Hz.

Para o controle da frequência, poderá ser utilizado o recurso de corte manual de carga nas seguintes situações de emergência:

- no caso de subfrequência sustentada decorrentes de contingências, em que as cargas rejeitadas pelo Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) se mostrarem insuficientes para recuperar a frequência ou que o valor da frequência seja insuficiente para sensibilizar os relés do Esquema. O corte manual de cargas se aplicará em caso de subfrequência sustentada em todo Sistema Interligado, nos Sistemas Sul, Sudeste, Nordeste ou Norte isoladamente, ou ainda em áreas que fiquem isoladas do Sistema;
- no caso de subfrequência provocada por déficit de geração, notadamente, durante o período de ponta.

Nas situações referidas acima, o CNOS coordenará o corte manual de carga se, após esgotados todos os recursos do Sistema Interligado, este continuar operando com frequência igual ou inferior a 59,8 Hz por mais de dez minutos. Devem estar disponibilizados nos Centros de Operação do ONS e das Empresas tabelas que relacionem valores de frequência com o montante de carga a ser interrompida por Empresa. Em casos de indisponibilidades de longa duração deverão ser observados os preceitos contidos nos procedimentos para corte de carga no manual de procedimento da operação. Todos os casos em que for necessário o corte de carga para controle de frequência, devem estar previstos em instruções de operação específicas.

RESERVAS DE POTÊNCIA OPERATIVAS

As reservas operativas são divididas em : reserva primária (R1), reserva secundária (R2), reserva terciária (R3) e reserva quaternária (R4). As reservas operativas são definidas como :

- Reserva Primária (R1) = 0,01 x RPG

$$R1 = 0,01 \times RPG$$

Onde : RPG – Responsabilidade Própria de Geração
 RPG = Carga + Fornecimento – Consumo Próprio
 R1 por definição é 1% da responsabilidade própria de geração

- Reserva Secundária (R2) = 0,025 x RPG + 0,015 x CP

$$R2 = 0,025 \times RPG + 0,015 \times CP$$

Onde : CP – Carga Própria
 R2 é a soma de 2,5% da responsabilidade própria de geração e 1,5% da carga própria

- Reserva Terciária (R3)

$$R3 = \frac{MM_i \times RPG_i}{\sum_{j=1}^n MM_j \times RPG_j} \times \Delta R$$

Onde : MM_i – Maior Máquina da empresa i
 ΔR – Reserva Quaternária

- Reserva Quaternária (ΔR)

$$\Delta R = RG_{prob} - 0,05 \times CP_{Sistema}$$

Onde : $CP_{Sistema}$ – Carga Própria do Sistema
 RG_{prob} – Reserva Girante determinada probabilisticamente.

ΔR foi definido com o objetivo de complementar as parcelas R1, R2 e R3 para que a reserva de potência operativa do sistema interligado fique dimensionada pela RG_{prob} .

$$ReservaOperativa = 0,05 \times CP_{Sistema} + \Delta R$$

A Reserva de Potência Operativa recomendada é composta de parcelas que destinam-se respectivamente a:

- regular a frequência do sistema – Reserva Primária (R1);
- recuperar a frequência do sistema, alterada pelas variações momentâneas da carga – Reserva Secundária (R2);
- cobrir saídas ou limitações não programadas de unidades geradoras – Reserva Terciária (R3);
- cobrir perdas de grandes blocos de geração e/ou outras situações não contempladas pelas parcelas R1, R2 e R3 – Reserva Complementar (R4).

Outros pontos que podemos ressaltar sobre as normas quanto a reserva de potência operativa são :

- A operação das áreas de controle é de responsabilidade dos Centros de Operação do ONS, detentores de CAG sob a coordenação do CNOS;
- As impossibilidades no atendimento da R2, relativas ao contrato de ITAIPU, devem ser cobertas em contrato próprio;
- A Reserva Complementar (R4) é constituída do acréscimo na potência sincronizada ao sistema possível de estar disponível num período de até 24 horas;
- A adequada utilização das parcelas da RPO, para fins de regulação da frequência, implica sempre na não integralização da mesma, ou seja, a reserva girante integrada deve ser igual ou superior à RPO a ser mantida pela Empresa.

DIRETRIZES BÁSICAS

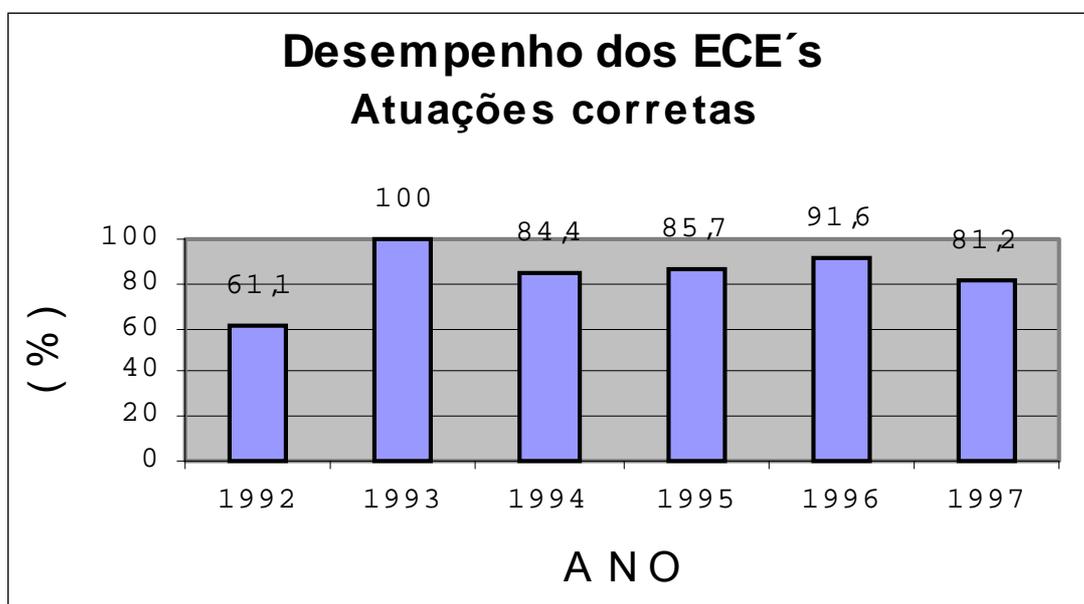
- Os valores correspondentes às parcelas da Reserva Secundária (R2) das Empresas devem ser alocados na área de controle correspondente, sendo que a gerência do montante total é de responsabilidade do Centro de Operação do ONS detentor de CAG, sob a coordenação do CNOS;
- A Reserva Complementar (R4) deve ser solicitada pelo CNOS a todas as Empresas, toda vez que for necessário;
- Os Centros de Operação do ONS detentores de CAG, antes de solicitar auxílio de reserva de potência ao CNOS, devem esgotar todos os seus recursos disponíveis tais como, folga de geração, folga de contratos, folga de substituição térmica, redução de fornecimentos eventuais, utilização da R3 própria, etc.;

- Em condições de indisponibilidade de longa duração, com previsão de corte de carga, o corte de carga deve ser dimensionado de modo a manter a reserva mínima necessária para garantir a operação do CAG nas áreas de controle. Os valores mínimos de reserva devem ser definidos nas instruções de operação específicas.

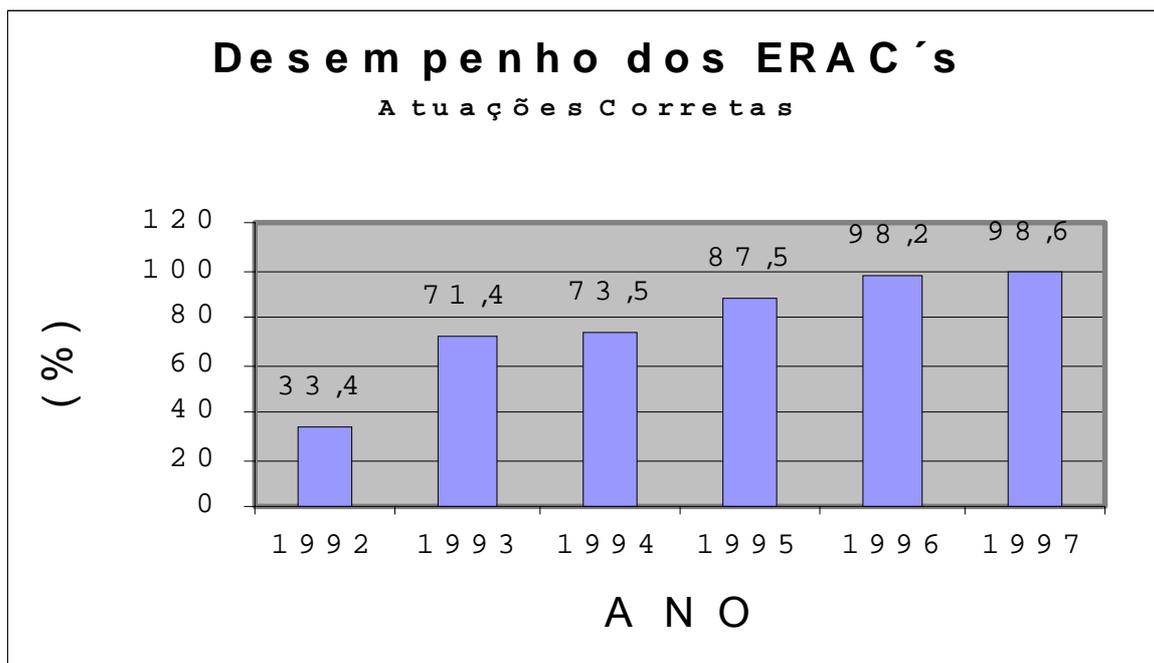
3.4 Esquemas de Emergência

Os esquemas de controles de emergência (ECE) do sistema brasileiro são :

- Corte de carga;
- Corte de geração;
- Ilhamento;
- Restabelecimento automático de carga;
- Conversão compensador síncrono em gerador;
- Perda de carga por subfrequência.



Outro importante esquema é o esquema de redução automática de carga (ERAC)



3.5 Potência Reativa

DIRETRIZES BÁSICAS

- a) Cada Centro de Operação do ONS monitora o estado corrente do sistema sob sua responsabilidade, coordenando as ações de controle;
- b) Devem haver, também, contatos entre os Centros de Operação das áreas limítrofes, para coordenação das ações necessárias à obtenção das condições desejadas de tensão e fluxo de reativo nos pontos de interligação;
- c) O CNOS deve supervisionar o estado corrente da rede de operação do ONS, analisando os reflexos das manobras executadas pelos demais Centros de Operação do ONS, atuando, quando necessário, para fazer as correções devidas;
- d) As Empresas proprietárias dos equipamentos de controle de tensão devem manter Centros de Operação do ONS informados a respeito de qualquer impedimento ou limitação nestes equipamentos bem como sua correspondente liberação após intervenção da manutenção;
- e) Caso não existam mais recursos de controle de tensão disponíveis para um determinado Centro de Operação do ONS (COSR, COS ou COL) efetuar o controle de tensão na rede de operação regional/local de sua responsabilidade, e o problema identificado persistir, este Centro de Operação (COSR ou COS) deve contatar o CNOS, para que o mesmo coordene a utilização de recursos de outra área ou sistêmicos. A partir do momento que o CNOS estiver agindo para efetivar ajustes no controle de tensão de

determinada área, o Centro de Operação solicitante não pode tomar nenhuma ação sem prévio conhecimento e autorização do CNOS;

- f) Após a execução de um comando, o Centro de Operação do ONS responsável deverá verificar a eficácia da medida através de seu sistema de supervisão, cuidando para que novas ações sejam coordenadas, quando necessário;
- g) Ocorrendo violações das faixas operativas, com os recursos de controle de tensão esgotados, poderão ser adotadas ações que correspondam a procedimentos não usuais (extremos) para o sistema, como cortes de carga ou desligamentos de linhas de transmissão para controle de tensão. Tais ações são por vezes necessárias para evitar colapso de tensão , ou sobretensões elevadas, com conseqüências mais graves para a operação do sistema interligado;
- h) O corte de carga para controle de tensão obedecerá a critérios técnicos;

CRITÉRIOS GERAIS PARA UTILIZAÇÃO DOS RECURSOS DE CONTROLE DE TENSÃO

Durante o crescimento dos valores de carga deverá ser observada a seguinte seqüência de operação das fontes de reativos e equipamentos de regulação de tensão :

- reenergizar as linhas de transmissão porventura desligadas;
- excitar gradativamente os compensadores síncronos que estiverem absorvendo potência reativa;
- desenergizar os reatores chaveáveis ligados a barramentos;
- energizar bancos de capacitores;
- excitar gradativamente as unidades geradoras;
- sobreexcitar (elevar tensão) as unidades geradoras;
- energizar os bancos de capacitores restantes.

Nas subestações que dispuserem de comutadores sob carga em transformadores ou reguladores de tensão série, deve-se atuar no sentido de abaixar a tensão secundária para permitir a energização do maior número possível de bancos de capacitores do sistema.

- sobreexcitar (elevar tensão) os compensadores;
- desenergizar, até o limite recomendável, os reatores de linha com função de regulação de tensão;

- atuar nos comutadores sob carga dos transformadores e reguladores série: no sentido de elevar as tensões dos barramentos secundários, até que essa operação não reflita de forma negativa na malha primária.

Durante o período de decréscimo da carga, deve-se observar a seguinte seqüência de operação das fontes de reativo e equipamentos de regulação de tensão:

- desexcitar gradativamente os compensadores;
- reenergizar os reatores chaveáveis de linha;
- desexcitar gradativamente as unidades geradoras;
- desenergizar bancos de capacitores;
- energizar os reatores de barramento;
- subexcitar (abaixar tensão) as unidades geradoras;
- subexcitar (abaixar tensão) os compensadores;
- atuar nos comutadores sob carga e/ou reguladores de tensão série no sentido de baixar a tensão dos barramentos secundários;
- desenergizar bancos de capacitores;
- quando necessário, retirar linhas de transmissão onde existir mais de 2 circuitos em paralelo.

3.6 Características dos Equipamentos e Instalações

As características dos equipamentos devem ser especificadas pelos acessantes, sendo a auditoria e o comissionamento responsabilidade do ONS e do Agente Transmissor. A relação abaixo mostra as informações básicas necessárias para os equipamentos e instalações associadas a Rede Básica.

Usina/Subestação:

(1) Localização geográfica:

- (i) Longitude;
- (ii) Latitude;
- (iii) Município;
- (iv) Unidade da federação;

(2) Data de entrada em operação de cada unidade e fabricante;

(3) Número de unidades geradoras;

(4) Potência nominal em MVA;

(5) Tensão nominal em KV;

(6) Faixa operativa de tensão em kV;

- (7) Faixa operativa de potência ativa por unidade em MW;
- (8) Faixa operativa de potência reativa por unidade em Mvar;
- (9) Rampeamento (curvas de carga) em MW/s nas diversas situações operativas;
- (10) Desempenho da usina durante perturbações;
- (11) Faixas de operação proibidas em virtude de:
 - (i) vibrações mecânicas;
 - (ii) ressonâncias;
 - (iii) abertura de válvulas; etc.;
- (12) Limitações;
- (13) Diagrama de blocos e funcionais do modelo da máquina;
- (14) Dados do sistema de excitação, do sinal adicional e do sistema de regulação de velocidade:
 - (i) características;
 - (ii) faixas dos parâmetros ajustáveis;
 - (iii) ajustes propostos;
 - (iv) limitadores;
 - (v) diagramas de blocos;
 - (vi) diagramas funcionais;
 - (vii) procedimentos para ensaios;
- (15) Sistemas de proteção e controle;
- (16) Curvas de capacidade (p/ tensões mínima, 1.0 pu e máxima);
- (17) Curvas de saturação;
- (18) Número de fases;
- (19) Tipo de ligação;
- (20) Número de pólos;
- (21) Freqüência;
- (22) Seqüência de fase;
- (23) Runaway speed;
- (24) Observações;

Usinas Hidrelétricas - dados complementares:

- (1) Potência nominal e efetiva;
- (2) Fator de capacidade;
- (3) Rendimento dos conjuntos turbina-gerador;
- (4) Tipo de turbina;

Usinas Térmicas - dados complementares:

- (1) Potência nominal e efetiva;
- (2) Consumo específico;
- (3) Curva de consumo;
- (4) Modelo simplificado das turbinas a gás, a vapor e de ciclo combinado, quando for o caso;

Transformadores de Subestação:

- (1) Potência nominal (MVA);
- (2) Impedância de curto-circuito de seqüência positiva e zero, em pu (na base do transformador);

- (3) Tipo de ligação dos enrolamentos;
- (4) Impedância dos enrolamentos;
- (5) Relações das tensões disponíveis;
- (6) Derivações de tapes sob carga;
- (7) Derivações de tapes a vazio;
- (8) Tensão nominal dos enrolamentos;
- (9) Limites de carregamento admissíveis pelo equipamento, sem perda de vida útil, em condições normais de operação em situações de emergência.

Dados adicionais :

Diagrama unifilar e dados gerais das instalações internas da subestação (enviar anexo). Neste diagrama deverão constar a potência, as impedâncias (% base própria) dos transformadores bem como as características dos sistemas de controle e proteção existentes.

4. RESULTADOS OPERATIVOS

4.1 Freqüência de Colapso e Implicações

4.1.1 Caracterização do Problema

O colapso no suprimento de energia se caracteriza como perturbações no sistema de transmissão, geração ou distribuição, que acarretam na interrupção de suprimento de energia elétrica a um parcela significativa das cargas, tanto em escala regional/local, quanto sistêmica. Embora os blecautes de origem na distribuição sejam em maior número, este trabalho se deterá na experiência daqueles com origem na transmissão ou na geração, tendo em vista que estes têm maior repercussão para o sistema interligado como um todo.

4.1.2 Os blecautes de 18/04/1984 e 18/08/1985 na Região Sudeste do Brasil

Estes blecautes constituíram-se em marcos na história para a implantação da recomposição coordenada no sistema eletroenergético nacional.

Antes da ocorrência destes blecautes, existiam apenas procedimentos operativos para recomposição de cargas locais, ou para interligações entre empresas, e quase todos centralizavam as ações nos COS das empresas.

O blecaute de 18/04/1984 teve origem na transformação de 500/345 KV da SE Jaguará, que em função de sobrecarga desarmou, acarretando o desligamento de todos os disjuntores de 500 KV dessa subestação. Houve instabilidade no sistema, abertura da interligação sul/sudeste e vários desligamentos de linhas de transmissão e unidades geradoras no sistema sudeste, resultando em um sistema composto de várias ilhas isoladas.

Já o blecaute de 18/08/1985, foi originado por queimada sob a LT 500 KV Marimbondo-Araraquara, provocando mais uma vez, o desligamento em cascata de várias linhas de transmissão e unidades geradoras.

Em ambos os blecautes houve interrupção de mais de 10.000 MW de carga, e a recomposição do sistema levou 02 horas, afetando diretamente seis estados brasileiros.

4.1.3 Experiências, constatações, a nova filosofia

A partir destas ocorrências, chegou-se as seguintes constatações, entre outras:

- Grande dificuldade de se identificar a origem do blecaute, e a configuração do sistema pós blecaute, implicando em falta de informações para tomada de decisões em tempo real e ações descoordenadas com conseqüente prolongamento do tempo da recomposição;
- Congestionamento das comunicações entre COS e entre COS e instalações;

- Na operação era privilegiada a otimização energética em detrimento da segurança do sistema;
- O sistema sempre se reduz a ilhas, de forma totalmente desordenada, sem serem preservadas as condições mínimas de controlabilidade nestas ilhas;
- Demora no restabelecimento de vários nós, em função de restrições elétricas de energização de vários equipamentos.

Com base nestas constatações, definiu-se as seguintes ações:

- Priorizar o projeto SINSC, com a operacionalização do CNOS e a modernização de todos os COS das empresas controladoras de áreas;
- Descentralizar as ações de recomposição com a implantação do “Plano Estratégico de Restabelecimento”, contendo a filosofia de “Recomposição Fluente”, a partir da experiência das empresas da região Sul e de FURNAS nesta área (1993);
- Priorizar a confiabilidade do sistema sobre fatores econômicos;
- Revisar, estudar e implantar novos esquemas de controle de emergências (ERAC/1975);
- Revisar todos os limites e restrições elétricas, buscando sua superação.

4.1.4 Desligamento do Elo de Corrente Contínua associado a perda do tronco de transmissão em 750 KV em 13/12/1994

Às 10:12 hs do dia 13/12/1994, houve o desligamento total do elo de corrente contínua em função de uma falha humana na subestação de Ibiúna. Em seguida por oscilação de potência, ocorreu o desligamento automático dos dois circuitos de 750 KV Itaberá-Tijuco Preto, implicando na separação dos sistemas Sul/Sudeste e na rejeição total de Itaipu com 10.200 MW. Houve então a atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC nas regiões Sul e Sudeste, rejeitando um total de carga aproximadamente de 8.500 MW. Houve ainda abertura da interligação Itaipu/ANDE, com o colapso quase total do sistema paraguaio (interrupção de 540 MW).

4.1.5 Desligamento da Usina de Furnas no dia 26/03/1996

Estes blecautes constituíram-se em marcos na história para a implantação da recomposição coordenada no sistema eletroenergético nacional.

Antes da ocorrência destes blecautes, existiam apenas procedimentos operativos para recomposição de cargas locais

4.1.6 Desligamento do Tronco de 750 KV nos dias 25/10/1996, 16/12/1996, 12/02/1997, 27/03/1997 e 02/11/1997

Às 9:18 hs do dia 26/03/1996, quando da realização de manobras no setor de 345 KV, da usina de Furnas, houve o desligamento total da usina e de todos os circuitos de 345 KV, devido a erro humano. Estes desligamentos acarretaram sobrecarga em vários outros elos de escoamento da produção das bacias dos rios Grande e Paraíba, que conseqüentemente vieram a desarmar. Houve separação da malha de suprimento aos estados de Minas Gerais, Distrito Federal, Mato Grosso e parte do Tocantins, do restante do sistema interligado.

Nesta parte do sistema, ocorreu carência significativa de geração, levando a subfreqüência da ordem de 55 Hz. Houve ainda sobretensões que resultaram em mais desligamentos de unidades geradoras, e conseqüentemente ao colapso total da “ilha” por volta das 09h 29 min.

A carga total interrompida nesta ocorrência foi cerca de 5.880 MW.

4.1.7 Colapso de Tensão no Sistema Sudeste/Centro-Oeste nos dias 25 e 26/04/1997

Estes eventos similares entre si, foram revestidos de condições inéditas no país, particularmente no que se refere ao comportamento da Tensão. Pode-se dizer que a atuação do ERAC, em ambas as ocorrências, evitou o colapso total no abastecimento do Sistema.

No dia 25/04/97, às 18h20min houve subtensão no barramento de 345 KV da Subestação de Ibiúna, acarretando o desarme do compensador síncrono nº 3.

No período de 18h21min às 18h59min, o sistema passou a conviver com subtensão e subfreqüência, coincidentemente a entrada da carga do período de ponta, até que às 18h50min houve a perda total do Elo CC.

No dia 26/04/97 às 18h17min, houve a perda total do Elo CC, as condições eram similares ao dia anterior, implicando em vários desligamentos e na atuação do ERAC.

No primeiro dia houve uma interrupção total de carga de cerca de 7600 MW e no segundo dia cerca de 6900 MW foram interrompidos.

4.1.8 Curto-Circuito na barra de 440 KV da Subestação Bauru no dia 11/03/1999

Este foi o último grande blecaute na experiência brasileira, provocado por descarga atmosférica, com repercussão em 12 estados brasileiros, tendo um tempo médio de recomposição da ordem de 03 horas.

Houve grande repercussão social face ao horário da ocorrência, 22h16min e ao montante de carga interrompida, da ordem de 24 900 MW.

Depois dessa ocorrência, houve uma mobilização para aumentar a confiabilidade e segurança do sistema por meio da implementação de esquemas de controle e segurança mais robustos. Os esforços culminaram na geração um grande projeto de implementação de controladores lógicos programáveis no sistema.

4.1.9 Aspectos Gerais

- Plano Estratégico de Restabelecimento foi concebido no final da década de 80 e implantado, de forma completa, em 1993;
- A análise detalhada do processo de recomposição, com base nas ocorrências a partir de 1994, anteriormente mencionadas, conclui pela validade da filosofia, dos critérios básicos e dos procedimentos operativos estabelecidos;
- Este plano foi atualizado recentemente, após a ocorrência de 11/03/99 e está em fase final de implantação, tendo seu prazo para conclusão dos treinamentos em junho de 2000.

4.2 Vulnerabilidade do Sistema Frente Operação Interligada

A determinação prévia da vulnerabilidade do sistema de fronteira, para a operação com a rede incompleta, torna-se bastante complexa, face as diversas restrições que podem dela advirem e das várias combinações possíveis que se pretenda conjugar, tais como, período de carga, dias típicos, etc., para se obter um determinado grau de risco a ser assumido.

Assim sendo, somente estudos específicos, quando da ocorrência ou programação de uma indisponibilidade, que tenha reflexo direto nas interligações, poderão determinar com precisão o grau de vulnerabilidade desse sistema para a rede completa.

4.3 Índices Atuais de Qualidade e Confiabilidade

Assegurar a qualidade do fornecimento de energia elétrica oferecida a cerca de 43 milhões de unidades consumidoras atendidas pelas 63 concessionárias de distribuição, é uma das prioridades da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

A legislação em vigor, através da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, aponta para a necessidade da prestação do serviço adequado e de requisitos mínimos de desempenho técnico da concessionária ou permissionária, bem como, sua aferição pela fiscalização, através de índices apropriados, conforme estabelecido na Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

A ANEEL, considerando o enfoque da qualidade dos serviços expresso na legislação vigente, instituiu a partir dos novos Contratos de Concessão dos Serviços Públicos de Energia Elétrica, instrumentos para determinar maior rigor nos padrões técnicos e de atendimento ao consumidor. Na mesma linha vem revisando e atualizando a regulamentação existente e discutindo com os agentes e o ONS novos indicadores a serem incluídos nos Procedimentos de Rede.

Assim passaram a ser observados aspectos como a qualidade do atendimento comercial, continuidade e conformidade do fornecimento, perdas de energia elétrica, a satisfação do consumidor e a segurança dos serviços prestados. A apuração e envio dos Indicadores de Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica é de responsabilidade das distribuidoras de energia elétrica. Na ANEEL estes indicadores são tratados e agrupados por empresa, região, ou a nível nacional.

A Resolução 024/2000, recentemente publicada, substitui a Portaria DNAEE nº 046/78 e introduz novos critérios, visando a melhoria dos aspectos de continuidade do serviço de energia elétrica, entre os quais podemos citar:

- Padrões de DEC e FEC, antes vinculados ao número de consumidores, passam a ser estabelecidos por concessionária, tendo como referência o histórico de dados disponível na ANEEL e a comparação entre empresas (“benchmark”);
- A apuração dos índices, que era trimestral e anual, passa a ser mensal;
- Introdução de penalidades, em função do não cumprimento dos padrões de qualidade, tanto a favor da ANEEL, no caso de indicadores coletivos, como a favor dos consumidores, no caso de indicadores individuais.

A análise dos índices DEC e FEC, média nacional no período 1996/1998, mostrados nos gráficos a seguir e determinados ainda segundo os critérios da Portaria DNAEE 046/78, revela tendência global de melhoria nos serviços prestados ao consumidor, expressos na redução da duração e da frequência de interrupção do fornecimento de energia elétrica, demonstrando, na prática, a eficácia das ações de regulação e fiscalização tomadas pela ANEEL.

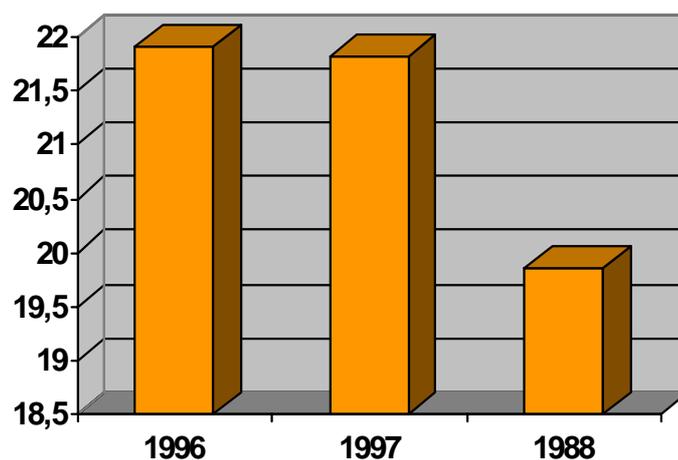
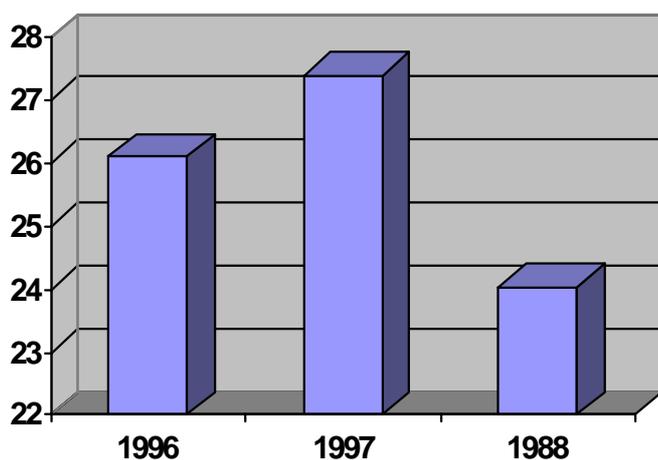
Evolução do Desempenho do Indicador de Qualidade Global

BRASIL

MÉDIA BRASIL	DEC			FEC		
	1996	1997	1988	1996	1997	1998
	26,09	27,39	24,04	21,91	21,82	19,85

DEC

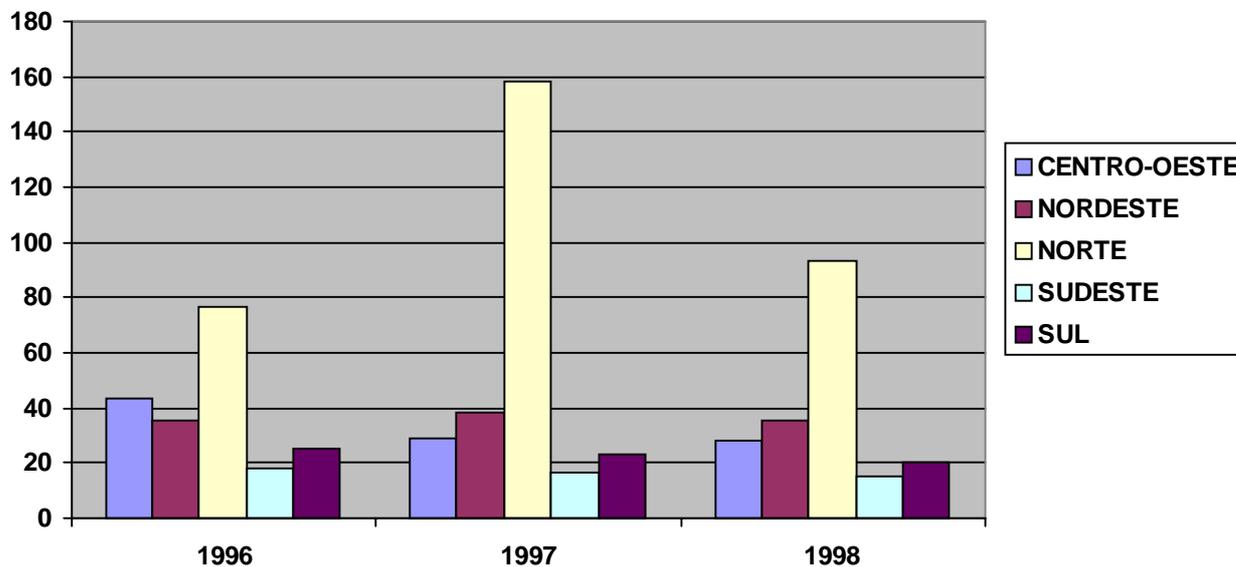
FEC



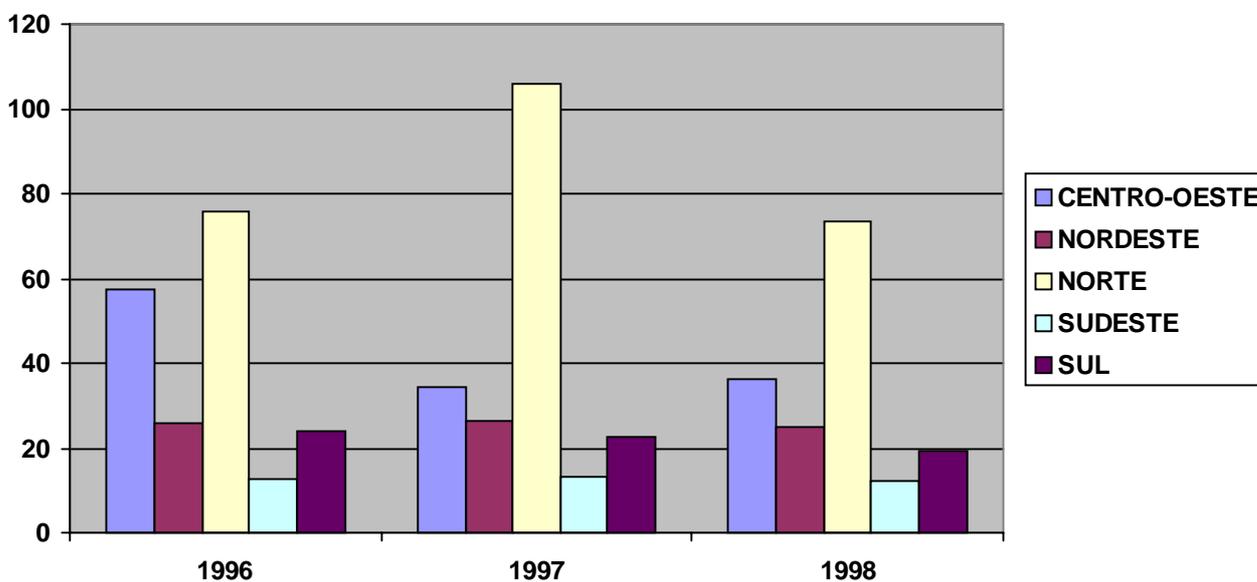
REGIÕES

EMPRESA	DEC			FEC		
	1996	1997	1998	1996	1997	1998
<i>CENTRO-OESTE</i>	43,64	28,96	28,3	57,52	34,58	36,43
<i>NORDESTE</i>	35,26	38,17	35,51	25,9	26,23	24,96
<i>NORTE</i>	76,89	158,6	92,96	75,67	105,78	73,31
<i>SUDESTE</i>	18,29	16,65	15,17	12,84	12,96	12,02
<i>SUL</i>	25,08	22,96	20,59	24,13	22,52	19,06

DEC



FEC



Valores médios de DEC e FEC por região e valores destes indicadores por concessionária de distribuição podem ser obtidos na homepage da ANEEL <http://www.aneel.gov.br/>, clicando no botão Informações Adicionais/Serviços de Distribuição/Indicadores de Qualidade.

O aprimoramento das cláusulas referentes a qualidade do serviço nos Contratos de Concessão, trouxe reflexos positivos na evolução e melhoria dos indicadores no período 1996/1998, para a maioria das concessionárias que, neste período, assinaram os referidos contratos. Além disso a nova regulamentação deve criar estímulo para novas melhorias, estabelecendo critérios mais claros de apuração e divulgação, inclusive informando nas faturas os indicadores apurados no mês anterior, e metas de melhoria de desempenho.

4.4 Ações Adotadas pelo Estado Perante Ocorrência de Falhas

O acompanhamento e apuração dos casos de grandes interrupções de fornecimento de energia é feito pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade (SFE) da ANEEL, de acordo com a seguinte sistemática:

A SFE acompanha os colapsos de fornecimento de energia, por meio de comunicação imediata do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) à Superintendência.

A primeira comunicação, feita por telefone, é para manter a agência informada, em tempo real, do que está ocorrendo no sistema e a SFE comunica a Diretoria, para o caso dos Diretores serem procurados pela imprensa, quando o evento é de grande repercussão. Posteriormente o ONS envia uma comunicação mais detalhada sobre a ocorrência (duração, áreas afetadas, corte de carga, etc.).

A SFE inicia então uma investigação nas empresas envolvidas com a finalidade de apurar as responsabilidades dos agentes. Em caso de ser diagnosticada uma atuação incorreta de alguma empresa, faz-se um relatório da ocorrência, notificando-a e abre-se um prazo de 15 dias para a sua manifestação.

Analisada a manifestação da empresa notificada, a SFE decide ou pelo arquivamento do Termo de Notificação, quando a justificativa for satisfatória, ou pela aplicação de penalidade de acordo com a Resolução ANEEL 318/98.

Aplicada a penalidade a empresa tem 15 dias para apresentar a sua defesa ao Diretor indicado para analisar o recurso, que poderá manter, modificar ou anular a penalidade. O prazo para o Diretor emitir o seu parecer é de 30 dias.

Mantida ou alterada a penalidade, existe um novo recurso que a empresa pode apresentar, em 15 dias, à Diretoria Colegiada, que tem mais 30 dias para apresentar o resultado do seu julgamento. Esta é a última etapa do processo administrativo punitivo da SFE/ANEEL.

4.5 Respostas dos Agentes Privados Perante Falhas

Em geral, há uma aceitação dos agentes privados perante as sanções e disposições adotadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).