

**Universidade Federal Fluminense
Escola de Engenharia
Mestrado Engenharia de Produção**

**Comercialização de Energia Elétrica
para os Consumidores Finais
no Novo Modelo**

Aluno: Antonio Carlos Marques de Araujo

**Niterói
2001**

ANTONIO CARLOS MARQUES DE ARAUJO

A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA OS
CONSUMIDORES FINAIS NO NOVO MODELO.

Dissertação apresentada ao Curso
de Mestrado em Engenharia de
Produção da Universidade
Federal Fluminense como
requisito parcial para obtenção do
Grau de Mestre. Área de
Concentração: Gestão de
Investimentos.

Orientador: Prof. Dr. Ruderico Ferraz Pimentel

Niterói
2001

ANTONIO CARLOS MARQUES DE ARAUJO

A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA OS
CONSUMIDORES FINAIS NO NOVO MODELO.

Dissertação apresentada ao Curso
de Mestrado em Engenharia de
Produção da Universidade
Federal Fluminense como
requisito parcial para obtenção do
Grau de Mestre. Área de
Concentração: Gestão de
Investimentos.

Aprovado em Setembro de 2001

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Ruderico Ferraz Pimentel
Universidade Federal Fluminense

Prof. Dr. João Lizardo Rodrigues Hermes de Araújo
Universidade Federal do Rio de Janeiro

Prof. Dr. Geraldo Martins Tavares
Universidade Federal Fluminense

Niterói
2001

À minha mãe, por todos os ensinamentos e lições de vida que moldaram a minha personalidade com a perseverança e com a disciplina necessárias para alcançar meus objetivos nesta jornada.

SUMÁRIO

1.0 Introdução

2.0 Suprimento de Energia no Período Anterior a Reestruturação

3.0 Fornecimento de Energia no Período Anterior a Reestruturação

4.0 Reestruturação Setorial no Brasil

5.0 Funcionamento do Mercado Atacadista de Energia – MAE

6.0 Compra e Venda de Energia ao Consumidor Final

7.0 Conclusões e Sugestões para Estudos

Bibliografia

RESUMO

A finalidade desta monografia é a descrição da reestruturação que vem ocorrendo no Setor Elétrico Brasileiro e o impacto destas transformações na comercialização de energia, com foco nos clientes finais. Tal descrição realiza-se através da comparação entre a forma e os procedimentos de compra e venda de energia por empresas de distribuição e consumidores finais, no período anterior a reestruturação e as diretrizes do novo modelo, que até o momento não se encontra implementado na sua totalidade. Como conclusão apresenta-se os principais pontos referentes as oportunidades de comercialização de energia no novo modelo, levantando-se algumas questões que devem ser equacionadas, tais como: Encargos de Distribuição, Margem de Comercialização, etc..., para a implantação definitiva de um Mercado de Comercialização de Energia Elétrica, em uma visão purista.

ABSTRACT

The purpose of this monograph is the description of the restructuring that is happening in the Brazilian Electric Sector and the impact of these transformations in the commercialization of energy, with focus in the final customers. Such description takes place through the comparison between the form and the purchase procedures and sale of energy for distribution companies and final consumers, in the previous period the restructuring and the guidelines of the new model, that until the moment he/she is not implemented in his/her totality. As conclusion comes the main referring points the opportunities of commercialization of energy in the new model, getting up some subjects that they should be set out, as: Responsibilities of Distribution, Margin of Commercialization, etc..., for the definitive implantation of a Market of Commercialization of Electric power, in a puristic vision.

INTRODUÇÃO

1.0 Considerações Preliminares

Nos últimos quarenta anos, a eletricidade contribuiu significativamente para o desenvolvimento social e econômico do Brasil, neste período, o consumo de energia por habitante aumentou em quase 10 vezes, passando o número de domicílios atendidos de 38% em 1960 para mais 90% dos domicílios 1990, constituindo-se assim o serviço público de mais ampla difusão.

Esse rápido crescimento do consumo de eletricidade foi possível graças à utilização de uma parcela grande do potencial hidroelétrico do país, com investimentos maciços em empreendimentos de grande porte, onde destaca-se a Usina Hidrelétrica de Itaipu, uma das maiores do mundo, fazendo com que atualmente cerca de 97% de geração de energia elétrica seja hidrelétrica.

O sistema elétrico brasileiro é constituído basicamente por usinas geradoras de energia, estações de elevação de tensão e chaveamento, linhas de transmissão de grande comprimento e elevadas tensões, estações abaixadoras de tensão e redes de distribuição. Através deste conjunto grandes blocos de energia são gerados, sofrendo transformações em subestações elevadoras de tensão localizadas nas proximidades destas usinas, sendo transportadas por linhas de transmissão através de longas distâncias até os centros de carga, onde sofrem nova transformação em subestações abaixadoras, sendo a partir daí distribuída por redes de distribuição aos consumidores ligados a estas redes. Até pouco tempo, o sistema era coordenado, tanto no âmbito de sua expansão como no da operação pela Eletrobrás, controladora de quatro empresas regionais, dividindo o país em zonas elétricas de geração e transmissão de energia elétrica, sendo a Região Norte e parte do Centro-Oeste de abrangência da Eletronorte, a Região Nordeste da CHESF, a Região Sudeste e o restante do Centro-Oeste de Furnas, ficando a Região Sul a cargo da Eletrosul. O atendimento aos consumidores finais era uma incumbência das empresas distribuidoras locais (CEMIG, LIGHT, COPEL, CERJ, etc..), tanto estaduais quanto federais, dentro de áreas de concessão previamente definidas, possuindo margens de venda de energia definidas pelo estado.

Porém com o intuito de busca de eficiência econômica através da inserção da competição nos segmentos de produção e comercialização, uma vez que a transmissão e distribuição são monopólios naturais, o setor elétrico brasileiro vêm passando por uma

reestruturação tendo como objetivo principal a desverticalização através da segregação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

O movimento de reestruturação iniciou-se através da homologação de algumas leis pelo Governo Federal (lei 8.987/95 e lei 9.074/95), que alteraram os regimes de concessão criaram a possibilidade de inserção novos agentes dentro do setor. O principal marco do início da reestruturação é o projeto RE-SEB, Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB), que foi o resultado de um trabalho de meses, Agosto/96 à Junho/97, realizado por um consórcio de consultores, e buscou identificar as melhores fórmulas para transferir a responsabilidade pela operação e investimentos à iniciativa privada, concentrando no governo as funções de políticas e de regulamentação do setor.

São premissas básicas para o novo modelo a preservação da auto-sustentação do Setor Elétrico Brasileiro de modo a garantir a sua expansão e operação com elevado grau de confiabilidade. Para tanto o modelo está sendo desenvolvido com o suporte institucional de uma agência regulatória, a ANEEL, de um operador do sistema, O NS, e de um mercado de energia para as implicações comerciais do sistema elétrico, MAE.

Sendo também uma das diretrizes do novo modelo o estabelecimento de ações referentes a reestruturação do setor que busquem ganhos de eficiência e melhorias de desempenho das funções de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, e que tenham como reflexo a diminuição da relação custo/benefício, busca da qualidade de serviço prestado aos seus clientes e minimização de custos para todos os usuários.

1.1 Objetivo da Dissertação

O enfoque adotado neste trabalho engloba a descrição e avaliação das formas de comercialização de energia tanto entre empresas supridoras e supridas quanto entre empresas distribuidoras/comercializadoras e os consumidores finais através da comparação entre o ambiente passado e o futuro.

Nessa perspectiva, o objetivo desta dissertação é identificar as semelhanças e diferenças que caracterizam a comercialização de energia no passado, a apresentação do período de transição e a descrição do modelo e as perspectivas para o futuro.

Ao final do trabalho são apresentados simulações e um caso real referentes as questões relativas a comercialização de energia pelas empresas distribuidoras/comercializadoras junto aos consumidores livres ou potencialmente livres no novo modelo, com posterior análise e comentários a respeito dos procedimentos e das estratégias sugeridas e também dos limites impostos pela legislação entre remuneração de ativos de distribuição e a comercialização de energia propriamente dita, para cada grupo de consumidores.

As simulações incluem a análise da comercialização de energia entre as empresas, a análise da comercialização de energia para clientes em cada subgrupo tarifário e a apresentação do caso da Carbocloro que atualmente é atendida pela Copel.

1.2 Estrutura da Dissertação

No Capítulo 2 são apresentados os conceitos relativos a comercialização de energia no passado entre empresas supridoras e distribuidoras de energia, buscando-se mostrar a estrutura do mercado antes do processo de reestruturação

No Capítulo 3 apresenta-se a comercialização de energia no varejo, ou seja entre as concessionárias e os clientes finais, no instante anterior a criação do Mae, sendo que em função do grau de amadurecimento do mercado, continua atual na maioria dos seus aspectos, que serviu como base para as transformações, através da exposição da legislação específica, dos critérios para o fornecimento e das estruturas tarifárias.

O Capítulo 4 aborda a reestruturação do setor através da nova legislação, dos mecanismos, critérios e premissas que vão balizar a comercialização de energia em todos os seus aspectos.

No Capítulo 5 trata do funcionamento do Mae, propriamente dito, através da apresentação de forma simplificada dos procedimentos e metodologias, que regem o funcionamento deste mercado.

No Capítulo 6 fazemos simulações referentes a comercialização de energia através da análise da compra e venda de energia realizada por uma empresa de distribuição, Light S/A, e também a análise do caso Carbocloro.

No Capítulo 7 apresentamos as conclusões sobre a comercialização de energia proposta pelo Novo Modelo, a análise das oportunidades de negócio e também sugestões para estudos futuros sobre este tema.

SUPRIMENTO DE ENERGIA NO PERÍODO ANTERIOR A REESTRUTURAÇÃO

2.0 Introdução

Neste capítulo são identificadas as formas de comercialização de energia no “atacado” dentro Sistema Elétrico Brasileiro, no período anterior a sua reestruturação, através da apresentação das formas e procedimentos referentes a compra e venda de energia entre Empresas Supridoras e Distribuidoras. Tais procedimentos serviram de base para as transformações correntes sendo que uma grande parte deles ainda continuam em vigência.

Inicia-se o capítulo a partir da descrição do suprimento entre as empresas Supridoras e as Distribuidoras sendo apresentado o montante comercializado entre as empresas, a forma de planejamento para atendimento a energia e a demanda, as formas de comercialização e otimização energética. Também é apresentado, de forma breve, o conceito de Curvas de Permanência de Geração Térmica, em função da importância da contribuição das concessionárias a Conta de Consumo de Combustíveis, uma vez que esta interfere diretamente nas margens destas.

Na segunda parte do capítulo apresenta-se e a participação de Itaipu no mercado através da exposição de suas disponibilidades de energia e demanda, balanço de energia e procedimentos operativos e intercâmbios, como também a forma como a energia é transportada.

2.1 Suprimentos entre Empresas

O suprimento de energia entre as empresas se dava a partir da formalização de contratos de suprimento entre empresas supridoras e supridas, com a definição dos montantes de energia e demanda a serem supridos com base no Plano Decenal de Expansão do GCPS (Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema) , esses valores de suprimento entre as empresas, constantes dos contratos, podiam ser modificados do quarto ano em diante, mantendo-se inalterados os correspondentes aos 3 primeiros anos, com os preços de comercialização definidos pelo regulador.

Dentro dessa sistemática, no Ciclo de Planejamento de 1997, o GCPS estabeleceu os suprimentos contratuais para os anos de 2001 a 2007, alterando-se, portanto, os valores

calculados no Ciclo de Planejamento de 1996 para os anos de 2001 a 2006 (do quarto ano em diante) e acrescentando o ano de 2007, sendo apresentado a seguir, a título de exemplo, os valores estimados para os próximos anos.

Tabela 1: Suprimento Sul / Sudeste / Centro-Oeste (MW - Ano)

Supridora FURNAS											
ANO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	
Supridas											
ELETRONUCLEAR	-	-	-	-1.277	-1.297	-1.324	-1.337	-1.341	-2.177	-2.234	
CESP	1.499	2.466	2.980	2.993	3.024	3.324	3.609	3.538	3.708	3.409	
CEMIG	-421	-316	-249	206	-126	-464	-552	-559	-628	-92	
LIGHT	1.275	1.305	1.577	1.818	1.849	1.758	1.665	1.612	1.616	1.628	
ESCELSA	339	400	511	546	579	617	649	644	653	583	
CELG	100	123	249	284	319	397	417	445	487	501	
CERJ	603	630	824	709	751	800	849	905	940	780	
CEB	236	251	351	392	418	445	468	474	490	437	
CELTINS	-	6	9	11	11	10	9	9	8	9	
ELETRONORTE	261	291	-45	-193	-152	-91	-40	-84	-51	-98	
Supridora ELETROSUL											
ANO/Suprida	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	
COPEL	-196	-424	-445	-70	42	37	13	19	59	203	
CEEE	748	779	1.026	125	149	167	199	242	284	326	
CCODEE	-	-	-	431	469	490	482	485	503	524	
CNNDEE	-	-	-	366	402	431	428	436	456	479	
CGTEE	-	-	-	0	0	0	0	0	0	0	
CELESC	751	804	1.031	1.186	1.269	1.295	1.284	1.293	1.329	1.400	
ENERSUL	141	231	275	287	316	343	340	344	359	373	
Supridora ELETRONORTE											
ANO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	
Supridas											
CEMAT	748	779	1.026	316	365	411	461	418	452	389	
Supridora CESP											
ANO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	
Supridas											
CPFL	1.397	1.490	1.806	2.030	2.171	2.199	2.190	2.224	2.307	2.435	
ELETROPAULO	4.180	4.454	5.317	5.202	5.153	5.499	5.809	5.724	5.782	5.257	
Supridora CELG											
ANO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	
Supridas											
CDSA	-	-	-	-411	-405	-363	-320	-278	-235	-194	
Supridora FURNAS											
ANO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	
Supridas											
ELETROSUL	-331	-607	-519	-599	-316	-217	-332	-243	-68	236	
Supridora ELETRONORTE											
ANO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	
CHESF	-86	-37	199	276	499	517	479	495	650	930	
FURNAS	-	-	-	10	131	254	423	386	16	95	

FONTE: PLANO DECENAL DE EXPANSÃO 1998/2007

Tabela 2: Suprimento Norte/Nordeste (MW - Ano)

Supridora		ELETRONORTE								
ANO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Supridas										
CELPA	462	539	580	618	668	768	818	870	876	802
CELTINS	35	42	50	47	55	66	76	87	101	94
CEMAR	273	298	378	353	383	395	401	400	425	419
Supridora		CHESF								
ANO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Supridas										
CEPISA	153	173	197	225	232	227	225	225	229	271
COELCE	640	706	782	868	923	903	888	883	890	984
COSERN	279	299	364	417	423	413	409	410	418	563
SAELPA	226	263	312	341	361	362	360	361	369	404
CELIPE	772	883	1.011	1.108	1.166	1.178	1.178	1.196	1.234	1.287
CEAL	211	217	245	274	303	309	300	297	301	323
ENERGIPE	210	220	230	259	255	262	264	270	273	290
COELBA	1.027	1.184	1.295	1.362	1.427	1.442	1.406	1.409	1.428	1.435
CELB	32	64	77	84	86	87	87	86	88	83

FONTE: PLANO DECENAL DE EXPANSÃO 1998/2007

Tabela 3: Suprimento Norte (MW - ANO)

Supridora		ELETRONORTE								
ANO	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Supridas										
CEA	52,0	57,0	84,8	93,0	113,0	123,0	130,0	130,0	131,0	131,0
CEAM	8,5	9,5	12,3	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
CER	0,9	0,9	1,0	1,3	1,5	1,7	1,9	2,0	2,2	0,6
CERON	110,0	125,0	160,4	147,4	146,6	145,8	145,3	143,7	142,2	140,6
ELETROACRE	35,0	38,0	43,7	54,6	60,6	61,8	61,5	61,3	61,1	60,8

FONTE: PLANO DECENAL DE EXPANSÃO 1998/2007

Tais valores eram aprovados pelo GCPS, através de um Plano de Operação anual, com o intuito de garantir um rateio justo entre sobras e déficits de cada empresa, porém procurando preservar os suprimentos contratuais dos ciclos anteriores.

O planejamento para o cálculo da operação do sistema estimava a geração e a carga em função de programas de computação.

O último planejamento realizado dentro da sistemática, aqui relatada, procurou preservar os suprimentos contratuais calculados no ciclo anterior utilizando para a contratação as cargas próprias correspondentes aos consumos totais a contratar. Sendo estes consumos resultantes do mercado cativo acrescido da parcela do mercado legalmente livre na área de concessão mas que a empresa estrategicamente estimou que irá atender ou que já possuem um contrato de fornecimento. Com estas medidas objetivou efetuar um rateio mais justo de sobras e déficits previstos, reduzindo a contratação da empresa que aumentou mais o seu mercado em relação às previsões do ciclo anterior e, em seguida as eventuais reduções do mercado.

Neste ciclo o critério de rateio de energia garantida por usina hidrelétrica foi feito tomando como base a participação de sua energia firme na energia firme hidrelétrica total dos Sistemas Norte / Nordeste e Sul / Sudeste / Centro-Oeste, ponderada pela energia garantida total do sistema (a 5% de risco de déficit), e não mais pela energia garantida do subsistema ao qual a usina será interligada. Destaca-se a inserção da Interligação Norte-Sul no cálculo das ofertas de energia de cada subsistema, trazendo reflexos, na energia garantida de cada usina individualmente.

Deve-se observar que os suprimentos contratuais apresentados não atendem totalmente às cargas próprias previstas pelas empresas para contratação, pois, os aproveitamentos que não possuam concessão ou autorização, ou cuja concessão foi obtida por licitação de outorga, não foram incluídos na disponibilidade de oferta das empresas para o estabelecimento dos intercâmbios contratuais, o que conduziu a um déficit de oferta contratual rateado entre todas as empresas do Sistema Interligado; a diferença entre o valor contratado efetivamente e o desejado pela empresa compradora deverá ser obtida através da “energia nova”, a ser ofertada pela própria empresa, através de novos empreendimentos, ou contratada com outros agentes.

Estes valores de suprimento entre as empresas são segregados em energia e demanda, conforme a seguir e a apresentados.

2.1.1 Suprimentos de Energia e Demanda

De acordo com a legislação, vigente na época, os montantes anuais dos intercâmbios de energia e os intercâmbios mensais de demanda entre empresas, inclusive aqueles provenientes de Itaipu Binacional, definidos para o Plano de Operação, deveriam ser estabelecidos contratualmente entre empresas supridoras e supridas, através de aditamentos aos contratos vigentes, na forma prevista no Decreto nº 774/93. Estes intercâmbios de energia e demanda, para fins de celebração dos aditivos contratuais, seriam expressos em MWh e kWh/h, respectivamente, que correspondem as unidades efetivamente adotadas nos contratos.

2.1.1.1 Suprimentos de Energia

As disponibilidades de Energia dos sistemas interligados eram determinadas a partir de ofertas definidas com base em um critério probabilístico de garantia de atendimento prefixado em 95%. A energia resultante deste processo denomina-se energia garantida ao risco de 5%.

As disponibilidades próprias de energia das empresas eram determinadas em função da participação de suas usinas hidráulicas e térmicas no atendimento da oferta de energia do sistema interligado. Para tal avaliação, foram consideradas os critérios para a operação otimizada do sistema hidrotérmico e de definição de intercâmbios entre regiões, além na valoração econômica da energia produzida em cada aproveitamento. Do confronto entre os recursos e requisitos de energia, foram definidos os suprimentos de energia entre as empresas supridoras e supridas.

2.1.1.2 Suprimentos de Demanda

O cálculo das disponibilidades de potência dos sistemas interligados se baseava na criação de sistemas equivalentes, onde considerando o histórico das séries de aflúncias obtém-se o montante de geração hidráulica de cada subsistema para cada uma das séries, a partir daí definem-se estratégias otimizadas de geração térmica e intercâmbios de energia, de forma a suprir o sistema ao menor custo possível, sendo considerados nestas estimativas as interligações entre subsistemas e as indisponibilidades, saídas programadas e forçadas, das unidades geradoras.

De posse destes valores se efetuava simulações para cada um dos subsistemas, com a finalidade de desagregar seus respectivos blocos de geração hidráulica por cada um dos aproveitamentos pertencentes as empresas, inclusive os montantes próprios da UHE Itaipu, simulada no subsistema SE/CO, sendo considerada como uma geração das empresas na proporção de sua demanda contratada.

Nesta etapa tem-se os recursos, as disponibilidades próprias de potência e os recebimentos de demanda contratada com a ITAIPU BINACIONAL, e os requisitos, demandas máximas mensais nos horários de ponta do sistema e a reserva mínima operativa, para cada uma das empresa. A cobertura de “*déficits*”, realiza-se por ordem de prioridade: recursos da respectiva supridora; de supridoras de outras regiões; de outras empresas da própria região; e por último, das demais empresas do sistema interligado.

Deve-se observar, que os valores eram obtidos considerando-se demandas máximas integralizadas horárias, que é a base para definição dos suprimentos contratuais de demanda. Definidos os suprimentos, eram feitos estudos sobre as condições de atendimento dos mesmos, tendo em vista as restrições de origem elétrica dos sistemas e o cronograma previsto de obras de transmissão.

**Tabela 4: Patamares Mínimos de Potência Contratada para Janeiro de 1998
(MWh/h)**

SUPRIDORA	SUPRIDA	PATAMAR
FURNAS	CERJ	1.048
	CEB	475
	CELG	330
	CELTINS	15
	ESCELSA	519
	ELETRONORTE	373
CESP	CPFL	2.261
ELETRONORTE	CEMAT	334
ELETROSUL	CELESC	1.316
	ENERSUL	325
	AES	-
	RGE	-

FONTE: PLANO DE OPERAÇÃO PARA 1998

2.2 Pontos de Entrega

De acordo com o estabelecido no Artigo 11, parágrafo II, do Decreto nº 774/93, os montantes de energia e demanda contratados deverão ser assegurados pela supridora nos pontos de entrega pactuados.

Desta forma, os atrasos de obras de transmissão, que impossibilitem a supridora assegurar o atendimento aos mercados de carga própria associados a esses pontos, poderão propiciar reduções nos montantes dos suprimentos previamente contratados.

2.3 Estudos de Avaliação Energética

O objetivo principal dos estudos era avaliar as condições de atendimento à carga dos sistemas interligados no horizonte de planejamento, a partir de parâmetros e índices estatísticos da operação. Em função da predominância hidrelétrica no sistema brasileiro, utilizam tanto informações dos registros históricos de vazões nos locais dos aproveitamentos, como séries sintéticas de energias afluentes, geradas a partir dos históricos de afluências com a utilização de modelos probabilísticos.

São geradas 2.000 séries sintéticas de energias afluentes e simulados os sistemas interligados S/SE/CO e N/NE, considerando uma representação a subsistemas equivalentes e uma política de operação otimizada em relação à geração térmica e aos intercâmbios inter-regionais. Também, as simulações retratam a previsão da interligação Norte/ Sul.

Para a estimativa da energia gerada eram utilizados resultados de simulações da operação do sistema com representação a subsistemas equivalentes interligados, como também resultados de simulações com representação das usinas de forma individualizada, no caso do atendimento a demanda são utilizados de forma conjugada modelos de simulação a usinas individualizadas e de análise de confiabilidade de geração.

Para a geração térmica a política de operação era definida pela minimização dos custos operativos e em função da possibilidade de intercâmbios entre regiões, que são determinados pela equalização dos valores da água. Dessa forma, na construção do cenário do referênci para a avaliação energética, tanto para o sistema interligado Sul / Sudeste/Centro-Oeste quanto para o Norte/Nordeste, eram considerados os níveis iniciais de armazenamento nos reservatórios destes sistemas, a carga própria de atendimento e os limites de intercâmbio inter-regionais.

Tabela 5: Cenário de Referência: Início do estudo em 30/11/97 (valores verificados)

Região Sul	96% EAMAX	Região Norte	62% EAMAX
Região Sudeste	60% EAMAX	Região Nordeste	65% EAMAX

FONTE: PLANO DE OPERAÇÃO PARA 1998

2.4 Curvas de Permanência de Geração Térmica

As curvas de permanência de geração térmica, forneciam as estimativas de geração para fins de composição das Contas de Consumo de Combustíveis dos Sistemas Interligados S/SE/CO e N/NE. De acordo com a decisão do Comitê Executivo do GCOI, através da Resolução RS-G-2887/97, de 11/12/97, para o sistema interligado S/SE/CO essas curvas são obtidas considerando a carga própria de atendimento. Deve-se ressaltar que as necessidades de complementação térmica podem ser reduzidas, caso os reservatórios do sistema atinjam os respectivos armazenamentos máximos ao final da estação chuvosa, quando estas estimativas de geração térmica são reavaliadas.

2.4.1 Contribuição à CCC - Conta de Consumo de Combustíveis

Trata-se de um fundo criado em 1973 (Art. 13, Lei 5.899, de 5/7/73) e revisado em 1993 (lei nº 8.631, de 4/03/1993), com o intuito de pagar as despesas com combustíveis dos sistemas térmicos das regiões interligadas que garantem o suprimento em momentos de má hidraulicidade e subsidiar os combustíveis usados nos sistemas isolados para reduzir o preço final da energia naqueles locais onde não é possível montar grandes hidrelétricas. A seguir apresentamos os valores das quotas da CCC do Sistema Interligado das Regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Sistemas Isolados rateados no ano de 1999 por empresa:

Tabela 6: Rateio das Cotas CCC Sistema Interligado – Ano 1999

Empresas	Sistemas Interligados		Sistemas Isolados	Total (R\$)
	S/SE/CO	N/NE	ISOL.	
CEMIG	62.527.737,68	-	65.410.990,99	127.938.728,67
CFLCL	1.613.287,20	-	1.517.764,29	3.131.051,49
EEB	1.032.829,08	-	971.675,11	2.004.504,19
ESCELSA	11.183.547,00	-	10.521.367,66	21.704.914,66
LIGHT	45.952.590,72	-	43.231.731,65	89.184.322,37
CERJ	12.372.970,32	-	11.640.365,06	24.013.335,38
CPFL	36.094.872,60	-	33.957.690,36	70.052.562,96
METROPOLITANA	69.868.574,88	-	65.731.647,15	135.600.222,03
CEB	6.455.214,84	-	6.073.000,75	12.528.215,59
FURNAS	230.569,68	-	216.917,65	447.487,33
ELEKTRO	19.673.301,84	-	18.508.443,02	38.181.744,86
RGE	9.618.872,64	-	9.049.337,85	18.668.210,49
COPEL	28.508.367,12	-	26.822.505,01	55.330.872,13
CHESF	-	-	12.803.204,63	12.803.204,63
COELBA	-	-	15.815.267,50	15.815.267,50
COELCE	-	-	9.036.013,82	9.036.013,82
COSEN	-	-	4.294.472,84	4.294.472,84
TOTAL GERAL	428.350.682,16	-	510.679.066,26	939.029.748,42

FONTE: DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO Nº 27, DE 09/02/99 - PÁGS. 33 E 34

2.5 Energias Excedentes

As disponibilidades de energias excedentes nos sistemas interligados S/SE/CO e N/NE são avaliadas anualmente pelo GCOI, através de estudo específico ao final da estação úmida. No Plano de Operação apresentava-se uma estimativa preliminar dessas disponibilidades de energia, através da quantificação dos vertimentos turbináveis, obtidas a partir de simulações com as séries do histórico.

2.6 Energias de Curto Prazo

Com o intuito de otimizar a operação do sistema elétrico brasileiro, tanto para os geradores quanto distribuidores e consumidores, foram criadas as energias de curto prazo, sendo caracterizadas por sobras (recursos) ou déficits (requisitos) de energia, sendo propostos os critérios para a comercialização destas energias através da Resolução RS-G-2.756 de 29/03/96.

Eram enquadradas como energias de curto prazo as sobras e os déficits da carga própria e da geração previstas no Plano de Operação, as energias interruptíveis, as energias de otimização energética e as perdas do sistema decorrentes do acréscimo de geração. Pode-se classificar estas energias em dois grupos distintos, as energias Estruturais e Conjunturais, separando assim o mercado firme (estrutural) de um mercado interruptível ou variável (conjuntural).

No momento da implantação desta metodologia para otimização dos recursos energéticos, tal ação foi considerada por muitos como um passo em direção a viabilização da entrada de novos agentes no setor elétrico brasileiro.

2.6.1 - Principais Definições e Terminologias

a) Carga Própria Prevista no Plano de Operação: carga própria que cada Empresa Prevê no Plano de Operação.

b) Carga Própria Atendida no Plano de Operação: parcela da carga própria prevista por cada Empresa, que é plenamente atendida com recursos próprios e contratados a um nível de risco de 5%.

c) Desvios de Carga Própria: diferença entre a carga própria de energia verificada e a carga própria de energia atendida no Plano de Operação.

d) Requisitos de Energias Estruturais: diferença, em energia, entre a carga própria verificada e a carga própria atendida no Plano de Operação, quando esta diferença for positiva e/ou energia devido a atrasos de obras de geração em relação ao valor previsto no citado Plano.

e) Recursos de Energias Estruturais: diferença, em energia, entre a carga própria verificada e a carga própria atendida no Plano de Operação, quando esta diferença for negativa e/ou energia devido a adiantamentos de obras de geração em relação ao valor previsto no citado Plano.

f) Requisitos de Energias Conjunturais: eram as energias interruptíveis e as de otimização energética.

g) Recursos de Energias Conjunturais: diferença entre o valor de energia efetivamente verificado e o valor de energia garantida para cada usina no Plano de Operação, quando esta diferença for positiva.

h) Recursos Próprios de Geração: parcela de Recursos de Energias Conjunturais, calculado para cada empresa.

i) Participação no Atendimento: direito que cada Empresa tem de participar no faturamento de cada Empresa recebedora de energia conjuntural para atendimento a seus requisitos estruturais e/ou conjunturais. Este direito decorre do fato de que esse adicional de geração submete ao Sistema Interligado a um risco de déficit maior do que aquele ele teria sem este adicional, e como este seria rateado para todas Empresas participantes. O cálculo do percentual de participação para cada Empresa será proporcional à energia garantida no plano de operação e à energia garantida no plano de operação e à energia efetivamente gerada no mês, com fatores de ponderação de 50%, respectivamente.

j) Recursos de Geração Virtual: aquele que existe virtualmente para cada Empresa participante, em decorrência do seu direito de participação no faturamento do suprimento de energias conjunturais. É obtido para cada Empresa Participante, como o produto dos recursos de energia conjuntural para atendimento a cada modalidade de requisito pelo seu percentual de participação.

l) ETST - Energia Temporária para Substituição: instituída pela Portaria nº 300 do DNAEE, de 17 de Dezembro de 1.991, como energia elétrica suplementar à energia garantida, ocasionalmente disponível nos sistemas hidráulicos, em decorrência de condições hidrológicas favoráveis, podendo ter o seu fornecimento interrompido por períodos e critérios estabelecidos contratualmente. É também requisito que a ETST seja utilizado exclusivamente em processo bi-energéticos.

m) Portaria nº1063: Autorizava que a parcela do mercado de energia tradicional seja regido por contrato por tempo determinado, que tenham por base tarifas diferenciadas referidas aos custos do respectivo atendimento, ou a existência de energia elétrica temporariamente excedente.

n) Área de Suprimento: área na qual as tarifas de suprimento eram iguais.

o) ETAI a Termo - Energia Térmica de Alta Interruptibilidade: energia interruptível atendida por recursos hidráulicos, faturada com base nos custos da energia na ocasião. Caso, na próxima estação chuvosa ao do faturamento, não houver vertimentos, esse faturamento era refeito, utilizando-se como tarifa, o preço do combustível com os

respectivos impostos, da próxima usina térmica ainda não despachada para atender as necessidades energéticas do sistema interligado. Caso contrário, ocorrer vertimentos, fica mantido o faturamento original.

p) Energia de Otimização: energia resultante da diferença entre o valor efetivamente gerado, por usina, e o valor da energia garantida no Plano de Operação, quando esta diferença for negativa.

q) Empresas Participantes: todas as empresas do Sistema Interligado.

r) Recursos de Geração Virtual: era aquele que existe virtualmente para cada empresa participante, em decorrência do seu direito de participação no faturamento do suprimento de energias conjunturais. É obtido para cada empresa participante, como o produto dos recursos de energia conjuntural para atendimento a cada modalidade de requisito pelo seu percentual de participação.

2.6.2 Quantificação do Suprimento entre as Empresas

Os critérios e procedimentos adotados para a quantificação dos suprimentos de energia entre as empresas foram estabelecidos através da na resolução nº RSG-2780/96 do GCOI de 05 de Julho de 1996, que também contempla as questões relativas a segregação das tarifas de suprimento.

2.6.2.1 Prioridade de Atendimento aos Requisitos das Empresas

A prioridade de atendimento de requisitos das empresas é determinada em função da natureza de suas necessidades, sendo primeiramente atendidas as necessidades estruturais e somente depois as necessidades conjunturais.

a) Atendimento a Requisitos Estruturais

Os Requisitos de Energias Estruturais de uma empresa eram atendidos prioritariamente com Recursos Estruturais da própria Empresa, esgotados os recursos da empresa possuidora de Requisitos Estruturais, eram utilizados a seguir Recursos Estruturais da respectiva Supridora Contratual, esgotados os recursos da empresa possuidora de Requisitos Estruturais bem como, de sua Supridora Contratual, eram utilizados os Recursos Estruturais das demais empresas do Sistema Interligado, na proporção de seus recursos e na ordem decrescente das tarifas de Suprimento. Os eventuais saldos de Requisitos Estruturais, ainda não atendidos pelo esgotamento dos Recursos Estruturais, serão atendidos por Recursos Conjunturais de todas as empresas possuidoras deste tipo de recurso, na proporção de seus recursos.

b) Atendimento a Requisitos Conjunturais

Os Requisitos de Energia Conjunturais eram atendidos prioritariamente com Recursos Estruturais remanescente, e na ordem decrescente das tarifas de suprimento, as variações em relação aos valores da cota parte de energia proveniente de Itaipu de cada empresa participante em relação ao Plano de Operação serão atribuídas às mesmas. Cada empresa que participar no atendimento às energias de Curto Prazo com Recursos Conjunturais atenderá essas energias, com geração virtual que será proporcional à Energia Garantida da Empresa no Plano de Operação e a energia efetivamente gerada no mês, com fatores de ponderação de 50%, respectivamente

2.6.3 Tarifas de Intercâmbio

A valoração dos intercâmbios entre as empresas, se dava em função das sobras ou déficits de energia, podendo ou não refletir as condições operacionais do sistema, ou seja, o custo marginal de operação.

a) Intercâmbios de otimização energética: definida pelo DNAEE e variando de acordo com o custo marginal de operação;

b) Energia Interruptível: estes requisitos quando atendidos com recursos estruturais, esta energia era valorada para as Empresas do Sistema Interligado em função da tarifa de suprimento fixada pelo DNAEE para cada modalidade. Quando atendidos com recursos conjunturais sendo valorada em função da tarifa de suprimento fixada pelo DNAEE para aquela modalidade, de acordo com os seguintes critérios:

⇒ 40% para a empresa que atende o consumidor final;

⇒ 40% para a empresa que realiza o atendimento;

⇒ 20% para todas as empresas participantes.

c) Desvios de Carga Própria: quando estes requisitos eram atendidos com recursos estruturais, deverão ser valorados para todas as empresas do Sistema Interligado em função das tarifas de suprimento contratual da empresa na qual ocorreu o desvio de carga própria, de acordo com o seguinte critério:

⇒ 80% da tarifa de suprimento contratual para a empresa que efetivamente realizar o atendimento;

⇒ 20% da tarifa de suprimento contratual para a empresa Supridora Contratual.

Quando atendidos com recursos conjunturais, seriam valorados para todas as empresas do Sistema Interligado em função das tarifas de suprimento contratual da empresa na qual ocorreu o desvio de carga própria, de acordo com o seguinte critério:

- ⇒ 60% da tarifa de suprimento contratual para a Empresa que efetivamente realizar a geração;
- ⇒ 20% da tarifa de suprimento contratual para a empresa Supridora Contratual;
- ⇒ 20% da tarifa de suprimento contratual para todas as empresas participantes, de acordo com sua geração virtual.

Se o desvio superar a carga própria prevista no Plano de Operação, a tarifa considerada para valorar o intercâmbio de energia era o maior valor entre a calculada com base no Custo Marginal de Operação (CMO) e a Tarifa de Suprimento Contratual da Empresa na qual ocorreu o desvio de mercado. Utilizava-se também este critério para valoração de todas transações que envolvam o atendimento a esse desvio de carga.

2.7 Aquisição e Quantificação das Energias de Curto Prazo

A quantificação era realizada após o fechamento dos balanços de energia, tanto para as empresas quanto para o sistema interligado. Para isso segrega-se os requisitos e recursos, estruturais e conjunturais, para cada uma empresa, e a partir do somatório de cada modalidade por empresa teremos o total de intercâmbios de energia para o sistema.

2.8 Requisitos de Energia

Os requisitos estruturais de energia eram compostos pela soma dos desvios de carga própria acima do previsto no Plano de Operação pelas empresas, pelos atrasos de obras previstas no plano de operação de meses em que a obra sofreu atraso em relação ao previsto, naquele ano.

Os requisitos conjunturais de energia eram compostos pelas energias interruptíveis (ETST, EST, ETAI A TERMO e 1063), os intercâmbios de otimização energética, perdas de transmissão verificadas.

2.9 Recursos de Energia

Os recursos estruturas das empresas eram compostos pela soma dos desvios de carga própria abaixo da prevista no Plano de Operação, pelas antecipações de obras previstas no plano de operação.

Os recursos conjunturais das empresas eram compostos pelos recursos de geração de cada empresa.

2.10 - Balanço de Energia da Empresa e do Sistema

Após a identificação dos intercâmbios de energia, de cada modalidade, o balanço de energia pode ser fechada por empresa e conseqüentemente, para o sistema.

Tabela 7: Exemplo de Balanço de Energia por Empresa

RECURSOS	REQUISITOS
- GERAÇÃO VERIFICADA	- CARGA PRÓPRIA DO PLANO
- RECEBIMENTOS	- FORNECIMENTOS
- ENERGIA CONTRATUAL	- ENERGIA CONTRATUAL
- RECURSOS PRÓPRIOS DE GERAÇÃO (RPG)	- PARTICIPAÇÃO
- DCP	- DCP
-1063	-1063
-EST	-EST
-ETST	-ETST
- OTIMIZAÇÃO	- FORNECIMENTOS
	- DCP
	-1063
	-EST
	-ETST
	- OTIMIZAÇÃO
TOTAL DOS RECURSOS	TOTAL DOS REQUISITOS

FONTE: MANUAL DE PROCEDIMENTOS DE ENERGIA DE CURTO PRAZO -GCOI

2.11 Faturamento entre Empresas

Os procedimentos para contabilização dos intercâmbios para conseqüente emissão das faturas ou notas de débito/crédito eram baseados nos dados verificados de geração, carga própria e energias interruptíveis as quais eram trabalhadas e consolidadas a nível de sistema interligado, considerados para elaboração dos Planos e Programas de Operação.

O faturamento entre as empresas era realizada com três faturas de energia para o mesmo período de faturamento. Quando existir contratos entre as Empresas, para emissão das faturas ou notas eam utilizados nos processos legais e contratuais existentes, porém o faturamento das energias de curto prazo era feito entre a empresa supridora e recebedora

contratante, para acerto quando do vencimento da 3ª (terceira) parcela do faturamento principal ou da energia contratual.

Quando não existia contrato de suprimento, o faturamento era direto entre a supridora e suprida, com data de vencimento no mesmo dia do vencimento da 3ª parcela caso houvesse contrato entre as Empresas.

2.12 Usina de Itaipu

Em função da representatividade da UHE Itaipu para o Sistema Elétrico Brasileiro, a partir da sua entrada em operação comercial em fevereiro de 1985, os Planos de Operação Anual do subsistema Sul/Sudeste, passaram a considerar os suprimentos de FURNAS e ELETROSUL provenientes da ITAIPU.

Este planejamento realizado pelo GCOI, determinava a geração de Itaipu, em função das necessidades do sistema levando em consideração situações conjunturais (hidraulicidade, restrições elétricas, manutenções, etc...) que podem acarretar suprimentos mensais de energia da Usina de Itaipu para o Sistema Brasileiro diferentes os previstos no Plano de Operação Anual.

Da mesma forma poderiam ocorrer intercâmbios de demanda inferiores aos previstos, em função das indisponibilidades não previstas das unidades geradores de Itaipu e do Sistema Tronco de Transmissão associada a esta usina.

Figura 1: Usina de Itaipu



FONTE: PLANO DECENAL DE EXPANSÃO 1998/2007

2.12.1 Suprimento as Distribuidoras da Demanda e Energia Associada de Itaipu

Os montantes de potência provenientes da UHE Itaipu eram repassados por Furnas e Eletrosul as empresas distribuidoras do sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste, através de cotas de rateio que foram calculadas em função dos valores das vendas verificados em 1992 dessas empresas a consumidores finais e dos suprimentos a empresas não pertencentes ao GCOI. A seguir apresentamos as cotas partes de rateio de cada empresa, que ainda permanecem válidas:

Tabela 8: Cotas de Rateio Itaipu

EMPRESA	RATEIO (%)
CELESC	4,370
ENERSUL	1,011
AES-SUL	2,868
RGE	2,092
CEEE	2,538
COPEL	6,369
ELETROSUL	0,000
REGIÃO SUL	19,248
CERJ	2,852
CEB	1,322
CELG	2,251
ESCELSA	2,481
CEMAT	0,742
CPFL	7,885
ELETROPAULO	28,228
CESP	6,086
LIGHT	11,593
CEMIG	16,928
FURNAS	0,334
CELTINS	0,050
REGIÃO SUL/SUDESTE/CENTRO-OESTE	80,752
TOTAL SUL/SUDESTE/CENTRO-OESTE	100,000

FONTE: PLANO DE OPERAÇÃO 1998 - GCOI

2.12.2 Energia Proveniente de Itaipu

O montante de energia decidido pelo GCOI a cada mês, levava em consideração a necessidade de coordenação operacional e conseqüente utilização racional dos recursos energéticos existentes nas Regiões Sudeste e Sul do Brasil, através dos Programas Mensais de Operação. Este montante discretizado em base semanal, também considerava as disponibilidades da usina e do sistema tronco de transmissão.

A energia contabilizada como associada a demanda faturada, entre Itaipu e Furnas/Eletrosul, era determinada em função do montante mensal medido na SE Foz do Iguaçu, suprido a cada empresa do subsistema Sul/Sudeste, nos percentuais de rateio apresentados no Plano de Operação. A seguir apresentamos a energia associada a demanda da UHE Itaipu, para o ano de 1998.

Tabela 9: Energia Associada a Demanda de Itaipu

Mês	Energia Associada (MWmédio)		
	Total Brasil	Furnas (80,752%)	Eletrosul (19,248%)
JAN	8.245	6.658	1.587
FEV	8.497	6.861	1.636
MAR	8.519	6.879	1.640
ABR	8.160	6.589	1.571
MAIO	8.093	6.535	1.558
JUN	8.156	6.586	1.570
JUL	7.993	6.455	1.538
AGO	7.978	6.442	1.536
SET	8.022	6.478	1.544
OUT	8.030	6.484	1.546
NOV	8.039	6.492	1.547
DEZ	7.718	6.232	1.486

FONTE: PLANO DE OPERAÇÃO 1998 - GCOI

2.12.3 Demanda Proveniente de Itaipu

O valor mensal de demanda de Itaipu a recebido pelo Sistema Brasileiro, através de Furnas e Eletrosul, era aquele constante no Plano de Operação para o mês em questão. Eventuais reduções devido a manutenção em unidades geradoras e/ou no Sistema Tronco de Transmissão, não previstas no Plano de Operação, eram considerados nos Programas Mensais de Operação.

As manutenções programadas no Sistema Tronco de Transmissão, que implicassem em reduções nos valores de recebimento de demanda proveniente da usina de Itaipu, eram ajustadas entre Furnas e Eletrosul, de modo a garantir o atendimento da demanda contratada às demais empresas das regiões Sudeste e Sul.

As eventuais reduções de demanda, eram rateadas entre todas as empresas do sistema Sul/Sudeste, de acordo com os percentuais de rateio estabelecidos no Plano de Operação. Na tabela a seguir apresentamos a disponibilidade da UHE Itaipu que foi considerada para o ano de 1998.

Tabela 10: Disponibilidade UHE Itaipu 1998

Mês	Potência Contratada (MW)		
	Total Brasil	Furnas (80,752%)	Eletrosul (19,248%)
JAN	10.223	8.255	1.968
FEV	10.178	8.219	1.959
MAR	10.218	8.251	1.967
ABR	10.198	8.235	1.963
MAIO	10.203	8.239	1.964
JUN	10.233	8.263	1.970
JUL	10.233	8.263	1.970
AGO	10.219	8.252	1.967
SET	10.179	8.220	1.959
OUT	10.189	8.228	1.961
NOV	10.204	8.240	1.964
DEZ	10.193	8.231	1.962

FONTE: PLANO DE OPERAÇÃO 1998 - GCOI

2.13 Balanços de Energia e Demanda

Nos balanços de energia e demanda da CERJ, CEB, CELG, ECELISA, ELETRONORTE/CEMAT, LIGHT, ELETROPAULO, CPFL, CELESC, CEMIG, CESP, FURNAS, CEE, COPEL, ELETROSUL e ENERSUL, empresas possuidoras de cotas parte de Itaipu, os valores de recebimento de demanda e energia provenientes desta usina, eram considerados como recursos próprios, aplicando-se os mesmos percentuais de rateio do Plano de Operação no montante de energia e disponibilidade de potência previstas, no Programa Mensal de Operação.

Eventuais necessidades de contratação adicionais de demanda, decorrentes de diferença entre as demandas da usina de Itaipu definidas no Programa Mensal de Operação e as contratadas no Plano de Operação, eram atendidas pela Supridora Contratual. O critério de contratação era o mesmo aplicado às necessidades decorrentes de manutenção programada em unidades geradoras quando da elaboração do Plano de Operação, ou seja, estes adicionais somente vigoravam no mês em questão.

2.14 Transporte de Energia

Em função da configuração do sistema elétrico brasileiro, estrutura verticalizada, o transporte de toda energia e demanda provenientes da usina hidrelétrica de Itaipu é realizado pelo sistema de transmissão de FURNAS – Centrais Elétricas, sendo faturado a todas as concessionárias de distribuição, que possuem cotas desta energia, pela aplicação da tarifa de transporte à demanda de potência.

FORNECIMENTO DE ENERGIA NO PERÍODO ANTERIOR A REESTRUTURAÇÃO

3.0 Introdução

Neste capítulo são identificadas as formas de comercialização de energia no “varejo”, ou seja, a venda de energia aos consumidores finais, através da apresentação das formas e procedimentos referentes a compra e venda de energia entre as empresas distribuidoras de energia e o consumidor final, a partir da apresentação do funcionamento dos sistemas de distribuição, da legislação do setor, das formas de tarifação e também dos parâmetros de qualidade..

Inicia-se o capítulo a partir da descrição do sistema elétrico de distribuição e do caminho percorrido pela energia desde a sua geração até o consumidor final.

A segunda parte do capítulo trata da legislação do setor, enfocando principalmente as questões referentes a lado comercial do fornecimento de energia, sendo apresentado as formas de tarifação dos clientes, que acredita-se servirá de base para as negociações quanto estes se tornarem livres.

Na parte final apresenta-se a legislação pertinente aos índices de qualidade que as concessionárias devem atender no fornecimento de energia aos clientes, no pertinente aos níveis de tensão fornecidos e a quantidade e duração das interrupções.

Deve-se ressaltar que a maioria dos procedimentos e conceitos apresentados neste capítulo, continuam válidos no novo modelo, principalmente no fornecimento de energia entre distribuidoras e clientes regulados.

3.1 Conceitos Básicos sobre Fornecimento de Energia

A energia elétrica não pode ser armazenada, exigindo portanto a sua geração no momento em que ocorre o seu consumo, o que cria a necessidade de um planejamento cuidadosos dos sistemas de fornecimento, para a garantia da potência elétrica e da energia para o atendimento aos consumidores.

Garantir a Potência elétrica significa possuir equipamentos geradores de energia elétrica com capacidade de atender a demanda da população, garantir energia elétrica significa possuir fonte primária de energia em quantidade suficiente para ser transformada em eletricidade nas usinas de geração. No caso de sistemas hidrelétricos é ter água

armazenada nos seus reservatórios e no caso de sistemas termelétricos ter reservas de combustível: óleo, carvão, urânio, etc...

Como 97% do atendimento energético o Brasil é feito por usinas hidrelétricas, a garantia de água nos reservatórios é um dos fatores mais importantes para a continuidade de funcionamento das usinas e isto é obtido a custa da ocorrência de precipitações pluviométricas que são dependentes de fatores aleatórios como: variações climáticas, alterações ambientais e evolução dos ciclos hidrológicos, etc...

Nos grandes sistemas de energia elétrica, a energia produzida nas usinas para chegar até o consumidor percorre um longo caminho, já que as usinas hidrelétricas normalmente estão localizadas distantes centenas de quilômetros dos centros consumidores, o que já não acontece com as usinas térmicas que podem ser construídas próximas a estes centros. De qualquer forma tanto num caso quanto no outro são necessários meios eficazes para conduzir esta energia até o consumidor.

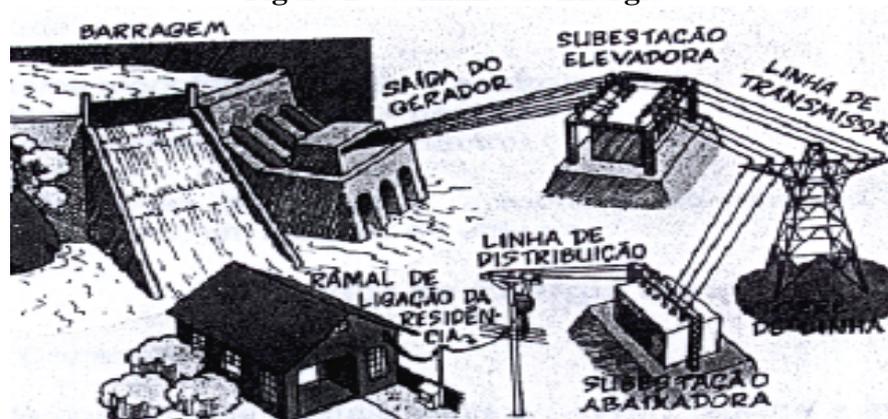
3.2 Caminho da Energia Elétrica

A energia elétrica sai dos geradores através de 3 condutores, sendo cada um denominado fase, formando um sistema trifásico. A tensão elétrica entre cada condutor é normalmente de 13.800 V chegando a 20.000 V, já existindo no mundo equipamentos gerando a tensão de 44.000 V, para que essa energia possa chegar ao consumidor final é necessário elevar a tensão para valores mais altos, reduzindo desta forma as perdas, o que é feito nas Subestações Elevadoras, através dos transformadores. A energia na saída do transformador, com a tensão elevada, é transmitida através de uma linha de transmissão, que é constituída por estruturas de torres ou postes de concretos ou de madeira que sustentam os condutores, até os centros de carga.

Nos centros de cargas estão localizadas as Subestações Abaixadoras, que através de transformadores reduzem a tensão a classe de 15.000 V, sendo esta energia é distribuída por alimentadores, ao longo das ruas, a rede de distribuição.

Essas redes são divididas em primária e secundária. A rede primária liga a subestação abaixadora aos transformadores de distribuição, instalados nos postes, onde a tensão é reduzida para 220/127 V, dando início a rede secundária que vai alimentar os diversos consumidores residenciais.

Figura 2: Caminho da Energia



FONTE: CURSO DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA UFF

3.3 A Regulamentação do Fornecimento

A prestação de serviços de energia elétrica é regulamentada pelo Estado, devido as características monopolistas dessa atividade, já que a inexistência desse controle poderia provocar distorções no emprego dos recursos econômicos, nos preços e níveis de produção, se esses fossem deixados unicamente ao encargo de forças do mercado. Assim sendo na grande maioria dos países, o Estado intervém, em funções normativas e fiscalizadoras, considerando principalmente em função das características de monopólio natural dos serviços de eletricidade e, em alguns casos, as externalidades de consumo e produção.

No sistema brasileiro fornecimento é realizado, ressaltando algumas exceções, por empresas distribuidoras de energia elétrica, com áreas preestabelecidas para a prestação do serviço, concessões, sendo estas empresas monopolistas dentro de suas áreas. Sendo fortemente regulado pelo Poder Concedente, apresentando um grande número de leis, portarias e resoluções, visando o aprimoramento do relacionamento entre concessionárias e consumidores, protegendo o interesses dos consumidores, através do estabelecimento das condições de fornecimento a serem observadas na prestação e utilização do serviço público de energia elétrica.

Dentre muitas leis, portarias e resoluções, podemos citar algumas como as principais para o fornecimento de energia:

- ⇒ Portaria DNAEE 466 (12 de novembro de 1997): estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica;
- ⇒ Portaria DNAEE 033 (11 de fevereiro de 1988): definição dos conceitos e terminologias da estrutura tarifária horo-sazonal;
- ⇒ Portaria DNAEE 1.569 (23 de dezembro de 1993): estabelece os níveis de reativos que podem ser injetados na rede pelos clientes;
- ⇒ Portaria DNAEE 046 (17 de abril de 1978): estabelece índices de continuidade de fornecimento de energia elétrica;
- ⇒ Portaria DNAEE 047 (17 de abril de 1978): estabelece os níveis de tensão de fornecimento aos clientes;

Atualmente estas leis sofreram algumas transformações, sendo algumas delas (Portarias DNAEE nº 466, DNAEE nº 033 e DNAEE nº 1.569) compiladas em uma única, a Resolução nº 456 da Aneel, de Novembro de 2000, porém sem apresentar grandes alterações nos seus conceitos.

O fornecimento de energia elétrica caracteriza-se por uma solicitação do consumidor para ser atendido pelo concessionário no que tange à prestação de serviço público de fornecimento de energia elétrica.

Ficando a cargo da concessionária a obrigatoriedade na inspecionar a unidade consumidora, certificando-se da observância das normas técnicas expedidas pelos órgãos competentes e as normas e padrões da concessionária.

3.3.1 Ponto de Entrega de Energia

O ponto de entrega de energia elétrica é a conexão do sistema elétrico da concessionária com as instalações de utilização de energia do consumidor sendo de responsabilidade do concessionário, até o ponto de entrega de energia elétrica, elaborar os projetos, executar as obras necessárias ao fornecimento e participar financeiramente, nos termos da legislação específica, bem como operar e manter o seu sistema elétrico.

3.3.2 Classificação dos Consumidores

O concessionário classificará a unidade consumidora de acordo com a atividade nela exercida. Quando for exercida mais de uma atividade na mesma unidade consumidora, prevalecerá, para efeito de classificação, a que corresponder a maior parcela da carga instalada. Cabendo ao interessado informar ao concessionário a natureza da atividade nela desenvolvida e a finalidade da utilização da energia elétrica, bem como as alterações supervenientes que importarem em reclassificação, respondendo o consumidor, na forma da lei, por declarações falsas ou omissão de informação.

Principais Classes e Subclasses:

I - Residencial

II - Industrial

III - Comercial, Serviços e Outras Atividades

IV - Rural

V - Poder Público

VI - Iluminação Pública

VII - Serviço Público

VIII - Consumo Próprio

3.3.3 Tensões de Fornecimento

Os consumidores são divididos em dois grandes grupos em função das tensões de fornecimento, consumidores do grupo A (tensão primária de distribuição e transmissão) e grupo B (tensão secundária de transmissão).

3.3.3.1 Clientes do Grupo A

São os clientes atendidos em tensões iguais ou superiores a 2,3 kV, em função de apresentarem uma carga instalada na unidade consumidora igual ou superior a 50 KW. Esta classificação apresenta subgrupos (A1, A2,A3,A3a,A4,AS) em função da tensão de fornecimento, com tarifas diferenciadas.

Subgrupos Tarifários:

- ⇒ A1 (230 kV ou mais);
- ⇒ A2 (88 a 138 kV);
- ⇒ A3 (69 kV);
- ⇒ A3a (30 a 44 kV);
- ⇒ A4 (2,3 a 25 kV);
- ⇒ AS (Subterrâneo);

O fornecimento na tensão primária de distribuição (Subgrupo A4) ocorre quando a carga instalada na unidade consumidora for superior a 50 kW e a demanda de potência, contratada ou estimada pelo interessado, para o fornecimento, for igual ou inferior a 2.500 kW. O fornecimento em tensão transmissão (Subgrupos A1,A2,A3,A3a) ocorre quando a demanda de potência, contratada ou estimada pelo interessado, para o fornecimento, for superior a 2.500 kW.

3.3.3.1 Clientes do Grupo B

São os clientes atendidos em tensões inferiores a 2,3 kV, em função de apresentarem uma carga instalada na unidade consumidora inferior a 50 kW. Esta classificação apresenta subgrupos (B1, B2,B3,B4) em função da sua classificação:

Subgrupos Tarifários:

- ⇒ B1 (Residencial);
- ⇒ B1 (Residencial Baixa Renda);
 - ⇒ Consumo mensal até 30 kWh;
 - ⇒ Consumo mensal de 31 a 100 kWh;
 - ⇒ Consumo mensal de 101 a 140 kWh.
- ⇒ B2 (Rural);
- ⇒ B2 (Cooperativa de Eletrificação Rural);
- ⇒ B2 (Serviço de Irrigação);
- ⇒ B3 (Demais Classes);
- ⇒ B4 (Iluminação Pública);
 - ⇒ B4A - Rede de Distribuição;
 - ⇒ B4b - Bulbo de Lâmpada;
 - ⇒ B4c - Nível de IP acima do Padrão;

O fornecimento na tensão secundária de distribuição (grupo B) ocorre quando a carga instalada na unidade consumidora for inferior a 50 kW.

3.4 Sistemas Tarifários

As tarifas de eletricidade em vigor possuem estruturas com dois componentes básicos na definição do seu preço: componente relativo à demanda de potência (quilowatt ou kW) e componente relativo ao consumo de energia (quilowatt-hora ou kWh).

Até 1981, o único sistema utilizado, denominado Convencional, não permitia que o consumidor percebesse os reflexos decorrentes da forma de utilizar a eletricidade, já que não havia diferenciação de preços segunda sua utilização durante as horas do dia e períodos do ano.

Era indiferente para o consumidor utilizar a energia elétrica durante a madrugada ou no final da tarde, assim como consumir durante o mês de junho ou dezembro. Com isso, o perfil do comportamento do consumo ao longo desses períodos reflete uma tendência natural, vinculada exclusivamente aos hábitos de consumo e às características próprias do mercado de uma determinada região.

Observa-se que, no horário das 17 às 22 horas, há uma intensificação do uso da eletricidade. Esse comportamento resulta das influências individuais das várias classes de consumo que normalmente compõem o mercado: industrial, comercial, residencial, iluminação pública, rural e outras. Sendo este horário de maior uso denominado "horário de ponta" do sistema elétrico, e é justamente o período em que as redes de distribuição assumem maior carga, atingindo seu valor máximo aproximadamente às 19 horas, variando um pouco este horário de região para região do país.

Devido ao maior carregamento das redes de distribuição neste horário, verifica-se que um novo consumidor a ser atendido pelo sistema custará mais à concessionária nesse período de maior solicitação do que em qualquer outro horário do dia, tendo em conta a necessidade de investimentos no sistema para atender ao horário de ponta.

Da mesma forma, o comportamento da geração de energia elétrica ao longo do ano tem características próprias, em função da disponibilidade média de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas, em função do potencial predominante de geração hidráulica.

Este fato permite identificar, em função da disponibilidade hídrica, uma época do ano denominada "período seco", compreendido entre maio e novembro de cada ano, e outra denominada "período úmido", compreendido entre dezembro de um ano até abril do ano seguinte. O atendimento ao mercado no período seco só é possível em virtude da capacidade de acumulação nos reservatórios das usinas que estocam a água afluyente durante o ano. Assim, o fornecimento de energia no período seco tende, também, a ser mais oneroso do que o fornecimento no período úmido, pois leva à necessidade de construir grandes reservatórios, e eventualmente, operar também usinas térmicas alimentadas por energéticos importados para suprir a energia solicitada nestes períodos .

Devido a estes fatos típicos do comportamento da carga ao longo do dia, e ao longo do ano em função da disponibilidade de água, foi concebida a Estrutura Tarifária Horosazonal, com suas Tarifas Azul e Verde, que compreende a sistemática de aplicação de tarifas e preços diferenciados de acordo com o horário do dia (ponta e fora de ponta) e períodos do ano (seco e úmido).

A finalidade da atribuição de preços diferenciados de tarifas, ou seja, a aplicação da Estrutura Tarifária Horo-sazonal, se justifica por motivos originados no sistema elétrico, tendo em vista a necessidade de :

- a) Estimular o deslocamento de parte da carga para os horários em que o sistema elétrico estiver menos carregado, e
- b) Orientar o consumo de energia elétrica para períodos do ano em que exista maior disponibilidade de água nos reservatórios das usinas.

Desta forma o mercado é levado à utilização de energia elétrica de forma mais racional e, a médio e longo prazo, permitirá a inclusão de novos consumidores com menores investimentos por parte das concessionárias e permitirá por fim aos consumidores que adotarem medidas de uso racional de suas cargas um custo menor com a eletricidade.

3.4.1 Principais Definições

a) Demanda de Potência

Demanda é o resultado da divisão do consumo de energia da unidade consumidora dividido pelo tempo no qual se verificou tal consumo. Para faturamento de energia medido pela concessionária, se utilizam intervalos de integração de 15 minutos. Assim, a sua demanda de energia (medida em kW), é igual ao consumo a cada 15 minutos (medido em kWh) dividido por 1/4 de hora (15 minutos é igual a 1/4 de hora), ou seja, a demanda média do intervalo de 15 minutos. Em um mês, ocorrem quase 3000 intervalos de quinze minutos. Assim, a demanda será medida quase 3000 vezes ao longo do mês, e a concessionária de energia elétrica escolherá o valor mais alto dentre elas, ainda que tenha sido verificado apenas uma única vez no mês, para efeito de faturamento.

b) Horário de Ponta

Corresponde ao intervalo de 3 horas consecutivas (a ser definido por cada concessionária local), compreendido entre às 17 e 22 horas, de segunda à sexta-feira (excluindo-se, portanto, os sábados e domingos).

c) Horário Fora de Ponta

Corresponde às horas complementares às relativas ao horário de ponta, acrescido do total das horas dos sábados e domingos.

d) Período Seco

Compreende o intervalo situado entre os fornecimentos abrangidos pelos meses de maio a novembro de cada ano (sete meses do ano), considerando-se como referência a região Sudeste.

e) Período Úmido

Compreende o intervalo situado entre os fornecimentos abrangidos pelos meses de dezembro de um ano a abril do ano seguinte (cinco meses do ano), considerando-se como referência a região Sudeste.

f) Segmentos Horo-Sazonais

São as combinações dos intervalos de ponta e fora de ponta com os períodos seco e úmido, conforme abaixo:

Horário de ponta em período seco - PS,
Horário de ponta em período úmido - PU,
Horário fora de ponta em período seco - FPS, e
Horário fora de ponta em período úmido - FPU.

g) Tarifas de Ultrapassagem

São as tarifas aplicadas à parcela da demanda medida que superar o valor da demanda contratada, no caso de Tarifas Horo-sazonais, respeitados os respectivos limites de tolerância.

h) Modulação

Corresponde a redução percentual do valor de demanda no horário de ponta em relação ao horário fora de ponta.

i) Consumidor do Grupo A

São aqueles atendidos em tensão de fornecimento igual ou superior a 2,3 KV ou ligados em baixa tensão em sistema de distribuição subterrâneo mas considerados, para efeito de faturamento, como de alta tensão. . Nesta categoria, os consumidores pagam pelo consumo, pela demanda e por baixo fator de potência em três tipos de tarifação: convencional, horo-sazonal azul e horo-sazonal verde

j) Consumidor do Grupo B

São os demais consumidores. Nesta categoria, os consumidores pagam apenas pelo consumo medido. Vale ressaltar que os consumidores enquadrados como Monômios pagam tarifas do Grupo B, conforme a utilização da energia (comercial, residencial, industrial, etc).

l) Tolerância de Ultrapassagem de Demanda

É uma tolerância dada aos consumidores das tarifas horo-sazonais para fins de faturamento de ultrapassagem de demanda. Esta tolerância é de:

- 5% para os consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 69 KV;
- 10% para os consumidores atendidos em tensão inferior a 69 KV (a grande maioria), e demanda contratada superior a 100 kW;
- 20% para os consumidores atendidos em tensão inferior a 69 KV, e demanda contratada de 50 a 100 kW.

3.4.2 Como é Cobrada a Energia Elétrica

A energia elétrica pode ser cobrada de diversas maneiras, dependendo do enquadramento tarifário de cada consumidor.

A maioria das pequenas e médias empresas (industriais ou comerciais) brasileiras se encaixa no Grupo A, onde são cobrados pelo consumo, pela demanda e por baixo fator de potência. Os horários com preços de energia consumidores com transformadores particulares podem ser enquadrados na tarifação convencional, monômio ou na tarifação horo-sazonal (azul ou verde). Os custos por kWh (consumo) e kW (demanda) são mais baixos nas tarifas horo-sazonais, mas as multas por ultrapassagem da demanda contratada são mais pesadas. Assim, para a escolha do melhor enquadramento tarifário (quando facultado ao cliente) é necessária uma avaliação específica e cuidadosa dos valores e da forma como a carga instalada é manuseada. A seguir veremos detalhes acerca de cada uma das modalidades de tarifação.

Já as demais classes, residencial, pequenos comércios, escolas de pequeno porte, etc..., se encaixam no Grupo B, sendo cobrados apenas pela energia medida, sem a sinalização de postos diferenciados. Para estes consumidores já se pode cobrar multas por baixo fator de potência, existindo ainda dentro do setor elétrico brasileiro pessoas que defendem a cobrança de demanda de potência.

3.4.2.1 Tarifação Convencional

Na tarifação convencional, o consumidor paga à concessionária até três parcelas: consumo, demanda e ajuste de fator de potência. O faturamento do consumo é igual ao de nossas casas, sem a divisão do dia em horário de ponta e fora de ponta. Acumula-se o total

de kWh consumidos, e aplica-se uma tarifa de consumo para chegar-se à parcela de faturamento de consumo.

A parcela de faturamento de demanda é obtida pela aplicação de uma tarifa de demanda à demanda faturada, que é o maior valor dentre: a demanda registrada, a demanda contratada (se houver) e 85% da máxima demanda dos últimos 11 meses, ou 10% da máxima demanda verificada por medição, nos últimos 11 meses, quando se tratar de unidade consumidora classificada como Rural ou Sazonal. Note bem a importância do controle de demanda: um pico de demanda na tarifação convencional pode significar acréscimos na conta de energia por até 12 meses.

Para o cálculo da parcela de ajuste de fator de potência, o dia é dividido em duas partes: horário capacitivo e o restante. Se o fator de potência do consumidor estiver fora dos limites estipulados pela legislação, haverá penalização por baixo fator de potência. Se o fator de potência do consumidor estiver dentro dos limites pré-estabelecidos, esta parcela não é cobrada. O limite estabelecido é de 92% indutivo.

3.4.2.2 Tarifação Horo-Sazonal Azul

Na tarifação horo-sazonal, conforme visto, os dias são divididos em períodos fora de ponta e de ponta, para faturamento de demanda, e em horário capacitivo e o restante, para faturamento de fator de potência. Além disto, o ano é dividido em um período seco e outro período úmido.

Assim, para o faturamento do consumo, acumula-se o total de kWh consumidos em cada período: fora de ponta seca ou fora de ponta úmida, e ponta seca ou ponta úmida. Para cada um destes períodos, aplica-se uma tarifa de consumo diferenciada, e o total é a parcela de faturamento de consumo. Evidentemente, as tarifas de consumo nos períodos secos são mais caras que nos períodos úmidos, e no horário de ponta é mais cara que no horário fora de ponta.

O faturamento da parcela de demanda será igualmente composto por parcelas relativas à cada período: fora de ponta seca ou fora de ponta úmida, e ponta seca ou ponta úmida. Para cada período, o cálculo será o seguinte:

I) Demanda registrada inferior à demanda contratada. Aplica-se a tarifa de demanda correspondente à demanda contratada.

II) Demanda registrada superior à demanda contratada, mas dentro da tolerância de ultrapassagem. Aplica-se a tarifa de demanda correspondente à demanda registrada.

III) Demanda registrada superior à demanda contratada e acima da tolerância. Aplica-se a tarifa de demanda correspondente à demanda contratada, e soma-se a isso a aplicação da tarifa de ultrapassagem correspondente à diferença entre a demanda registrada e a demanda contratada. Ou seja: paga-se tarifa normal pelo contratado, e a tarifa de ultrapassagem sobre todo o excedente.

Para o cálculo da parcela de ajuste de fator de potência, o dia é dividido em duas partes: horário capacitivo e o restante. Se o fator de potência do consumidor estiver fora dos limites estipulados pela legislação, haverá penalização por baixo fator de potência. Se

o fator de potência do consumidor estiver dentro dos limites pré-estabelecidos, esta parcela não é cobrada.

3.4.2.3 Tarifação Horo-Sazonal Verde

Para o faturamento do consumo, acumula-se o total de kWh consumidos em cada período: fora de ponta seca ou fora de ponta úmida, e ponta seca ou ponta úmida. Para cada um destes períodos, aplica-se uma tarifa de consumo diferenciada, e o total é a parcela de faturamento de consumo. Evidentemente, as tarifas de consumo nos períodos secos são mais caras que nos períodos úmidos, e no horário de ponta é mais cara que no horário fora de ponta.

Na tarifação horo-sazonal verde, o consumidor contrata apenas dois valores de demanda, um para o período úmido e outro para o período seco. Não existe contrato diferenciado de demanda no horário de ponta, como na tarifa azul. Assim, o faturamento da parcela de demanda será composto por uma parcela apenas, relativa ao período seco ou ao período úmido, usando o mesmo critério, quanto a eventuais ultrapassagens de demanda contratada como no Sistema Azul.

Para o cálculo da parcela de ajuste de fator de potência, o dia é dividido em três partes: horário capacitivo, horário de ponta, e o restante. Se o fator de potência do consumidor, registrado ao longo do mês, estiver fora dos limites estipulados pela legislação, haverá penalização por baixo fator de potência. Se o fator de potência do consumidor estiver dentro dos limites pré-estabelecidos, esta parcela não é cobrada.

3.4.2.4 Tarifação Monômnia

Na tarifação monômnia, o consumidor paga à concessionária até duas parcelas: consumo e ajuste de fator de potência. O faturamento do consumo é igual ao de nossas casas (Grupo B), sem a divisão do dia em horário de ponta e fora de ponta. Acumula-se o total de kWh consumidos, e aplica-se uma tarifa de consumo para chegar-se à parcela de faturamento de consumo.

Para o cálculo da parcela de ajuste de fator de potência, o dia é dividido em duas partes: horário capacitivo e o restante. Se o fator de potência do consumidor estiver fora dos limites estipulados pela legislação, haverá penalização por baixo fator de potência. Se o fator de potência do consumidor estiver dentro dos limites pré-estabelecidos, esta parcela não é cobrada.

3.4.3 Critérios para Enquadramento nos Sistemas Tarifários

a) Modalidade Convencional

Pode ser aplicada a todas as unidades consumidoras do Grupo A atendidas em tensão inferior a 69 KV e que não apresentem demanda igual o superior a 500 KW. Não é necessário formalizar um Contrato de Fornecimento.

b) Modalidade Horo-sazonal Azul

Pode ser aplicada a todas as unidades consumidoras do Grupo A de duas formas, aplicação opcional, ou seja, a pedido da unidade consumidora : Aplicadas as unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 69 KV e que contratem demandas entre 50 KW e 500 KW e aplicação compulsória as unidades consumidoras atendidas em tensão igual ou superior a 69 KV e, inferior a 69 KV se for contratada demanda igual ou superior a 500 KV ou que apresentarem nos últimos 11 meses, 3 ou mais registros no histórico de medidas de demanda igual ou superior a 500 KW.

c) Modalidade Horo-sazonal Verde

Será sempre aplicada de forma opcional, desde que a unidade consumidora seja atendida em tensão inferior a 69 KV e contrate uma demanda mínima de 50 KW. A unidade consumidora deverá ter apresentado nos últimos 11 meses, no mínimo, 3 registros no histórico de medidas de demanda igual ou superior a 50KW.

d) Sistema Monômio

Será sempre aplicada de forma opcional, desde que a unidade consumidora seja atendida em tensão inferior a 69 KV e que preencha uma das seguintes condições :

- a) Independente da potência transformadora, que ela esteja localizada em área de veraneio ou de turismo em que sejam explorados serviços de alojamento e alimentação;
- b) Independente da potência transformadora, que ela seja utilizada basicamente para a prática de atividades esportivas onde a carga correspondente a iluminação dos locais de competição corresponda a no mínimo 2/3 do total da carga instalada da unidade consumidora;
- c) Para qualquer consumidor do Grupo A cuja potência transformadora seja no máximo igual a 75 KVA.

3.5 Contrato de Fornecimento

O fornecimento de energia elétrica caracteriza negócio jurídico de natureza contratual. A ligação da unidade consumidora implica a responsabilidade, de quem solicitou o fornecimento, pelo pagamento correspondente aos serviços prestados e pelo cumprimento das demais obrigações pertinentes. Para aplicação das Tarifas Azul e Verde, deverá ser celebrado contrato de fornecimento pelo prazo mínimo de 3 (três) anos.

O contrato de fornecimento, quando celebrado com consumidor do Grupo A, deverá ser datado e assinado e conter, além das cláusulas essenciais aos contratos administrativos, outras que digam respeito a:

- I - identificação do ponto de entrega;
- II - tensão de fornecimento;
- III - demandas de potência ativa contratadas e ou asseguradas com respectivos cronogramas e, quando for o caso, especificadas por segmento horo-sazonal;
- IV - demanda de potência suplementar de reserva, se houver;
- V - energia elétrica contratada, se acordado entre as partes;
- VI - condições de revisão, para mais ou para menos, e de atualização da demanda de potência e ou da energia elétrica contratadas, se houver;
- VII - data de início do fornecimento e prazo de vigência;
- VIII - horários de ponta e de fora de ponta, nos casos de fornecimento, segundo a estrutura tarifária horo-sazonal.

3.6 Medição de Energia

Os equipamentos destinados a medição de energia são de responsabilidade da concessionária que deve fazer inspeções em períodos que variam de 24 meses (consumidores Grupo A) a 36 meses (consumidores Grupo B), sendo de sua responsabilidade a realização de inspeções sempre que solicitadas pelos clientes, porém se os equipamentos se apresentarem em ordem tais inspeções podem ser cobradas dos clientes. Quanto nos referimos aos equipamentos de medição estamos relacionando também os transformadores para medição (Transformadores de Corrente e Tensão), para os clientes ligados no grupo A .

3.7 O Fator de Potência no Grupo A

O fator de potência indutivo ou capacitivo das instalações da unidade consumidora, para efeito de faturamento, conforme estabelecido em legislação específica, será verificado, pelo concessionário, através de medição apropriada e de forma permanente nas unidades consumidoras do Grupo A, tendo como limite mínimo permitido para as instalações elétricas das unidades consumidoras o valor 0,92.

O faturamento correspondente à energia reativa e à demanda de potência reativa, verificadas por medição apropriada, que excederem às quantidades permitidas pelo fator de potência de referência (0,92), será calculado da seguinte forma:

$$a) FER(p) = \sum_{t=1}^n [CA_t \times \left(\frac{fr}{ft} - 1 \right)] \times TCA(p)$$

$$b) \text{FDR}(p) = \left[\text{MAX}_{t=1}^n \left(\text{DA}_t \times \frac{\text{fr}}{\text{ft}} \right) - \text{DF}(p) \right] \times \text{TDA}(p)$$

onde:

FER(p) - faturamento, por posto horário "p", correspondente à energia reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência "fr", no período de faturamento;

CA_t - fornecimento de energia ativa, verificada por medição apropriada em cada intervalo de 1 (uma) hora "t", durante o período de faturamento;

fr - fator de potência de referência igual a 0,92;

ft - fator de potência da unidade consumidora, calculado em cada intervalo "t" de 1 (uma) hora, durante o período de faturamento, observadas as definições dispostas nos itens I e II do parágrafo único deste artigo;

TCA(p) - tarifa de energia ativa, aplicável ao fornecimento em cada posto horário "p";

FDR(p) - faturamento, por posto horário "p", correspondente à demanda de potência reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência "fr" no período de faturamento;

DA_t - fornecimento de demanda de potência ativa, verificada por medição apropriada no intervalo de integralização de 1 (uma) hora "t", durante o período de faturamento;

DF(p) - demanda de potência ativa faturável em cada posto horário "p" no período de faturamento;

TDA(p) - tarifa de demanda de potência ativa aplicável ao fornecimento em cada posto horário "p";

MAX - função que identifica o valor máximo da expressão dentro dos parênteses correspondentes, em cada posto horário "p";

t - indica intervalo de 1 (uma) hora, no período de faturamento;

p - indica posto horário, ponta ou fora de ponta, para as tarifas horo-sazonais ou período de faturamento para a tarifa convencional;

n - número de intervalos de integralização "t", por posto horário "p", no período de faturamento;

Durante o período compreendido entre 0h e 6h, fatura-se apenas os fatores de potência "ft" inferiores a 0,92 capacitivo, sendo estes definidos como o cosseno do arco tangente do quociente da energia reativa capacitiva medida em cada intervalo de 1 (uma) hora "t" pela energia CA_t correspondente;

Durante o período compreendido entre 06h e 24h, fatura-se apenas os fatores de potência "ft" inferiores a 0,92 indutivo, definidos como o cosseno do arco tangente do quociente da energia reativa indutiva medida em cada intervalo de 1 (uma) hora "t" pela energia CA correspondente.

Para as unidades consumidoras faturadas na estrutura tarifária convencional, enquanto não forem instalados equipamentos de medição que permitam a aplicação das expressões acima expostas, o concessionário poderá realizar o faturamento de energia e demanda de potência reativas excedentes através das seguintes expressões:

$$a) FER = CA \times \left(\frac{fr}{fm} - 1 \right) \times TCA$$

$$b) FDR = \left(DM \times \frac{fr}{fm} - DF \right) \times TDA$$

onde:

FER - faturamento total correspondente à energia reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência, no período de faturamento;

CA - fornecimento de energia ativa, verificada por medição apropriada, durante o período de faturamento;

fr - fator de potência de referência igual a 0,92;

fm - fator de potência indutivo médio das instalações elétricas da unidade consumidora, calculado para o período de faturamento, definido como o cosseno do arco tangente do quociente da energia reativa indutiva no período de faturamento pela energia ativa CA;

TCA - tarifa de energia ativa, aplicável ao fornecimento;

FDR - faturamento total correspondente à demanda de potência reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência, no período de faturamento;

DM - máxima demanda de potência ativa, verificada por medição apropriada, em intervalo de integralização de 15 (quinze) minutos, durante o período de faturamento;

DF - demanda de potência ativa faturável no período de faturamento;

TDA - tarifa de demanda de potência ativa aplicável ao fornecimento.

Para fins de faturamento da energia e demanda de potência reativas excedentes FER(p), FDR(p), FER e FDR, serão considerados somente os valores, ou parcelas, positivas das mesmas.

No caso de consumidores ligados no Grupo B, já é permitida a medição transitória de fator de potência, desde que por um período mínimo de 72 horas consecutivas, sendo o valor encontrado usado nos faturamentos posteriores até que o consumidor comunique tê-lo modificado.

3.8 O Faturamento da Energia

O concessionário efetuará as leituras, bem como os faturamentos, em intervalos de aproximadamente 30 (trinta) dias, de acordo com o calendário previamente apresentado pelo mesmo. Sendo que faturamento inicial deverá corresponder a um período de consumo de energia elétrica não inferior a 15 (quinze) nem superior a 45 (quarenta e cinco) dias. Havendo concordância do consumidor, o consumo de energia elétrica final poderá ser estimado com base na média dos 3 (três) últimos faturamentos, no mínimo, e proporcionalmente ao número de dias decorridos entre as datas de leitura e do pedido de desligamento.

Ocorrendo impedimento ocasional ao acesso para leitura do medidor, o concessionário adotará como valores de consumos de energia elétrica ativa e de energia elétrica reativa excedente para faturamento, as médias dos respectivos valores medidos e calculados em período abrangido pelos 3 (três) últimos faturamentos. A demanda de potência ativa será a maior entre a contratada, se houver, e a faturada no mês anterior. A demanda de potência reativa excedente será a média dos valores faturados nos 3 (três) últimos faturamentos.

3.9 Qualidade no Fornecimento

3.9.1 Limites de Tensão

Considerando ser imprescindível para a qualidade de fornecimento ser estabelecido os níveis de determinadas tensões de fornecimento de energia elétrica, bem como a definição dos limites de variação das tensões, em geral, o Poder Concedente definiu os seguintes critérios que as concessionárias de serviços públicos de eletricidade, devem observar no fornecimento aos seus consumidores.

Quando o atendimento é realizado em tensões elevadas, transmissão, subtransmissão ou primária de distribuição, a concessionária poderá fixar a tensão de fornecimento em valores entre + 5% (mais cinco por cento) e - 5% (menos cinco por cento) com relação à tensão nominal do sistema, porém a partir do momento que os valores de fornecimento são fixados estes para não poderão sair dos limites de variação + 5% (mais cinco por cento) e - 7,5% (menos sete e meio por cento), entendidos estes como limites adequados.

Para os clientes ligados em tensão secundária de distribuição são fixados valores diretamente para a tensão que estes podem receber, não sendo permitido a concessionária a definição da tensão no ponto de entrega.

Tabela 11: Limites de Tensão

TENSÃO NOMINAL (Volt)	LIMITES DE VARIAÇÃO	
	MÍNIMO (Volt)	MÁXIMO (Volt)
Trifásico		
220/127	189/109	233/135
380/220	327/189	403/233
Monofásico		
254/127	218/109	270/135
440/220	378/189	466/233

FONTE: LEGISLAÇÃO DNAEE 046

Limites Adequados de Variação de Tensão - Consumidores Atendidos em Tensões Secundárias de Distribuição.

Tabela 12: Limites de Tensão

TENSÃO NOMINAL (Volt)	LIMITES DE VARIAÇÃO	
	MÍNIMO (Volt)	MÁXIMO (Volt)
Trifásico		
220/127	201/116	229/132
380/220	348/201	396/229
Monofásico		
254/127	232/116	264/132
440/220	402/201	458/229

FONTE: PORTARIA DNAEE 046

3.9.2 Limites de Continuidade no Fornecimento

Com o intuito de definir padrões para o fornecimento de energia elétrica aos consumidores, o Poder Concedente, definiu dois índices de Continuidade: O Índice de Duração Equivalente e o Índice de Frequência Equivalente:

a) "**Índice de duração equivalente de interrupção por consumidor**" (DEC) - que exprime o espaço de tempo em que, em média, cada consumidor do conjunto considerado ficou privado de fornecimento de energia elétrica, no período considerado. Para a apuração do DEC deve ser utilizada a seguinte fórmula:

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

DEC - duração (em horas) equivalente de interrupção por consumidor do conjunto considerado;

i - número de interrupções variando de 1 a n;

Ca (i) - número de consumidores, do conjunto considerado, atingidos nas interrupções (i);

t (i) - tempo de duração das interrupções (i), em horas;

C_s - número total de consumidores do conjunto considerado.

b) "índice de frequência equivalente de interrupção por consumidor" (FEC) - que exprime o número de interrupções que, em média, cada consumidor do conjunto considerado sofreu, no período considerado. Para apuração do FEC deve ser utilizada a seguinte fórmula:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i)}{C_s}$$

FEC - frequência equivalente de interrupção por consumidor do conjunto considerado;

i - número de interrupções variando de 1 a n;

Ca (i) - número de consumidores, do conjunto considerado, atingidos nas interrupções (i);

C_s - número total de consumidores de conjunto considerado.

Para apuração dos índices de continuidade (DEC e FEC) devem ser consideradas todas as interrupções, ocorridas em qualquer das partes do sistema elétrico e independentemente de sua natureza - programadas, acidentais, manobras, etc. - admitidas apenas as seguintes exceções:

I - interrupção com duração inferior a 3 (três) minutos;

II - interrupção de consumidor isolado, causada por falha em suas instalações, desde que não afete outros consumidores;

III - interrupção decorrente de racionamento de energia elétrica, determinado de acordo com a lei.

Os valores máximos anuais dos índices de continuidade (DEC e FEC), a serem observados pelos concessionários com relação aos consumidores componentes de cada conjunto, são os seguintes:

I - para os consumidores atendidos em tensão de transmissão ou subtransmissão igual ou superior a 69 kV; DEC = 15 (quinze) e FEC = 25 (vinte e cinco);

II - para os consumidores atendidos em tensão de transmissão, subtransmissão, inferior a 69 kV, primária ou secundária de distribuição são os constantes do quadro abaixo.

Tabela 13 Limites de Continuidade

CONJUNTO DE CONSUMIDORES	DEC	FEC
	(HORAS)	(NÚMERO)
Atendido por sistema subterrâneo com secundário reticulado	15	20
Atendido por sistema subterrâneo com secundário radial	20	25
Atendido por sistema aéreo, com mais de 50.000 consumidores	30	45
Atendido por sistema aéreo, com número de consumidores entre 15.000 e 50.000	40	50
Atendido por sistema aéreo, com número de consumidores entre 5.000 e 15.000	50	60
Atendido por sistema aéreo, com número de consumidores entre 1.000 e 5.000	70	70
Atendido por sistema aéreo, com menos de 1.000 consumidores	120	90

FONTES: PORTARIA DNAEE 047

Os concessionários devem observar, relativamente aos consumidores componentes de cada conjunto, como valores máximos trimestrais dos índices de continuidade (DEC e FEC), os equivalentes a 40% (quarenta por cento) dos referidos no artigo anterior.

3.9.2.1 Valores de Continuidade por Consumidor

As interrupções no fornecimento de energia elétrica a cada consumidor, individualmente considerado, não podem superar, no período de 12 (doze) meses, qualquer dos seguintes valores:

I - Para consumidor atendido por sistema subterrâneo:

30 (trinta) horas ou 35 (trinta e cinco) interrupções.

II - Para consumidor atendido em tensão de transmissão ou subtransmissão igual ou superior a 69 kV:

30 (trinta) horas ou 40 (quarenta) interrupções.

III - Para consumidor atendido em tensão de transmissão ou subtransmissão inferior a 69 kV ou em tensão primária de distribuição, cuja unidade de consumo não se situe em zona rural:

80 (oitenta) horas ou 70 (setenta) interrupções.

IV - Para consumidor atendido em tensão secundária de distribuição e pertencente a conjunto com mais de 1.000 (mil) consumidores, cuja unidade de consumo não se situe em zona rural:

100 (cem) horas ou 80 (oitenta) interrupções.

V - Para consumidor localizado em zona rural atendido por sistema aéreo de distribuição, ou pertencente a qualquer conjunto com menos de 1.000 (mil) consumidores:

150 (cento e cinquenta) horas ou 120 (cento e vinte) interrupções.

REESTRUTURAÇÃO SETORIAL NO BRASIL

4.0 Introdução

O Capítulo 4 trata da reestruturação do setor elétrico brasileiro propriamente dita, apresentando as transformações que vêm ocorrendo, abrangendo desde a proposta inicial da Coopers & Lybrand até a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

Inicia-se analisando a proposta da Coopers & Lybrand para a reestruturação. Esta proposta contemplava todos os aspectos necessários a criação e operação de um mercado de energia eficiente, onde as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização são segregadas, com a inserção da competição na geração e comercialização e a permissão de receitas mínimas para a transmissão e distribuição, fortalecendo o movimento que teve como ponto de partida com a lei 9074/95 (lei das Concessões), que possibilitaram de a entrada de novos agentes no setor elétrico nacional.

Após a apresentação da proposta básica de reestruturação, entra-se na evolução da legislação, enfocando principalmente nas questões relativas a comercialização de energia, tanto para suprimento quanto para fornecimento.

Na terceira parte, são tecidos comentários sobre o período de transição, anos de 1998 a 2002, enfocando as questões referentes ao suprimento de energia e demanda, contratos iniciais e a operação do sistema. Aqui também falamos a respeito das atribuições, receitas e abrangência da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

Na parte final, apresenta-se a Agência Nacional de Energia Elétrica-ANEEL, através da sua lei de criação, suas atribuições, sua estruturação e as fontes de suas receitas..

4.1 A Proposta da Coopers & Lybrand - Projeto RE-SEB

O projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB), foi o resultado de um trabalho de meses, Agosto/96 à Junho/97, realizado por um consórcio de consultores, composto pela Coopers & Lybrand, Latham & Watkins, Main Engenharia, Engevix Engenharia, o escritório de advocacia Ulhôa Canto, Resende e Guerra e, como

subconsultores, Rust Kennedy & Donkin e Power and Water Systems Consultants, e buscou identificar as melhores fórmulas para transferir a responsabilidade pela operação e investimentos à iniciativa privada, concentrando no governo as funções de políticas e de regulamentação do setor.

O trabalho envolveu uma avaliação detalhada da conjuntura e a discussão exaustiva com profissionais do setor, tanto em pequenos grupos quanto em reuniões plenárias, nas quais consultores receberam inúmeras sugestões sobre questões políticas e técnicas.

O resultado, um relatório volumoso, que apresenta as principais recomendações da consultoria para o novo modelo mercantil proposto à análise dos riscos de cada atividade, passando pelas implicações estruturais, os ajustes jurídicos e regulamentares referentes às concessões, a regulamentação econômica, técnica e de atendimento ao cliente, as mudanças institucionais com relação ao governo, a organização da ANEEL, as responsabilidades da Eletrobrás e o financiamento do setor.

4.1.1 Diretrizes do Novo Modelo

O relatório procurou abranger o maior número possível de aspectos legais, estruturais, comerciais, jurídicos, regulamentares e institucionais, de modo a implementar a efetiva competição na indústria de energia elétrica, notadamente nos extremos da geração e do consumo. Todas as recomendações foram voltadas à estruturação de um novo modelo mercantil, cuja eficácia se baseava nos seguintes pontos:

- ⇒ total neutralidade em planejamento operacional, programação e despacho, atividades que devem ser realizadas de acordo com procedimentos acordados;
- ⇒ política de livre acesso de todos os agentes do mercado ao sistema de transmissão, o que, segundo o relatório, exige a segregação vertical da geração e transmissão;
- ⇒ a exigência de um modelo adequado de geradores e empresas de distribuição e de comercialização de energia (varejo), de portes semelhantes, para estabelecer um mercado atacadista competitivo, sem cartéis ou participantes dominantes;
- ⇒ a separação limitada da geração nas empresas verticalmente integradas, para garantir o acesso ao mercado por parte de outras empresas;
- ⇒ a separação das funções de operação e desenvolvimento da rede de distribuição da energia, de um lado, e da comercialização da energia de outro, nas empresas de distribuição, para possibilitar o desenvolvimento da concorrência.

4.1.2 O Foco Central da Proposta

O foco central da proposta previa a inserção da competição nos segmentos de Geração (G), e Varejo (V), através da segregação das atividades de geração de energia, comercialização, transmissão e distribuição, uma vez que as últimas duas são monopólios naturais e serão regulamentadas pelo poder concedente, com o intuito de garantir o livre acesso de todos os agentes, de forma não discriminatória, a estes ativos.

Desta forma o preço da energia, passaria a ser determinada, no longo prazo, por um processo de competição por contratos, criando assim um mercado futuro de energia, e no curto prazo, como consequência direta do custo marginal de energia obtido a partir do despacho otimizado.

4.1.3 Instituições e Agentes Relacionados pela Proposta da Coopers

Na proposta apresentada a Coopers recomendava a criação, modificação e atualização de algumas instituições e agentes do setor, com o intuito de garantir o funcionamento adequado e coordenado do setor elétrico tornando este auto-sustentável e com capacidade de se expandir, para o atendimento ao crescimento do consumo de energia, com qualidade e confiabilidade, uma vez que este crescimento é proporcional a crescimento do Brasil.

O Estado: pela proposta da Coopers o Estado deveria se manter no setor elétrico como um financiador e mitigador de riscos, sendo sua participação fundamental para permitir a continuidade da expansão da geração hidrelétrica e o desenvolvimento de programas de interesse público.

MAE - Mercado Atacadista de Energia: pela proposta seria a instituição onde a energia seria negociada no curto prazo com base na situação operacional do sistema, deste mercado participariam todos os geradores integrados ao sistema com potência instalada maior ou igual a 50 MW, todos os distribuidores de energia com carga superior ou igual a 100 GWh/ano, e os consumidores livres que assim desejarem.

A Eletrobrás: era uma sugestão da proposta que esta empresa exercesse o papel de Agente de Financiamento Setorial (AFS) e holding, controlada pelo governo federal. Como holding teria participação em Itaipu, Eletronuclear, Cepel, na rede federal de transmissão e em outras concessionárias e como agente financeiro, no novo modelo se faz necessário que o setor público financie investimentos daquelas empresas que se mantiverem no setor público, assim como, aqueles de natureza social, por exemplo, a eletrificação rural e alguns elementos de custo dos esquemas hidrelétricos.

OIS - Operador Independente do Sistema: a proposta propôs a preservação da operação coordenada com a criação do OIS, atual Operador Nacional do Sistema (ONS), sendo este o responsável pelo planejamento da transmissão e da operação, gerenciamento dos procedimentos de rede, pela programação e o despacho, calculando o preço (diário) de equilíbrio de curto prazo com base no custo marginal, contabilizando os fluxos e liquidando os débitos e créditos não-contratados.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica: pela proposta devia centrar-se em seus papéis de regulamentação (técnica e econômica) e fiscalização (concessões e direitos dos consumidores), delegando suas atividades operacionais e a responsabilidade de questões ligadas à distribuição e ao varejo aos governos estaduais.

Agentes de Geração: recomendou-se que todas as empresas geradoras fossem tratadas de forma não discriminatória, não importando a sua constituição (se concessionárias já existentes, produtores independentes ou auto-produtores), o que deve ocorrer através de alterações na legislação, sendo proposta a limitação de venda de energia a empresas coligadas ou o self-dealing em 30% dos requisitos da empresa.

Agentes de Transmissão: as empresas de transmissão, pela proposta, seriam responsáveis pelos ativos de transmissão nas tensões iguais ou superiores a 230 kV, sendo remunerados através de uma receita permitida pela manutenção e expansão destes ativos, que seriam totalmente segregados dos ativos nas tensões de 138kV e 69kV, uma vez que estes seriam considerados sub-transmissão e tratados como ativos de distribuição. A proposta recomendava que os agentes de transmissão não poderiam participar de atividades de geração ou de varejo, e assinariam um Acordo de Serviços de Transmissão com o OIS dando controle operacional de sua rede a este.

Agentes de Distribuição e Varejo: o papel desempenhado pelas distribuidoras regionais de energia, foi sugerido na proposta da Coopers, sua segmentação em transporte de energia, que teria valores de receita estipulados como a transmissão, e o varejo onde os preços deveriam ser preços de mercado. Com o intuito de garantir a competição a proposta sugere ainda que a participação destes agentes em empresas de geração seja limitada segundo um percentual definido pela legislação em função do seu faturamento de energia.

4.1.4 Modelo de Comercialização

A proposta da Coopers recomendava a criação do Modelo de Atacado de Energia (MAE), substituindo o sistema de preços regulados para os contratos de suprimento (introduzidos pela Lei 8631/93, com horizonte de dez anos). No MAE

participariam todos os geradores integrados com capacidade instalada maior ou igual a 50 MW, todos os distribuidores e retalhistas com carga maior ou igual a 100 GWh/ano, e os consumidores livres que o desejarem. O preço da energia no curto prazo seria calculado pelo OIS, sendo baseado no custo marginal em períodos diários; para o longo prazo serão firmados contratos bilaterais especificando preços e volumes, estabelecendo assim mecanismos de proteção, “*hedges*”, contra a volatilidade de preços no curto prazo.

4.1.5 A Transição entre os Modelos

A transição entre os modelos seria realizada de forma gradual através da formalização de contratos iniciais entre os agentes de geração, concessionários de distribuição e comercializadores, possibilitando assim a estruturação de um novo sistema de geração competitiva com preços definidos a partir do mercado e não mais regulamentados pelo Estado.

Os contratos iniciais, mecanismos financeiros de assinatura obrigatória, firmados entre os geradores existentes e as empresas distribuidoras, com a definição dos montantes de energia que valeriam para todo o período do contrato, outras características importantes seriam: a energia garantida com risco de 5%, com ajustes em períodos de seca e racionamento; os preços contratados em R\$/MWh, variando por dia e por estação e a limitação do self-dealing de 50%. Estes contratos deveriam ter duração de 15 anos, começando-se a liberar parte das quantidades para comercialização no mercado após o 6º ano para a região SE/Sul/CO e contratos com duração de 20 anos, começando-se a liberar para o mercado apenas após o 11º ano; para a região N/NE.

Os participantes do Mercado Atacadista Energia também deveriam assinar o Acordo do MAE, que é o documento onde estão definidas todas as condições para a participação dos Agentes no MAE, todos os direitos e deveres necessários a comercialização de energia e a formalização de contratos bilaterais, as garantias financeiras necessárias para os compradores e vendedores, os critérios para a concorrência no varejo, a definição das responsabilidades do OIS, a obrigação, nos percentuais e com a antecedência, dos distribuidores e varejistas de contratarem suprimento com os geradores, etc...

4.1.6 A Formação de Preços

A proposta recomendou a formulação de algoritmos para a determinação dos preços “*spot*” do MAE, levando em consideração as restrições de transmissão entre sub-mercados que poderiam refletir em preços diferentes para cada submercado e as perdas do sistema.

No caso dos encargos (conexão, transmissão e distribuição), seriam valores regulados, uma vez, que estes ativos são monopólios naturais das empresas detentoras de sua concessão.

Para os ativos de transmissão era proposta uma nova metodologia, composta por dois encargos: conexão e transmissão. O encargo de conexão levaria em conta apenas o valor do ativo utilizado exclusivamente pelo usuário. O encargo referente ao uso da rede de transmissão, denominado CUST (Custo de Uso do Sistema de Transmissão), pela proposta, seria calculado com base no Custo Marginal de Longo Prazo (CMLP), e refletiria o custo gerado no sistema pelo uso incremental e com claros sinais locacionais, sendo ajustados para cobrir também os requerimentos de receita do sistema de transmissão. Esses valores seriam definidos pela ANEEL, com o apoio do OIS, sendo diferenciado para cada uma das zonas do sistema interligado. Os encargos seriam cobrados em cobrados na relação de 50% para os geradores e 50% para as cargas.

Os encargos de distribuição seriam calculados de forma similar aos de transmissão, com a diferença que não se considera, pela proposta, um sinal locacional, porém com garantias de acesso não discriminatório para todos os agentes. Esses encargos seriam publicados pelo órgão regulador, ANEEL, e aplicados ao uso do sistema no período de máximo “*stress*”, sendo cobrados apenas das cargas.

Para os contratos bilaterais, os preços da energia, seriam determinados pelo processo de competição entre os agentes de geração.

4.1.7 Planejamento e Expansão do Sistema

A proposta previa a criação de um órgão com as atribuições de planejamento indicativo e gestão da rede nacional de dados hidrológicos e de identificação de potenciais hidrelétrico ótimos. Tal organização seria uma entidade com responsabilidades públicas e privadas, constituído por um Presidente do Conselho e um Comitê de Planejamento com representantes das concessionárias de Distribuição e Varejo e pelo presidente do Fórum dos Secretários Estaduais de Energia, todos estes indicados pelo Ministério das Minas e Energia, sendo este órgão custeado através de cobrança dos serviços prestados e de contribuições dos seus membros, previstas nos contratos de concessão.

O planejador indicativo agregaria a suas atividades as funções de gestão da rede nacional de dados hidrológicos e de identificação do desenvolvimento ótimo do potencial hidrelétrico e inventário. O horizonte de planejamento indicativo de longo prazo envolveria estudos com horizonte de 25 e de 12 anos.

A expansão no modelo proposto se daria através de licitações, sendo os novos projetos hidrelétricos, indicados pelo planejamento ou solicitado por empresas interessadas, classificados como equivalentes à PIE e a cujas concessões poderão ser objetivo de competição, isonomicamente, entre concessionárias de geração, produtores independentes e autoprodutores. Para a realização das licitações de geração de energia, dois métodos básicas eram sugeridas, pelo primeiro deles se fariam licitações simples e abertas a todos os interessados, deixando ao ganhador a

questão de busca pelo mercado e a negociação de preço de venda de sua energia. No segundo método seria feita, inicialmente, uma solicitação de oferta de compras para criação de mercado para o projeto, e só depois outra licitação para a outorga da respectiva concessão. Este último método é, provavelmente, o mais recomendável para a construção de grandes usinas.

Outra medida para encorajar projetos hidrelétricos seria a adoção da figura do comprador de última instância. Podendo ser o governo, assim, atuar como comprador em projetos em que haja insuficiente número de interessados. Nestes casos só devendo ser permitido que o governo compre no máximo 50% da geração do projeto e que esta compra seja feita, no máximo, pelo mesmo preço pago pelos demais compradores.

Os investimentos em transmissão, planejados pelo OIS no curto prazo (5 anos), deveriam ser assegurados por um de dois meios: pela organização de licitação ou no caso de não se obterem candidatos ou estes não sejam devidamente qualificados pode-se requerer de um concessionário existente que assuma o projeto.

4.1.8 Alocação de Riscos

Com o intuito de mitigar o risco dos novos empreendimentos privados, necessários a garantia de atendimento ao mercado Brasileiro de Energia, que vem crescendo a taxas elevadas, deve-se criar artifícios para que as taxas de retorno destes investimentos sejam compatíveis com os riscos assumidos, uma vez que um dos alicerces sobre os quais se baseia o novo modelo é o estímulo ao ingresso de agentes privados, que seriam os responsáveis pela injeção de novos recursos fundamentais para expansão do sistema.

Na geração a redução dos riscos se dará através do apoio financeiro setorial, da obrigação de formalização de contratos iniciais para volumes fixos e a adoção do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que transfere geração de usinas que em função das condições hidrológicas estão superavitárias para aquelas que apresentam déficits, sendo estas transferências realizadas contra pagamento a preços baixos refletindo apenas os custos operacionais e os royalties, garantindo assim mecanismos de proteção para os geradores que não foram despachados.

No caso de investimentos na transmissão de energia, tensões acima de 230 kV, os incentivos se dariam através do agente financeiro setorial e através de fórmulas de controle de preços que permitam que os custos indicados na licitação sejam recuperados.

Para a distribuição, os mecanismos são semelhantes aos da transmissão, fórmulas de controle de preço, permitindo a recuperação de investimento e permitindo repassar alguns riscos de demanda para os clientes.

4.1.9 Custos do Geração Térmica

A Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) deveria ser abolida. No caso da CCC para os sistemas isolados, ela deveria ser substituída por um mecanismo explícito de subsídio. No novo modelo os geradores térmicos seriam divididos em flexíveis, cuja

geração poderia variar livremente como complementação da energia hidrelétrica em função das necessidades do sistema, e inflexíveis, em caso contrário, com seus níveis geração determinados por razões próprias (contratos, restrições operacionais), independentemente dos demais geradores.

Os geradores flexíveis, cuja expectativa era de que sejam despachados pelo OIS apenas nos períodos secos (a preços do MAE mais elevados, que compensem o uso de seus combustíveis), deveriam estabelecer contratos diretamente com geradores hidrelétricos, ampliando o firme que estes podem comercializar em troca de remuneração estável.

No caso dos geradores inflexíveis, que deveriam ser despachados de modo a atender suas regras operativas rígidas, sua competitividade no MAE seria fruto, exclusivamente, de suas próprias características.

4.1.10 Mudanças Sugeridas na Legislação

A proposta da Coopers & Lybrand, se fosse efetivada integralmente implicaria na criação de uma nova legislação para o sistema elétrico, porém a própria Coopers reconheceu a dificuldade da tarefa, recomendando que a implementação das mudanças ocorresse por etapas, sendo iniciado por pontos essenciais para a partida do novo modelo, tais sejam:

- ⇒ Exigir a desverticalização e limitar o “*self-dealing*” e a participação no mercado;
- ⇒ Determinar o escopo dos contratos para concessões; autorizações e permissões e determinar o processo de renovação de concessões atuais, quando do seu vencimento;
- ⇒ Exigir a assinatura dos contratos iniciais;
- ⇒ Substituir a CCC de sistemas isolados pelo Subsídio Nacional para Sistemas Isolados;
- ⇒ Mudar os objetivos de RGR para assegurar que ela continue a ser usada como fonte de recursos para investimentos no setor.

4.1.10.1 Regulamentação do Setor

Para o bom funcionamento do novo modelo, a Coopers sugeriu a criação e/ou reformulação da regulamentação do setor elétrico brasileiro, sendo esta segmentada em três categorias, a regulamentação econômica, regulamentação técnica/serviços ao consumidor e a regulamentação orientada para promoção da concorrência

Regulamentação Econômica : definiria as bases para formação dos preços para as

atividades consideradas monopólios - distribuição e transmissão - sendo esses preços revistos por iniciativa do regulador em períodos de tempo predefinidos, e com fórmulas de reajuste baseadas em parâmetros que levam em consideração as receitas por grupos de consumidores, os ganhos de eficiência e a necessidade de investimento das empresas. A proposta propõe também, uma fórmula separada para o ajuste dos preços de cada atividade (distribuição, transmissão e varejo), com a tarifa para os consumidores finais somando essas parcelas, mais a recuperação dos custos com energia comprada.

Regulamentação Técnica e dos Serviços ao Consumidor : a regulamentação técnica abrangeria os critérios de planejamento indicativo, a operação da geração e o planejamento e a operação da transmissão, sendo objeto da regulamentação de atendimento ao cliente, deverá definir critérios mínimos de qualidade no fornecimento, para consumidores cativos, se restringindo, para os clientes livres, ao fornecimento de dados para o planejamento. Também definirá as penalidades em caso de desobediência dos padrões de fornecimento de energia;

Regulamentação Orientada para Promoção da Concorrência : deveria promover a criação e a manutenção de um mercado isonômico para todos os agentes, permitindo que os consumidores livres tenham direito a comprar no MAE ou a comprar diretamente de agentes de comercialização.

4.1.11 Transformação dos Agentes na Nova Estrutura

4.1.11.1 Mudanças no Papel do Governo

Em relação ao papel do Governo, a Coopers, recomendava a ampliação da capacidade de criação de políticas por parte do Ministério das Minas Energia e também uma atuação conjunta do Ministério das Minas e Energia com o Ministério do Meio Ambiente em questões ambientais no tratamento de usinas hidrelétricas; por exemplo, caso a licença operacional para o enchimento de reservatórios e/ou para a ativação de usinas pudesse ser dada antes do investimento ser feito facilitaria a atração de novos investidores privados para a realização de projetos hidrelétricos. Outra função importante para o governo é a promoção de um acordo abrangente entre o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), a ANEEL e a Secretaria de Direito Econômico (SDE), para coibir o comportamento anti-competitivo, uma vez que as atividades de fornecimento e geração de energia elétrica passam a ser privadas.

4.1.11.2 A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

A proposta da Coopers define como sendo papel da ANEEL a regulamentação e a fiscalização do setor, sendo caracterizadas como funções básicas as a seguir apresentadas:

- (a) Regulamentação econômica;
- (b) Regulamentação técnica;
- (c) Concessões;
- (d) Questões ligadas ao consumidor;
- (e) Administração.

4.1.11.3 Restruturação das Empresas Regionais do Sistema Eletrobrás

Como uma das diretrizes básicas do novo modelo era a segregação das atividades entre os agentes, as empresas regionais da Eletrobrás deveriam ser separadas em geração, transmissão e distribuição, privatizando-se a geração e distribuição, ficando apenas a transmissão sob controle da empresa com a criação de quatro (ou duas) empresas de transmissão subsidiárias.

No que se refere a separação horizontal, recomendava-se a separação da geração de Furnas e Chesf em pelo menos duas empresas cada, a Eletrosul deveria apenas separar geração e transmissão, a Eletronorte em duas empresas, uma para o sistema Interligado (Tucuruí e São Luiz) e a outra voltada para os sistemas isolados. No novo contexto, Furnas e Eletrosul deixariam de repassar a energia de Itaipu, o que passaria a ser feito pelo Agente de Produção de Itaipu (API), função que, pelo menos por enquanto, permaneceria com a Eletrobrás.

4.1.11.4 Operador Independente do Sistema (OIS)

Para a garantia do abastecimento do mercado e a otimização dos recursos de operação interligada, a proposta sugeriu a criação do OIS, sendo uma entidade de direito privado sem fins lucrativos de propriedade conjunta dos agentes sob supervisão do MME e regulada pela ANEEL, tendo como principais funções as a seguir relacionadas:

- (a) O planejamento da operação dos geradores e transmissores para o horizonte cinco anos;
 - (b) A ordenação e o despacho dos geradores;
 - (c) A cobrança pelo uso da transmissão e o pagamento aos seus proprietários;
 - (d) A garantia de que serão realizados os novos investimentos necessários em transmissão;
-

(e) Apoio ao Mercado de Atacado de Energia e contabilização dos fluxos e liquidação das contas referentes, á comercialização da energia não contratada;

(f) A contratação e cobrança de serviços de interesse coletivo do sistema (regulação de voltagem e frequência, manutenção de reserva de potência, compensação reativa, etc...)

4.1.12 Pesquisa e Desenvolvimento

Para as atividades de P&D setorial recomendava-se que o financiamento de pesquisa básica seja alocado por um novo Conselho Nacional de P&D, cuja secretaria seria feita pela Prestador de Serviços, seus recursos virão de uma contribuição de 0,5% das vendas totais do sistema, embora parte dessa receita possa também financiar o Procel. O Cepel permanecerá como parte da Eletrobrás e pode propor projetos ao Conselho, no futuro 50% de suas receitas deverão provir de trabalhos contratados diretamente.

4.1.13 Retornos Esperados para os Agentes

Neste contexto, a Coopers & Lybrand, estimou as taxas de remuneração que podem ser esperadas pelos diversos agentes entre 12% a 15% para a geração, de 10% a 12% para a transmissão e de 11% a 13% para a distribuição e varejo.

Estes valores refletem um “*gap*” de risco país de cerca de 4%, para valores internacionais.

4.1.14 Implementação da Proposta Coopers & Lybrand

A proposta da Coopers & Lybrand foi parcialmente implementada. A legislação a seguir apresentada, acompanha, em linhas gerais, os princípios estabelecidos nesta proposta. Cabe porém, destacar, que muitos pontos não foram seguidos e alguns não forma sequer esboçados. A seguir apresentamos os principais pontos considerados e desconsiderados na reestruturação:

Principais Proposições Consideradas

- Desverticalização e Segregação das Atividades de Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização de Energia;
-

- Criação do Operador Independente do Sistema (OIS), atual Operador Nacional do Sistema;
- O Modelo e Operação da ANEEL;
- A formalização dos Contratos Iniciais.

Principais Proposições Desconsideradas

- A criação do Agente Financiador e de Planejamento;
- A reestruturação das Empresas Regionais;
- A segregação da Regulamentação do Setor em Econômica, Técnica e de Serviços ao Consumidor e Orientada para Promoção da Concorrência.

4.2 Aspectos Legais da Reestruturação do Setor Elétrico

A partir da Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, se criou as bases para uma nova etapa do setor elétrico brasileiro, uma vez que homologava os procedimentos para o relacionamento comercial livre e as diretrizes a serem seguidas durante o período de transição que deve levar à efetiva competição no setor. Em vários dispositivos, ao alterar as Leis 8.987/95 e 9.074/95 e, ao introduzir novas figuras no setor, esta lei estabelece normas relativas à comercialização de energia, sendo esta lei a principal peça de legislação adotada após a proposta da Coopers & Lybrand, como observado a seguir:

4.2.1 Opção de Escolha dos Usuários (Lei 9.648/98)

Esta lei estabeleceu que os consumidores livres, nos termos do artigo 15 da Lei 9.074/95, têm direito de obter e utilizar o serviço de fornecimento de energia, com liberdade de escolha entre vários prestadores deste serviço (distribuidoras, comercializadores, etc...), observadas as normas do poder concedente.

4.2.2 Consumidores Livres (Lei 9.648/98)

A Lei 9.648 dispõe também sobre as opções de compra de energia elétrica por parte dos consumidores, estabelecendo os seguintes pontos:

- a) Os consumidores livres podem estender sua opção de compra a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do sistema interligado;
- b) A perda de mercado, por parte de concessionário ou autorizado não poderá resultar em aumento tarifário para consumidores remanescentes;
- c) Os concessionários poderão negociar com os consumidores livres novas condições de fornecimento de energia elétrica, observados os critérios a serem estabelecidos pela ANEEL.

4.2.3 Comercialização de Energia - Autorização (Lei 9.074/95 e Lei 9.648/98)

A Lei 9.648/98 introduziu novos incisos determinando a necessidade de autorização da ANEEL, em atividades relacionadas a comercialização, o alcance do mercado livre para os comercializadores de energia e incentivos a comercialização da energia produzida por PCH's (Pequenas Centrais Hidrelétricas), através das seguintes imposições:

- a) A compra e a venda de energia elétrica por agente comercializador;
 - b) A comercialização eventual e temporária, pelos autoprodutores, de seus excedentes de energia elétrica.
 - c) A comercialização da energia elétrica resultante das atividades de agente comercializador, importação, exportação e autoprodução, será feita nos termos dos artigos 12, 15 e 16 da Lei 9.074 de 1995, que têm a seguinte redação:
 - ⇒ Art. 12 - “A venda de energia elétrica por produtor independente poderá ser feita para:
 - I - concessionário de serviço público de energia elétrica;
 - II - consumidor de energia elétrica, nas condições estabelecidas nos arts. 15 e 16;
 - III - consumidores industriais de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais o produtor independente também forneça vapor oriundo de processo de co-geração;
 - IV - conjunto de consumidores de energia elétrica, independentemente de tensão e carga, nas condições previamente ajustadas com o concessionário local de distribuição;
 - V - qualquer consumidor que demonstre ao poder concedente não ter o concessionário local lhe assegurado o fornecimento no prazo de até cento e oitenta dias contados da respectiva solicitação.”
-

⇒ Art. 15 - “ Respeitados os contratos de fornecimento de vigentes, a prorrogação das atuais e as novas concessões serão feitas sem exclusividade de fornecimento de energia elétrica a consumidores com carga igual ou maior que 10.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, que podem optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica;

Parágrafo 1º - Decorridos três anos da publicação desta Lei, os consumidores referidos neste artigo poderão estender sua opção de compra a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado, excluídas as concessionárias regionais.

Parágrafo 2º - Decorridos cinco anos da publicação desta Lei, os consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado.

Parágrafo 3º - Após oito anos da publicação desta Lei, o poder concedente poderá diminuir os limites de carga e tensão estabelecidos neste e no art. 16.

Parágrafo 4º - Os consumidores que não tiverem cláusulas de tempo determinado em seus contratos de fornecimento só poderão optar por outro fornecedor após o prazo de trinta e seis meses, contados a partir da data de manifestação formal ao concessionário.

Parágrafo 5º - O exercício de opção pelo consumidor faculta o concessionário e o autorizado rever, na mesma proporção, seus contratos e previsões de compra de energia elétrica junto às suas supridoras.

Parágrafo 6º - É assegurado aos fornecedores e respectivos consumidores livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo poder concedente .

Parágrafo 7º - As tarifas das concessionárias, envolvidas na opção do consumidor, poderão ser revisadas para mais ou para menos, quando a perda ou o ganho do mercado alterar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato.”

Art. 16 - “É de livre escolha dos novos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica.”

4.2.4 Acesso e Uso dos Sistemas de Transmissão e Distribuição

A partir da Lei 9.648/98, ocorreu a separação da compra/venda de energia elétrica entre concessionários ou autorizados do acesso e uso dos sistemas de transmissão e distribuição, definindo-se como atribuição da ANEEL a regulamentação das tarifas e o estabelecimento das condições gerais de contratação do acesso e uso dos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica para concessionário, permissionário, autorizado e pelos consumidores livres.

4.2.5 Livre Negociação e Período de Transição

Os prazos e demais condições para o período de transição entre os modelos, que compreende os anos de 1998 a 2002, foram definidos na Lei 9.648/98, sendo que os montantes de energia e demanda de potência a serem contratados deverão atender os seguintes critérios:

- ⇒ Durante o ano de 1998, os montantes e atualizados pelo Grupo Coordenador para Operação Interligada - GCOI e, na falta destes, os montantes acordados entre as partes;
- ⇒ Durante os anos de 1999, 2000 e 2001, os respectivos montantes de energia já definidos pelo Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos - GCPS, nos Planos Decenais de Expansão 1996/2005, 1997/2006 e 1998/2007, a serem atualizados e complementados com a definição dos respectivos montantes de demanda de potência pelo GCOI e referendados pelo Comitê Coordenador de Operações Norte/Nordeste - CCON, para o sistema Norte/Nordeste;
- ⇒ para o ano de 2002, serão considerados os mesmos montantes definidos para o ano de 2001.

A partir de 2002 os montantes de energia e de demanda de potência serão reduzidos, anualmente, a uma razão de 25%, ou seja, os preços de energia para a distribuidoras, que até essa data são determinados pelo Poder Concedente, através de Resoluções da Aneel, passarão a ser negociados, nos percentuais acima apresentados, diretamente entre as distribuidoras e os geradores.

4.2.6 Mercado Atacadista de Energia - MAE

O MAE, regulamentado pelo Decreto 2.655, de 2 de junho de 1998, é um mercado com ambiente organizada e regido por regras claramente estabelecidos, no qual se

processam a compra e venda de energia entre seus participantes. Isto é feito tanto através de contratos bilaterais como em um mercado de curto prazo, tendo como limites os sistemas interligados Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste.

Participarão do MAE, os seguintes agentes, na posição de compradores ou vendedores de energia:

⇒ Os produtores de energia elétrica;

⇒ As concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica;

⇒ Os Consumidores Livres de energia elétrica;

⇒ Conjunto de consumidores de energia elétrica, independentemente de tensão e carga, nas condições previamente ajustadas com o concessionário local de distribuição;

⇒ Qualquer consumidor que demonstre ao poder concedente não ter o concessionário local lhe assegurando o fornecimento no prazo de até cento e oitenta dias da respectiva solicitação.

4.2.7 Operador Nacional do Sistema Elétrico - O N S

O O N S é o responsável pela coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados, sendo integrado pelos titulares de concessão, permissão ou autorização e pelos consumidores Livres. Sendo premissa desse órgão promover a otimização da operação do sistema eletroenergético, visando à obtenção do menor custo para o sistema, observados os padrões técnicos, os critérios de confiabilidade e as regras do mercado; garantir que todos os agentes do setor elétrico tenham acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória; contribuir, de acordo com a natureza de suas atividades, para que a expansão do sistema eletroenergético se faça ao menor custo e vise as melhores condições operacionais futuras.

Dentro do ONS, existem duas ordens de membros, os associados e os membros participantes. Estas duas ordens, por sua vez, são divididas em oito classes da seguinte forma:

I - Agentes de Geração: os agentes detentores de concessão ou autorização para geração de energia elétrica com usinas despachadas centralizadamente e o representante da parte brasileira da Itaipu Binacional;

II - Agentes de Transmissão: os agentes detentores de concessão para transmissão de energia elétrica, com instalações na rede básica;

III - Agentes de Distribuição: os agentes detentores de concessão para distribuição de energia elétrica com energia distribuída através de suas instalações de montantes igual ou superior a 300 GWh/ano;

IV - Agentes Importadores: os agentes titulares de autorização para implantação de sistema e transmissão associados à importação de energia elétrica;

V - Agentes Exportadores: os agentes titulares de autorização para implantação de sistema de transmissão associados à exploração de energia elétrica;

VI - Agentes Livres: os conectados à rede básica que optaram por participar do MAE;

VII - Ministério de Minas e Energia - MME;

VIII - Conselhos de Consumidores (constituídos na forma da Lei 8.631, de 1993).

4.2.8 Os Agentes Atuantes no Setor Elétrico

A formação do quadro de atuação do setor elétrico brasileiro deu-se ao longo do tempo, tendo se intensificado nos últimos anos. Os agentes tradicionais do setor elétrico além, obviamente, do consumidor (livre ou cativo) são o gerador, o transmissor e o distribuidor. A Lei 9.074/95 introduziu as figuras do produtor independente e do autoprodutor. A Lei 9.427/96 previu também a figura do agente comercializador e, mais recentemente, a Lei 9648/98, ao alterar a Lei 9.427/96, tratou dos agentes importador e exportador de energia elétrica além da criação do Operador Nacional do Sistema - ONS.

Os agentes geradores, distribuidores, importadores e exportadores podem ser também comercializadores, pois as concessões, permissões ou autorizações para geração, distribuição, importação e exportação compreendem a comercialização correspondente.

No âmbito do MAE temos, ainda, as seguintes figuras, definidas no Acordo de Mercado:

- a) Administrador do Sistema de Contabilização e Liquidação - ACL - ente, empresa ou órgão que administra o Sistema de Contabilização e Liquidação - SCL, responsável pelo registro dos contratos e contabilização da compra e venda de energia elétrica realizada no MAE e pela liquidação da compra e venda de energia elétrica no Mercado de Curto Prazo;
- b) Administradora de Serviços do MAE - ASMAE - pessoa jurídica de direito privado, empresa prestadora de serviços administrativos, técnicos e jurídicos, no âmbito do MAE;
- c) Agente Comprador das Quotas-Parte de Itaipu - concessionárias de distribuição de energia elétrica, adquirentes das quotas-parte da produção da Itaipu Binacional, posta à disposição do Brasil, conforme o disposto na Lei 5.899/73, ou suas sucessoras;
- d) Agente de Comercialização de Itaipu - agente titular de autorização outorgada pelo Poder Concedente para comercializar excedente de energia elétrica de Itaipu, no âmbito do MAE, não vinculada à contratação de potência das concessionárias de distribuição;
- e) Auditor do Sistema de Contabilização e Liquidação - empresa independente, reconhecida publicamente, responsável pela auditoria do Sistema de Contabilização e

Liquidação.

4.2.9 A Participação dos Agentes no Mercado Atacadista de Energia

O Acordo de Mercado é um contrato multilateral de adesão, assinado pelos agentes de geração, comercialização, importação, exportação e consumidores livres de energia elétrica, estabelecendo as bases de funcionamento do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE. Tal documento regulamenta as obrigações e direitos de seus membros, as condições de adesão, as garantias financeiras, a gestão econômico-financeira e suas regras comerciais e as condições para alteração de seus termos.

Somente os membros do MAE, signatários do Acordo de Mercado, poderão realizar as operações de compra e venda de energia, excetuando-se o a aquisição de por parte dos agentes de comercialização de geradores conectados diretamente às redes de distribuição, somente com a necessidade de registro desses contratos no MAE.

4.2.10 Relações Contratuais entre os Agentes

As mudanças no setor elétrico brasileiro vão exigir dos agentes a formalização de novos instrumentos contratuais com o intuito de regulamentar a comercialização de energia, a seguir apresenta-se os novos instrumentos contratuais a serem firmados entre os agentes:

Contratos de Compra e Venda de Energia - Contratos Iniciais - celebrados entre as empresas geradoras e distribuidoras, em substituição aos contratos de suprimento;

Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão - celebrados entre as geradoras, as distribuidoras e o agente transmissor;

Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - celebrado entre as distribuidoras/consumidores livres e o agente transmissor;

Contrato de Uso do Sistema de Distribuição - celebrado entre os consumidores livres e o agente distribuição (concessionárias);

Contrato de Comercialização de Serviços Ancilares – a ser celebrado de acordo com as normas a serem definidas pela ANEEL;

Contrato de Comercialização de Energia com Consumidores Livres - a ser celebrado entre agentes do mercado (comercializadores e agentes de geração) com os consumidores livres.

Acordo do Mercado Atacadista de Energia - celebrado por todos os agentes, possibilitando a participação destes no MAE.

4.2.11 Contratos Iniciais

Para a inserção do novo modelo, foi fundamental a criação dos Contratos Iniciais, que é o instrumento contratual, de assinatura obrigatória por parte dos agentes, que regulamenta a transição de modelos, substituindo os contratos de suprimento e intercâmbio de energia elétrica celebrados entre as geradoras e as distribuidoras, apresentando como principais pontos jurídicos os a seguir apresentados:

- ⇒ Obrigatoriedade da adequação das geradoras as relações contratuais apresentadas na Lei 9.648/98 e nas normas do ONS, em função das novas formas de comercialização de energia elétrica;
- ⇒ Segregação da geradora (parte vendedora) e das concessionárias de distribuição de energia elétrica (parte compradora);
- ⇒ Regulamentação da compra e venda da energia contratada e da demanda contratada, e os princípios aplicáveis aos ajustes a serem introduzidos no referido contrato em virtude do início da comercialização de energia através do MAE e da transferência das funções desempenhadas pelo ONS;
- ⇒ Os Contratos Iniciais terão validade até 31/12/2005, onde a compra de energia será totalmente realizada através do MAE e de contratos bilaterais;
- ⇒ A necessidade de celebração de contrato de conexão do parque gerador com o sistema de transmissão e de contratos do uso da transmissão;
- ⇒ Critérios para a criação de uma conta de dando garantia as transações entre os agentes;
- ⇒ Cláusulas que garantam o equilíbrio econômico-financeiro do contrato, possibilitando as geradoras se solicitarem revisões dos preços, caso haja alterações significativas nos seus custos.

4.2.12 O Mecanismo de Realocação de Energia

Estabelecido a partir da resolução da ANEEL nº 249, de 11 de Agosto de 1998, o MRE foi concebido para reduzir os riscos de não atendimento dos contratos de geração que se defrontam os geradores hidráulicos, em função do seu posicionamento físico, riscos estes motivados pelas condições hidrológicas e pela necessidade de atendimento as orientações do ONS, visando a otimização dos recursos do sistema.

Anteriormente à reestruturação do setor elétrico as usinas recebiam o valor de toda energia gerada, mas observou-se que as usinas que ficam a montante eram prejudicadas nas épocas de seca. Toda usina possuía seu reservatório para represar a água, porém nas épocas de seca, quando as comportas do reservatório eram abertas, beneficiando, obviamente, apenas as usinas a jusante.

O esquema “spot”, se adotado em seu modelo original, remuneraria apenas a energia gerada. Assim, toda receita criada pela água armazenada em um reservatório a montante, ao ser turbinada nas usinas a jusante seria apropriada exclusivamente por estas últimas. Para corrigir essa distorção viu-se a necessidade de também se remunerar as usinas a montante e para isso começou a se valorar além da energia elétrica, comercializada pelas usinas, a água armazenada pelos reservatórios das usinas.

Para o funcionamento do MRE, foram criados os Certificados de Energia Assegurada - CEA, que são calculados considerando cada usina hidrelétrica despachada

centralizadamente, com seu correspondente montante de energia assegurada que é obtida, a risco de déficit preestabelecido, conforme regras aprovadas pela ANEEL, sendo esse valor uma fração da energia assegurada do sistema.

No esquema MRE, a geração total da cascata a cada hora é fracionada entre as usinas na proporção de seus CEAs. O pagamento spot se aplica então à energia alocada a cada usina e não a produzida fisicamente pela mesma. Desta maneira, o MRE garante aos geradores a energia a que fazem jus desde que, em seu total, os geradores hidrelétricas do MRE produzam o bastante para atender a sua energia firme global, geradores que não estiverem disponíveis devido a falhas técnicas de suas unidades terão a energia firme a que fazem jus reduzida na proporção de sua disponibilidade efetiva. Com isto, ha um incentivo para que os geradores hidrelétricos garantam que suas usinas estejam sempre disponíveis. A energia firme a que os geradores do MRE fazem jus seria ajustada para refletir desligamentos planejados.

O preço da realocação refletirá apenas os custos operacionais e “royalties” dos geradores. O preço fixado num determinado patamar para tornar os geradores indiferentes ao nível de produção de que são capazes, uma vez que têm garantia à receita associada à sua energia firme sob condições normais do sistema. O MRE é liquidado diariamente em comparação com os perfis de energia firme.

Se a geração efetiva total exceder da energia firme, metade do “superávit” será compartilhado por todos os geradores na proporção de sua energia firme e a outra metade alocada aos geradores responsáveis pelo “superávit” na proporção de sua geração além dos níveis firmes. Caso os geradores como um todo não gerarem o suficiente para atingir o nível da energia firme, deverão comprar a diferença de geradores termelétricos ao preço do MAE em vigor ou através de contratos, isto deverá ocorrer em decorrência da otimização quando for mais econômico despachar termelétricas flexíveis do que hidrelétricas; tais volumes poderão ser cobertos por contratos entre geradores.

Durante períodos de déficit, pode não haver geração total do sistema suficiente para atender aos níveis de geração firme das usinas, os geradores terão, portanto, exposição ao MAE e ao preço de racionamento. O MRE dará a todos os geradores a mesma exposição proporcional e, portanto, os riscos de cada gerador serão menores do que se cada gerador tivesse exposição vinculada à sua própria geração.

Os geradores termelétricos não participarão do MRE, mas usinas termelétricas flexíveis terão Contratos Iniciais com geradores hidrelétricos para permitir a estas últimas contratar mais energia firme. Em um prazo mais longo, o MRE pode ser desativado à medida em que aumentar a participação da geração termelétrica no sistema e diminuir o impacto das variações hidrológicas sobre o custo marginal dos sistemas.

4.2.13 Legislação Pertinente a Comercialização de Energia - Concessionária x Cliente

Além dos aspectos introduzidos pela lei 9.648/98 os demais elementos do novo modelo tem um respaldo legal em algumas outras leis anteriores, como a lei das concessões (9.074/95) e a lei de criação da Aneel, e ainda um conjunto de resoluções da Aneel que complementam esta legislação.

Título	Data	Assunto
Lei n.º 9.074	07 de Jul. de 1995	Estabeleceu critérios para concessões, permissões e autorizações e caracterizou os produtores independentes e opções de compra
Lei n.º 9.427	26 de Dez. de 1996	Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica
Portaria n.º 459	10 de Nov. De 1997	Condições de acessos ao sistema de distribuição
Resolução n.º 094	30 de Mar de 1998	Estabeleceu as condições relativas à participação dos Agentes de Geração e Distribuição.
Resolução n.º 248	07 de Ago de 1998	Estabeleceu as condições gerais da prestação dos serviços de transmissão e de contratação do acesso e uso dos sistemas de transmissão de energia elétrica, vinculadas a celebração dos contratos iniciais.
Resolução n.º 249	11 de Ago de 1998	Estabelece as condições de participação dos agentes no Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE e diretrizes para estabelecimento do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE.
Resolução n.º 261	13 de Ago de 1998	Estabelece os percentuais de redução da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC
Resolução n.º 264	13 de Agosto de 1998	Estabelece as condições para contratação de energia elétrica por consumidores livres.
Resolução n.º 265	13 de Ago de 1998	Estabelece as condições para o exercício da atividade de comercialização de energia elétrica.
Resolução n.º 266	13 de Ago de 1998	Estabelece limite ao repasse, para as tarifas de fornecimento, dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica
Resolução n.º 270	13 de Agosto de 1998	Estabelece condições e procedimentos para solicitação de reajuste de tarifas de energia elétrica
Resolução n.º 66	16 de Abr de 1999	Estabelece a composição da Rede Básica do sistema elétrico interligado brasileiro
Resolução n.º 67	16 de Abril de 1999	Estabelece as receitas permitidas vinculadas às instalações de transmissão de energia elétrica
Resolução n.º 141	09 de Junho de 1999	Altera os montantes de energia e demanda de potência, homologados anteriormente por Resolução da Aneel
Resolução n.º 142	09 de Junho de 1999	Estabelece as receitas permitidas às instalações de transmissão de energia elétrica, o valor da tarifa de uso da Rede Básica e os encargos de conexão
Resolução n.º 143	09 de Junho de 1999	Estabelece as tarifas de compra e venda de energia elétrica, a serem aplicadas aos contratos iniciais.

4.3 A Agência Nacional de Energia Elétrica

Instituída através da lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério da Minas e Energia, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica, assegurando o suprimento adequado de eletricidade, confiável e a preço razoável, a consumidores existentes e novos, através da regulamentação do setor e do incentivo à concorrência, sempre buscando incrementos de eficiência.

A ANEEL têm como principais atribuições:

- ⇒ regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal;
- ⇒ implementar as políticas e diretrizes do governo federal para a exploração da energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais hidráulicos, expedindo os atos regulamentares necessários ao cumprimento das normas estabelecidas pela Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;
- ⇒ promover as licitações destinadas à contratação de concessionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos;
- ⇒ definir o aproveitamento ótimo de que tratam os §§ 2º e 3º do art. 5º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;
- ⇒ expedir os atos de outorga das concessões, permissões, autorizações e suas prorrogações para exploração de serviços e instalações de energia elétrica e para o aproveitamento de potencial hidrelétrico, celebrar e gerir os respectivos contratos, bem como fiscalizar, diretamente ou mediante convênio com órgãos estaduais, os serviços e instalações concedidos, permitidos ou autorizados;
- ⇒ dirimir, no âmbito administrativo, as divergências entre concessionárias, permissionárias, autorizadas, produtores independentes e autoprodutores, bem como entre esses agentes e seus consumidores;
- ⇒ fixar os critérios para cálculo do preço de transporte de que trata o § 6º do art. 15 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e arbitrar seus valores nos casos de negociação frustrada entre os agentes envolvidos;
- ⇒ articular com o órgão regulador do setor de combustíveis fósseis e gás natural os critérios para fixação dos preços de transporte desses combustíveis, quando destinados à geração de energia elétrica, e para arbitramento de seus valores, nos casos de negociação frustrada entre os agentes envolvidos;
- ⇒ estabelecer, com vistas a propiciar concorrência efetiva entre os agentes e a impedir a concentração econômica nos serviços e atividades de energia elétrica, restrições, limites ou condições para empresas, grupos empresariais e acionistas, quanto à obtenção e transferência de concessões, permissões e autorizações, à concentração societária e à realização de negócios entre si;
- ⇒ zelar pelo cumprimento da legislação de defesa da concorrência, monitorando e acompanhando as práticas de mercado dos agentes do setor de energia elétrica;
- ⇒ fixar as multas administrativas a serem impostas aos concessionários, permissionários e autorizados de instalações e serviços de energia elétrica, observado o limite, por infração, de 2% (dois por cento) do faturamento, ou do

valor estimado da energia produzida nos casos de autoprodução e produção independente, correspondente aos últimos doze meses anteriores à lavratura do auto de infração ou estimados para um período de doze meses caso o infrator não esteja em operação ou esteja operando por um período inferior a doze meses;

4.3.1 Estruturação da ANEEL

A ANEEL é dirigida por um Diretor-Geral e quatro Diretores, em regime de colegiado, cujas funções são estabelecidas pela estrutura organizacional dessa autarquia. Sendo estes diretores, tanto o Diretor-Geral quanto os demais, nomeados pelo Presidente da República, com a aprovação pelo Senado, para cumprir mandatos não coincidentes de quatro anos. Será indicado qual dos diretores da autarquia terá a incumbência de, na qualidade de ouvidor, zelar pela qualidade do serviço público de energia elétrica, receber, apurar e solucionar as reclamações dos usuários.

Em questões polêmicas que afetem nos direitos dos agentes econômicos do setor elétrico ou dos consumidores, mediante iniciativa de projeto de lei ou, quando possível, por via administrativa, será precedido de audiência pública convocada pela ANEEL.

A administração da ANEEL é objeto de contrato de gestão, negociado e celebrado entre a Diretoria e o Poder Executivo, sendo uma cópia do instrumento ser encaminhada para registro no Tribunal de Contas da União, onde servirá de peça de referência em auditoria operacional. Este contrato de gestão será o instrumento de controle da atuação administrativa da autarquia e da avaliação do seu desempenho e elemento integrante da prestação de contas do Ministério de Minas e Energia e da ANEEL. Este contrato será avaliado periodicamente e, se necessário, revisado por ocasião da renovação parcial da diretoria da autarquia, sem prejuízo da solidariedade entre seus membros.

O ex-dirigente da ANEEL continuará vinculado à autarquia nos doze meses seguintes ao exercício do cargo, durante os quais estará impedido de prestar, direta ou indiretamente, independentemente da forma ou natureza do contrato, qualquer tipo de serviço às empresas sob sua regulamentação ou fiscalização, inclusive controladas, coligadas ou subsidiárias.

4.3.2 As Receitas da ANEEL

Constituem receitas da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, as seguintes fontes:

- ⇒ recursos oriundos da cobrança da taxa de fiscalização sobre serviços de energia elétrica, instituída por Lei;
- ⇒ recursos ordinários do Tesouro Nacional consignados no Orçamento Fiscal da União e em seus créditos adicionais, transferências e repasses que lhe forem conferidos;

- ⇒ produto da venda de publicações, material técnico, dados e informações, inclusive para fins de licitação pública, de emolumentos administrativos e de taxas de inscrição em concurso público;
- ⇒ rendimentos de operações financeiras que realizar;
- ⇒ recursos provenientes de convênios, acordos ou contratos celebrados com entidades, organismos ou empresas, públicos ou privados, nacionais ou internacionais;
- ⇒ doações, legados, subvenções e outros recursos que lhe forem destinados;
- ⇒ valores apurados na venda ou aluguel de bens móveis e imóveis de sua propriedade.

A ANEEL deve considerar estas receitas para no prazo máximo de três anos dispensar os recursos ordinários do Tesouro Nacional.

4.3.2.1 Taxa de Fiscalização

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica será cobrada anualmente, em função da modalidade e proporcional ao porte do serviço concedido, permitido ou autorizado, considerada também a produção independente de energia elétrica e a autoprodução de energia, equivalente a cinco décimos por cento do valor do benefício econômico anual auferido pelo concessionário, permissionário ou autorizado, sendo determinada pelas seguintes fórmulas:

$$I - TFg = P \times Gu$$

onde: TFg = taxa de fiscalização da concessão de geração

P = potência instalada para o serviço de geração

Gu = 0,5% do valor unitário do benefício anual decorrente da exploração do serviço de geração;

$$II - TFt = P \times Tu$$

onde: TFt = taxa de fiscalização da concessão de transmissão

P = potência instalada para o serviço de transmissão

Tu = 0,5% do valor unitário do benefício anual decorrente da exploração do serviço de transmissão;

$$III - TFd = [Ed / (FC \times 8,76)] \times Du$$

onde: TFD = taxa de fiscalização da concessão de distribuição

Ed = energia anual faturada com o serviço concedido de distribuição, em megawatt-hora

FC = fator de carga médio anual das instalações de distribuição, vinculadas ao serviço concedido

Du = 0,5% do valor unitário do benefício anual decorrente da exploração do serviço de distribuição.

A determinação do valor do benefício econômico a que se refere o parágrafo anterior, considerar-se-á a tarifa fixada no respectivo contrato de concessão ou no ato de outorga da concessão, permissão ou autorização, quando se tratar de serviço público, ou no contrato de venda de energia, quando se tratar de serviço público, ou no contrato de venda de energia, quando se tratar de produção independente. No caso de exploração para uso exclusivo, o benefício econômico será calculado com base na estipulação de um valor típico para a unidade de energia elétrica gerada. Esta taxa anual de fiscalização será devida pelos concessionários, permissionários e autorizados a partir de 1º de janeiro de 1997, devendo ser recolhida diretamente à ANEEL, em duodécimos.

4.4 Período de Transição

Com o intuito de garantir o bom funcionamento do sistema elétrico, , tanto do ponto de vista operacional como comercial, durante a mudança entre os modelos setoriais, foi determinado um período de transição contemplando os anos de 1998 a 2001, sendo traçadas as diretrizes operacionais do sistema e quantificado as necessidades de energia e demanda para cada uma das empresas integrantes do sistema elétrico brasileiro.

4.4.1 Plano de Operação 1998

Para esse ano os montantes de energia e demanda contratados obedeceram os critérios utilizados anteriormente, porém levando em consideração a participação da interligação Norte-Sul. A metodologia e os critérios adotados para 1998, visando ao cálculo das energias garantidas por usina, suprimentos entre empresas e a parte relativa a potência garantida, são apresentados a seguir:

4.4.1.1 Energia

A disponibilidade de oferta de energia ao sistema, a cada ano, é obtida com base em processo iterativo de otimização e simulação do Sistema Interligado, considerando a

entrada de novas usinas no sistema, utilizando séries sintéticas de energias afluentes e ajustando o risco de déficit do sistema a um valor pré-fixado de 5% ao ano, limitado por tolerância de 0,5%. Nessa simulação, o sistema é representado por subsistemas equivalentes interligados, levando em conta as capacidades de transmissão entre os subsistemas. O risco de déficit de energia, calculado para cada subsistema e para cada ano, é a relação entre o número de séries, com pelo menos um déficit mensal de energia no ano e o número total de séries simuladas, considerando o maior risco encontrado, entre os subsistemas, o Risco do Sistema.

As principais premissas adotadas no processo iterativos foram que a oferta de energia do Sistema Interligado, anualmente não decrescente ao longo do período da simulação, que cada par de subsistemas (Sudeste e Sul, Nordeste e Norte) mantém o mesmo nível percentual de carga atendida, no ciclo de planejamento anterior, a evolução dinâmica da configuração do sistema ao longo de um período de planejamento de dez anos contemplando aproveitamentos existentes e futuros, com concessão outorgada ou não, inclusive autoprodutores e produtores independentes, ambos integrados, e com recursos assegurados por contratos internacionais.

Para operação térmica considerou seu funcionamento segundo estratégias de operação calculadas utilizando modelo de programação dinâmica estocástica com simulação conjunta dos subsistemas.

Em relação a trocas de energia entre subsistemas, foi considerada a capacidade de transmissão entre os mesmos, sendo estes intercâmbios de energia tendo o objetivo de equalização de seus valores da água.

4.4.1.2 Cálculo Estatístico

Para o cálculo estatístico foram consideradas amostras de 2000 séries sintéticas de energia afluentes a cada subsistema, produzidas por modelo estocástica em base anual, desagregadas em valores mensais. O período estático inicial é de 10 anos, antecedendo o horizonte de estudo, isso se deve a necessidade de amortecimento da influência dos estados iniciais dos subsistemas na operação, no horizonte de estudo. Nesse período, repete-se a configuração do sistema no primeiro mês do horizonte do estudo e um período estático final de 5 anos, posterior ao horizonte de estudo, para assegurar a estabilidade das tabelas mensais de decisão calculadas pelo modelo de programação dinâmica estocástica. Nesse período, repete-se configuração do sistema do último mês do horizonte de estudo.

4.4.1.3 Rateio da Energia Garantida

Após o cálculo da energia anual garantida do sistema, para o horizonte de planejamento, através de processos de rateio obtemos as energias por subsistemas, tipos de fontes geradoras e finalmente por usinas.

Rateio entre Subsistemas: O critério de rateio baseava-se na ponderação da energia fornecida pelo custo marginal de operação. Nos intercâmbios dos Subsistemas Norte e Nordeste e dos Sistemas Norte e Sul, a energia fornecida a cada mês era ponderada pela média aritmética dos custos marginais de operação de cada um. Nos intercâmbios dos Subsistemas Sul e Sudeste, a energia fornecida era ponderada pelo custo marginal de operação do subsistema fornecedor. Os custos marginais de operação eram calculados para cada série, após a simulação, levando em conta as consequências futuras, em termos de custos de operação, da decisão térmica tomada para o mês em questão, função do estado de armazenamento e afluência associado à série. A energia garantida anual de cada subsistema era obtido subtraindo-se o intercâmbio esperado, ponderado, recebido e anual do requisito anual de energia considerado para o subsistema na simulação

Rateio entre Tipos de Fontes Geradoras : A energia garantida dos subsistemas era desagregada entre os tipos de fontes de geração considerados na simulação a subsistemas equivalentes interligados: parque hidráulico, classes térmicas e pequenas usinas. A energia garantida anual de cada tipo de fonte geradora era obtida rateando-se a energia garantida do subsistema, descontada de seus recursos pré-fixados, sendo os fatores de rateio dados pela relação entre o valor econômico ponderado anual de energia da fonte geradora e o correspondente valor do subsistema.

Rateio entre Usinas : O bloco de energia garantida anual associado a cada classe térmica de cada subsistema era desagregado entre suas usinas componentes em função de seus valores médios anuais de capacidade máxima e mínima de geração de energia. Para o primeiro ano do período de estudo este valor corresponde à potência efetiva de cada usina, descontada da redução de potência média anual por manutenções, multiplicada pelo seu fator de capacidade máximo. Para o restante do horizonte eram considerados os índices de Indisponibilidade Programada - IP.

4.4.1.4 Quantificação dos Requisitos

Para a quantificação adequada das necessidades de carga, o Comitê Técnico de Estudos de Mercado do GCPS -CTEM/GCPS e Grupo de Trabalho de Previsão de Carga do GCOI - GTPC/SCEN/GCOI, segmentaram o mercado conforma a seguir apresentado:

- a) Mercado Global: usado como subsidio à análise das Condições de atendimento;
- b) Mercado Cativo: parte do mercado global obrigatoriamente atendido pela concessionária local;
- c) Mercado Livre: a diferença entre o mercado global e o mercado cativo que poderá ser contratado com a concessionária local ou com outras empresas;

- d) Mercado de Contratação: informado como decisão empresarial de concessionária, não podendo ser inferior ao mercado cativo. No caso de uma empresa supridora não poder atender ao mercado previsto do contratação da suprida, por restrições elétricas no seu sistema da transmissão, esta deverá informar ao GCOI, sobre a disponibilidade para contratação limitada inferiormente aos valores previamente contratados, com a finalidade de elaboração do Plano de Operação.

A carga própria de energia de uma empresa era a soma do mercado de contratação de energia em sua área de concessão com perdas de transmissão, transformação e distribuição, descontadas aquelas resultantes do fluxo de energia de otimização e geração como síncrono de interesse do sistema - consumo próprio em usinas e subestações e suprimentos a áreas isoladas pertencentes a outras empresas do GCOI. Desse total, abate-se o consumo de energia da área da empresa que não pode ser atendida pela rede do Sistema Interligado, bem como o somatório dos recebimentos de empresas não pertencentes ao GCOI.

4.4.1.5 Determinação dos Suprimentos Contratados

Para a determinação dos suprimentos de energia entre as empresas era realizado um balanço de energia do sistema, em base anual, sendo identificadas as disponibilidades e requisitos para o primeiro ano do Plano de Operação. Os requisitos eram obtidos pela soma da carga própria prevista das empresas com os fornecimentos de energia já contratados para o período, com base no Plano Decenal de Geração do ciclo correspondente do GCPS e com as parcelas relativas ao rateio de eventuais sobras do sistema.

A disponibilidade das empresas era a soma da energia garantida de suas usinas hidráulicas e térmicas, os recebimentos de energia já contratada para o período, a parcela relativa à empresa no rateio de disponibilidade de energia de Itaipu e a parcela da empresa referente a eventual rateio de “*déficits*”. A comparação desses recursos com a carga própria de contratação de energia do sistema permite a identificação de sobras ou “*déficits*” no sistema.

Caso a oferta de energia do sistema seja igual à carga, significa que o balanço de energia anual do sistema fecha em zero, sem sobras ou “*déficits*” a serem rateados. Na eventualidade de ocorrência de déficit, este é rateado proporcionalmente à carga própria de contratação de cada empresa. Em caso de sobras, estas são rateadas entre todas as empresas, proporcionalmente às suas disponibilidades de geração, definidas como a soma das energias garantidos das usinas hidráulicas e térmicas mais a cota-parte da disponibilidade de Itaipu.

4.4.1.6 Demanda de Potência

4.4.1.6.1 Quantificação dos Recursos e Requisitos de Demanda pelas Empresas

As disponibilidades próprias mensais de demanda das empresas eram obtidas pelo somatório das disponibilidades de seus aproveitamentos hidrelétricos, termelétricos e de pequeno porte.

Os requisitos de potência incluem a carga própria de demanda da empresa, simultânea com a ponta máxima do sistema, já abatida de recebimentos contratados de autoprodutores, acrescida da reserva mínima operativa e dos suprimentos contratuais. A carga própria de demanda de uma empresa era a demanda horária máxima do consumo, no período das 17:00 às 22:00 horas de dias úteis, na área de concessões da empresa, contemplando os suprimentos a empresas não pertencentes ao GCOI, prefeituras, perdas de transformação, transmissão e consumo próprio nas usinas e subestações.

4.4.1.6.2 Determinação dos Suprimentos a Serem Contratados

O cálculo dos suprimentos de potência entre as empresas do GCOI baseava-se no confronto entre seus recursos e requisitos de potência. Os recursos incluem as disponibilidades próprias de potência e os recursos assegurados por contratos internacionais e por com produtores independentes, homologados pelo poder concedente.

Os valores de suprimento para empresas receptoras eram definidos segundo patamares mensais não decrescentes, considerando como patamar inicial o valor contratado para o mês de dezembro do ano anterior, no Plano de Operação em vigor, a partir de balanços sem reduções nos recursos próprios por conta das manutenções. Tais patamares mensais de demanda, podem ser reduzidos de modo a considerar a ocorrência da entrada em operação de novas unidades geradoras; redução por contratos de fornecimento a consumidores horo-sazonais; redução de contrato por implantação de medidas de conservação de energia ou situação de sazonalidade.

A partir da identificação dos valores dos patamares mensais, eram então elaborados novos balanços considerando as manutenções programadas. As reduções de potência de unidades geradoras, devidas a manutenções, são informadas pelas empresas e o valor é a maior coincidência dos montantes mensais das unidades hidráulicas e térmicas.

Mensalmente, caso tenha sido detectada sobra de potência no sistema, esta não era rateada. Caso tenha sido detectado déficit de potência no sistema, seu rateio deveria seguir o seguinte critério:

⇒ Todos os patamares eram reduzidos ao valor idêntico ao determinado para o mês

anterior;

- ⇒ O déficit de potência era rateado proporcionalmente carga própria de demanda de cada empresa;
- ⇒ A parcela de déficit em cada empresa não poderia superar, no entanto, a carga não atendida após considerar o recebimento dos patamares e da cota-parte da potência da UHE Itaipu, sendo o excesso re-rateado pelas demais empresas;

Determinados os suprimentos para as empresas receptoras, os suprimentos entre as empresas supridoras eram estabelecidos segundo os mesmos procedimentos descritos anteriormente, excluída a figura do patamar. O déficit de uma supridora regional era preferencialmente coberto por suprimento contratado com outra supridora regional e, em seguida, com supridora da outra região. Caso não fosse possível, utilizava-se as sobras existentes dentro da própria região, de forma proporcional às mesmas, se necessário utilizando sobras oriundas do recebimento de patamares superiores às necessidades mensais de empresas receptoras. Caso isto não seja suficiente para a cobertura do déficit, deve-se buscar sobras nas demais empresas da outra região, através da correspondente supridora regional.

Ao final do cálculo dos suprimentos de demanda, procedia-se a uma análise da sua viabilidade quanto observação dos limites de transmissão entre as empresas e a manutenção pelas empresas dos valores totais de reserva de potência, a primeira análise é obtida pela comparação dos valores mensais de suprimentos os respectivos limites de transmissão entre as empresas envolvidas. Na hipótese de ultrapassagem de algum limite de transmissão, o suprimento este limitado a este valor. A segunda análise é efetuada em cada empresa pela comparação entre a parcela da reserva de potência e a folga de potência existente na empresa, obtida da diferença entre a potência efetiva, descontada das manutenções, e a disponibilidade de potência da empresa.

4.4.2 Contratos Iniciais para 1999, 2000 e 2001,

Para os cálculo de Energia e Demanda de Potência para os Contratos Iniciais, celebrados entre as distribuidoras e as empresas geradoras, foram considerados as seguintes premissas e procedimentos:

4.4.2.1 Energia

4.3.2.1.1 Quantificação das Disponibilidades de Energia por Usina

A metodologia de cálculo da energia garantida por usina para o período 1999, 2000

e 2001 foi também, como no Plano 1998, calculada considerando o risco de 5% tolerância de 0,5% e com o mesmo processo de rateio, ou seja, primeiro a nível de subsistema, seguido pelos tipos de fontes geradoras e, finalmente, entre usinas.

Para esse período foram assumidas as seguintes premissas básicas:

- ⇒ Representação simultânea de 4 subsistemas interligados com otimização da operação hidrotérmica e limites reais de intercâmbios;
- ⇒ Configurações estáticas do último mês de cada ano do período 1999/2001, contemplando exclusivamente os aproveitamentos com concessão outorgada ou autorizados;
- ⇒ A proporcionalidade para ajuste das cargas críticas que definem as energias garantidas dos subsistemas deverá ser a mesma das energias garantidas de cada subsistema, indicadas para 1998, no Plano de Operação para 1998, agregando a cada ano as disponibilidades das novas usinas;
- ⇒ Determinação da oferta de energia garantida ao risco de 5% considerando inicialmente os Subsistemas Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte e Nordeste separadamente e, posteriormente, interligados ajuste (4 X 4), levando em consideração a proporcionalidade das cargas críticas ajustadas anteriormente.

Rateio entre Subsistemas : A metodologia para cálculo do rateio entre subsistemas permaneceu a mesma do Plano de Operação para 1998, a exceção da ponderação do intercâmbio em subsistemas realizado pelos custos marginais médios entre o sistema fornecedor e o receptor.

Rateio entre Tipos de Fontes Geradoras : A metodologia para rateio entre tipos de fontes de geração foi a mesma do Plano de Operação para 1998, isto é, baseada na proporcionalidade aos valores de geração de cada fonte, ponderados pelos respectivos custos marginais de operação dos subsistemas.

Rateio entre Usinas : A base metodológica e os critérios para cálculo da energia garantida por usina foram os mesmos do Plano de Operação para 1998, sendo considerada a valoração econômica da energia produzida por meio dos valores da água dos respectivos subsistemas. Para as usinas térmicas do Sistema interligado Sul /Sudeste / Centro-Oeste, os valores foram calculados, tendo como limite inferior os montantes de energia garantida estabelecidos no Plano de Operação para 1997, exceto os da Gerasul que tiveram seus valores calculados na média dos valores dos planos para 1997 e 1998.

4.4.2.1.2 Quantificação dos Requisitos

Foi considerado o mesmo mercado do Plano de Operação para 1998, com exceção da Cerj, Ceb, Cesp, Grupo Rede, Escelsa, Cemat, Eekfro, Furnas, CEEE, AES -Sul , RGE, Chesf e Eletronorte que alteraram seus valores dos anos de 1999, 2000 e 2001, da Cemar que alterou apenas os valores para o ano de 2001 e da Cemig para 2000 e 2001 e Gerasul.

4.4.2.1.3 Determinação dos Suprimentos a serem Contratados

Para determinação dos suprimentos de energia entro empresas, os critérios adotados foram os mesmos do Plano de Operação para 1998, com exceção do rateio de sobras que para a Região Sul/Sudeste/Centro-Oeste não foi considerado, sendo porém realizado para o Sistema Norte/Nordeste.

4.4.2.1.4 Demanda

Para a quantificação das disponibilidades de potência por usina fez-se uma simulação do parque hidráulico a usinas individualizadas para atendimento de urna carga de energia igual à oferta, sendo as potências mensais de referência das usinas hidráulicas, calculadas como as médias das potências a cada mês, considerando o período simulado e as séries históricas.

Para as usinas térmicas a potência de referência era calculada com valor anual igual às respectivas capacidades efetivas.

A potência garantida das usinas hidráulicas e térmicas calculadas, considerando as taxas de indisponibilidade forçada e os consumos internos das usinas.

Os critérios para a determinação do valores dos requisitos de demanda foram os mesmos do Plano de Operação para 1998.

Dessa forma os critérios para a determinação do valores dos suprimentos de demanda seguiram a mesma metodologia usada para o Plano de Operação para 1998.

FUNCIONAMENTO DO MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA - MAE

5.0 Introdução

Neste capítulo faz-se referência a operação do Mercado de Energia no Novo Modelo, através da descrição do papel dos agentes quanto a sua funcionalidade, o modelo de organização mercantil, as regras operacionais do MAE e as mudanças ocorridas no comportamento dos agentes, tanto na compra quanto na venda de energia.

Inicia-se o capítulo através da apresentação do novo papel dos agentes, a coordenação do sistema e o modelo mercantil no qual o mercado baseia seu funcionamento.

Na segunda parte entramos na operação do mercado, sendo apresentadas todas as etapas, desde as informações de partida necessárias ao processamento do modelo até a liquidação financeira, onde encerra-se os ciclos de apuração.

Finaliza-se o capítulo através de comentários sobre o posicionamento dos agentes do setor, em função das mudanças já ocorridas e também das expectativas das que estarão por vir.

5.1 O Novo Papel dos Agentes do Mercado

Em função das diretrizes do novo modelo, que prega a desverticalização das empresas, a segregação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização e o estímulo a concorrência buscando ganhos de eficiência, os agentes terão que se adequar a nova realidade.

A geração de energia que se caracteriza, no novo modelo, por ser aberta a competição passando a ter os seus preços sujeitos as condições do mercado, ou seja, sem a regulamentação econômica por parte do estado.

No caso da transmissão e distribuição de energia, que são monopólios naturais, com preço pela utilização do serviço regulado sendo os agentes detentores do direito de exploração obrigados a garantir livre acesso a esses ativos, de forma não discriminatória,

desde que sejam respeitados os padrões técnicos e pagos os encargos econômicos.

A comercialização de energia, como a geração, também é aberta a concorrência, possibilitando assim o surgimento de novos agentes que negociarão com os outros participantes do mercado.

Tais mudanças fizeram com que os consumidores se dividam em duas classes, os consumidores livres e cativos ou regulados, o primeiro tipo com a possibilidade de escolha do fornecedor de energia, porém com os preços sujeitos ao mercado, e o segundo tipo com o fornecimento de energia realizado exclusivamente pelo concessionário local de distribuição e com os preços regulados pelo poder concedente, sendo isonômicos para a mesma classe de consumidores.

5.2 A Coordenação do Sistema

Para o funcionamento do mercado, foram criados o Operador Nacional do Sistema - ONS e a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, com o intuito de coordenar o funcionamento do sistema elétrico brasileiro, em todos os seus aspectos.

O ONS é responsável por garantir o funcionamento do sistema eletro-energético em conformidade com padrões de qualidade e confiabilidade estabelecidos, definir procedimentos operacionais para de forma utilizar os recursos do sistema operando o mesmo ao mínimo custo, planejar, programar e despachar as usinas, contratar os serviços essenciais à operação do sistema e os serviços ancilares.

A ANEEL tem a atribuição de fixar preços e padrões de qualidade, estipulando a eficiência econômica do sistema, evitar abusos na estruturas de custos do sistema, através da criação, implantação e fiscalização de uma regulamentação técnica e econômica.

5.3 O Modelo Mercantil

Nos países onde estão sendo implantados mercados de energia, duas filosofias de nível de controle das atividades comerciais entre os agentes vem se destacando: o Modelo “Pool” e o Modelo Bilateral.

No Modelo “Pool” tem-se um controle centralizado da geração de energia, com o objetivo de garantir o mínimo custo de operação, os geradores são despachados na razão inversa de seus preços, sendo que o preço de fechamento do mercado é o do último gerador despachado. Nesse modelo é necessário um cuidado especial na sinalização de localização de novas usinas, uma vez que para os geradores é indiferente sua localização, outra característica é que o despacho por ordem de mérito realizado no mercado sob competição é muito similar ao mecanismo do despacho que opera nos mercados tradicionais de energia, exceto que, as curvas de custos são substituídas pelos preços de oferta.

No modelo bilateral assume-se que através de contratos bilaterais entre os participantes do mercado se formariam despachos que atenderiam o balanço entre a

geração e a carga, sem a necessidade da intervenção de uma entidade central como o operador do “*Pool*” ou o Mercado Atacadista de Energia. Geralmente, são criadas entidades conhecidas como Coordenadores de Despacho (CD’s), que são encarregadas de fechar o balanço entre geração e carga. Em caso de haver congestionamentos no sistema de transmissão, o problema é resolvido, modificando-se minimamente os contratos já fixados. Este processo é geralmente executado pelo operador do sistema.

No Brasil a estrutura comercial implantada, tem como principal característica a criação do Mercado de Atacado e Energia (MAE), onde os compradores e vendedores terão um ambiente negocial onde poderão negociar a aquisição de energia tanto através de contratos bilaterais como diretamente através do mercado spot, onde os preços refletirão o custo marginal da energia no sistema;

5.4 Partida do Mercado

Para o início do funcionamento do Mercado Atacadista de Energia são necessárias diversas séries de dados, uma vez que o modelo de formação de preço têm como meta a otimização do uso dos recursos disponíveis. As regras do MAE não especificam as origens dos dados. Estas juntamente com o pré-processamento necessário para colocá-los no formato no qual serão usados nas regras do MAE, serão especificadas nos Procedimentos de Mercado (PMs).

A operação do mercado começa com os participantes informando os chamados dados fixos, que dizem respeito as informações cadastrais das empresas participantes, usinas e plantas de geração existentes, detalhamentos técnicos, e outras informações que não sofram alterações constantes.

5.5 Operação do Sistema Propriamente Dita

Para a operação do mercado propriamente dita os participantes farão as chamadas declarações, no dia anterior ao despacho efetivo, sendo estas utilizadas para formar a base do preço indicativo do MAE ex-ante, porém somente a última declaração ou redeclaração de disponibilidades é usada para definir a programação de despacho sem restrições ex-post, podendo sofrer ajustes causados pelo não cumprimento das instruções de despacho do ONS.

Os geradores hidráulicos deverão declarar as disponibilidades técnicas das turbinas de cada unidade geradora para o período de programação seguinte, expressa em MW por hora para cada período de apuração, quaisquer inflexibilidades na operação de curto prazo de cada unidade geradora e os Custos de Royalties, para uso nos cálculos do MRE.

Os geradores térmicos apresentarão as declarações em relação as disponibilidades técnicas de cada unidade geradora para o período de programação seguinte, expressa em MW por hora para cada período de apuração, sujeita a quaisquer restrições às suas operações, os custos que formarão a base dos dados de entrada para a otimização do

sistema e estabelecimento do preço do MAE, os geradores térmicos deverão informar ainda quaisquer inflexibilidades na operação de curto prazo de cada unidade geradora. Inicialmente, os dados de disponibilidade e de preço dos geradores térmicos deverão ser submetidos semanalmente, isto é, para evitar a possibilidade de manipulação, dado que atualmente existem relativamente poucos geradores térmicos no sistema, o que potencialmente dá a cada um maior oportunidade de influir no preço do MAE.

A qualquer momento após a emissão da programação diária e antes do despacho efetivo, o gerador, o ofertante de redução de demanda, ou o operador de interconexão internacional, poderá submeter ao ONS, uma redeclaração de disponibilidade em substituição a qualquer outra declaração ou redeclaração anterior. Isto é para assegurar que os dados utilizados no despacho (e conseqüentemente no estabelecimento do preço do MAE e no cálculo dos pagamentos) reflitam a verdadeira disponibilidade de todas as unidades geradoras.

Uma redeclaração deverá especificar o período no qual a disponibilidade, restrição ou inflexibilidade redeclarada estará ativa, estas estarão limitadas a quantidades ou inflexibilidades não sendo permitidas redeclarações de dados de custo. Caso uma redeclaração que cause impacto substancial nas condições do sistema pode significar a necessidade de reotimização do despacho do sistema. Sendo a solução deste problema responsabilidade do ONS além do monitoramento e notificação à ANEEL se houver a suspeita de que um agente fez declarações incorretas para benefício próprio.

A partir das declarações, redeclarações e das estimativas de carga fornecidas por parte dos Distribuidores/Comercializadores serão definidas, por parte do ONS, as previsões de carga, as programações de carga e as instruções de despacho em tempo real. As regras do MAE incluem um sistema de penalidades para assegurar o cumprimento, pelos geradores, das instruções de despacho do Operador do Sistema, sendo responsabilidade da ASMAE manter um registro de todas as instruções de despacho emitidas pelo ONS aos geradores, operadores de interconexão internacional e ofertantes de redução de demanda, para que as penalidades possam ser aplicadas

5.6 Ofertantes de Redução de Demanda e Operadores de Interconexões Internacionais

A oferta de redução de demanda é o processo pelo qual um consumidor (ou um comercializador em seu nome) poderá oferecer a redução ou o corte de sua carga quando o preço do MAE estiver acima de um determinado valor, o ONS irá programar a redução de demanda quando esta opção for mais barata do que a programação de geração adicional. Alternativamente, quando não houver mais geração disponível, o ONS poderá programar a redução de carga em vez de um racionamento involuntário (desde que o preço do ofertante de redução de demanda seja menor do que o valor de racionamento). As ofertas de redução de demanda serão, portanto, feitas ao mesmo tempo da submissão dos dados de disponibilidade dos geradores.

Inicialmente, a participação na oferta de redução de demanda (ORD) estará limitada a grandes consumidores acima de 10MW, que possam tanto ser remotamente operados para reduzir sua carga, ou que possam confiavelmente tomar as providências necessárias (acordadas com o ONS) para reduzir a carga. Com o maior desenvolvimento do processo

de ORD, será possível estender este procedimento a pequenos consumidores, desde que estes disponham de equipamentos apropriados de medição. Em caso de não cumprimento da instrução de redução de carga, por parte do ORD, os pagamentos a ele feitos pelo período relevante serão cancelados a critério do COEX. Nenhuma penalidade adicional será paga pelo ofertante de redução de demanda, uma vez que devido à sua falha, o ORD estará exposto a um preço do MAE mais alto do que ele estava disposto a pagar por sua energia. As regras do MAE incluem disposições para tratar as interconexões internacionais. Elas contêm uma abordagem geral, na qual os fluxos através de uma interconexão internacional são considerados flexíveis, e também abordagens específicas para tratar os contratos existentes. No caso geral, o operador de interconexão (a parte responsável pelo despacho da interconexão) declara uma “curva de custo” no dia anterior ao despacho, que indica os custos associados com diferentes níveis de importações e exportações através da interconexão. Estes são submetidos na forma de pares casados de quantidades e custos, e se espera que se assemelhem à curva de custo do sistema adjacente.

5.7 Penalidades por Falsas Declarações e Redecarações

As penalidades por falsas declarações ou redeclarações de disponibilidade, são caracterizados quando um gerador produz menos do que o instruído ou quando se faz um teste em um gerador que não tiver sido chamado a operar por algum tempo, e se descobre que ele é incapaz de gerar ao nível por ele declarado ou redeclarado. No primeiro caso, é considerado a disponibilidade do gerador igual a sua geração realizada, sendo o encargo de capacidade pago a essa empresa reduzido e também são aplicadas as penalidades relativas à sua energia não produzida. Após o equipamento ser reparado, o gerador pode solicitar um teste de disponibilidade para confirmar a restauração de sua disponibilidade ao nível anterior à falha. O segundo caso será usado quando, por exemplo, uma planta térmica é chamada a operar somente em períodos secos. Seu objetivo é assegurar que a planta seja mantida em condições de gerar no nível declarado ou redeclarado, funcionando da seguinte forma:

- ONS terá o direito de testar a disponibilidade do gerador sem prévia notificação. O gerador será instruído a gerar no seu nível de disponibilidade;
- se o gerador falhar em atingir o nível instruído (ou não conseguir sequer gerar), não haverá nenhum ajuste imediato em sua disponibilidade. O gerador poderá consertar o defeito e redeclarar um nível de disponibilidade consistente com suas reais capacidades, contanto que o ONS concorde que o conserto tenha sido adequadamente realizado; e
- ONS pode então solicitar um segundo teste para assegurar que a unidade geradora é capaz de gerar no nível declarado. Se a unidade geradora falhar nesse segundo teste, sua disponibilidade será ajustada de acordo com sua geração real no segundo teste e uma penalidade retroativa será aplicada.

5.8 Penalidades pelo Não Cumprimento de Instruções de Despacho

Um conjunto de critérios fixos será adotado para penalizar os geradores que não cumprirem as instruções de despacho do ONS. Instruções de despacho em tempo real serão integradas para obter valores de instrução por período de apuração e comparadas com a geração real. Também serão estabelecidas bandas de erro em torno do valor informado para despacho se a geração real ficar dentro dessas bandas de erro, o gerador será considerado como tendo seguido as instruções do ONS e não lhe será aplicada nenhuma penalidade. Se a geração real estiver fora das bandas de erro, o gerador estará sujeito a penalidades por sobregeração e subgeração. Por sobregeração (i.e. quando o gerador excede os níveis instruídos em valores acima da banda de erro), o gerador não terá direito de receber qualquer receita no MAE pela geração adicional. Para subgeração (quando o gerador produz menos que seu nível instruído), o gerador irá pagar pelo custo da geração mais cara que foi chamada para cobrir sua subgeração, isto é, o preço do MAE ex-post menos seus custos de geração.

5.9 Registro de Contratos

A ASMAE é responsável pelo estabelecimento e manutenção de um registro de contratos, onde estarão os Contratos Iniciais e quaisquer contratos adicionais que os membros do MAE desejem registrar, nestes contratos se são detalhados os montantes de energia negociada entre as partes para cada período de apuração. A ASMAE também deve manter um registro contendo detalhes de outros tipos de contratos que geram exposição de preço entre submercados. Estas exposições são utilizadas como entrada para o mecanismo de alocação do excedente financeiro.

5.10 Operação do Sistema Brasileiro

No sistema elétrico brasileiro, apesar da predominância da geração hidráulica, é relevante para otimização do sistema a geração térmica a base da queima de combustíveis, sendo objetivo do planejamento determinar estratégias de geração, com o intuito de minimizar o custo de operação. Sendo o valor do custo para o sistema os gastos com os combustíveis das usinas termelétricas e, em caso de insuficiência de geração, o custo do déficit, ou seja, o não atendimento à demanda.

Para o planejamento da operação energética de um sistema hidrotérmico existe uma relação entre a decisão tomada em um estágio e sua consequência futura, pois a decisão de gerar toda a energia através de usinas hidrelétricas, pode acarretar no futuro, em caso da ocorrência de baixo regime de chuvas, a utilização de geração térmica para o atendimento da demanda e ainda com risco de não atendimento (déficit), porém se a decisão foi manter o nível dos reservatórios elevados, usando geração térmica preventiva, e ocorrerem altos

índices pluviométricos, haverá vertimento de energia no sistema.

Tais características demonstram que em um sistema composto por usinas hidrelétricas e termelétricas existe a possibilidade de utilização da energia hidrelétrica, armazenada nos reservatórios, para atender à demanda, evitando desta maneira gastos de combustível com as unidades térmicas. Entretanto, a disponibilidade desta energia está limitada pela capacidade de armazenamento nos reservatórios, introduzindo uma dependência entre a decisão operativa de hoje e os custos operativos no futuro.

Matematicamente tais características são representadas através de Funções de Custo Imediato (FCI) e Custo Futuro (FCF), a primeira mede os custos de geração térmica no estágio, aumentando o seu valor à medida que diminui a utilização de recursos hidráulicos, isto é, à medida que aumenta o volume armazenado final. A segunda esta associada ao custo esperado de geração térmica e racionamento do final do estágio t (início de $t + 1$) até o final do período de estudo, diminuindo à medida que aumenta o volume armazenado final, pois haverá mais energia hidráulica disponível no futuro. Desta forma, a otimização da água armazenada corresponde ao ponto que minimiza a soma dos custos imediato e futuro, ou seja, o ponto onde as derivadas da FCI e da FCF, valores da água, com relação ao armazenamento, se igualam.

A base hidráulica insere no mercado brasileiro uma acentuada volatilidade dos preços, o que torna impraticável a cada um dos geradores ser responsável pela fixação de preços, como solução foi adotado um modelo de despacho baseado nos custos variáveis dos combustíveis, sendo a água considerada um recurso de propriedade do sistema, o que permite um melhor aproveitamento dos recursos hídricos, reduzindo a volatilidade dos preços na medida em que é permitido aos agentes a fixação de contratos bilaterais de mais longo prazo.

5.11 Estabelecimento do Preço do MAE

Para estabelecer o preço do MAE, a ASMAE executará um conjunto de modelos de otimização, que inclui os modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM. Os principais dados de entrada para o processo de estabelecimento do preço do MAE é o resultado da execução do modelo DESSEM, que fornece a geração programada para cada unidade geradora em cada período de apuração e seus custos associados, que podem ser tanto um valor da água como um custo de planta térmica. Esses dados são os mesmos utilizados pelo ONS para a programação e o despacho, para garantir que ambos os processos sejam conduzidos de forma consistente. Este preço é determinado no dia seguinte à operação em tempo real, despacho ex-post, devendo refletir o custo marginal de sistema para cada período de apuração, trinta minutos, com base na geração efetivamente disponível nas cargas medidas. Tendendo, para períodos onde tem-se escassez de energia hidráulica, esse preço ser alto, da mesma forma que se o sistema apresenta excedente de energia hidráulica o preço tende a ser baixo. Para os cálculos também são considerados as ofertas de redução de demanda e os fluxos e custos das interconexões internacionais.

O preço resultante destes cálculos será utilizado pelo MAE para liquidar todos os volumes de energia não negociados através de contratos bilaterais, servindo também de

referência para a formalização de contratos bilaterais de longo prazo.

Sob condições normais de operação, dentro de cada submercado, o preço do MAE é determinado pela última fonte flexível de energia a ser despachada, a de maior custo, incluída na programação sem restrição ex-post, podendo ser uma usina hidrelétrica, térmica, uma oferta de redução de demanda, energia de um submercado adjacente ou fluxos de interconexões internacionais passíveis de serem programadas para atender alterações na demanda do sistema. As usinas inflexíveis não estarão habilitadas a estabelecer o preço do MAE, ressalvado o caso de uma declaração de um nível mínimo de operação e estiver gerando acima deste nível, podendo assim ser considerada uma geração flexível e estando habilitada a estabelecer o preço do MAE.

No caso dos estudos do ONS apontarem para a necessidade de racionamento, o preço do MAE será estabelecido a partir de uma equação de racionamento definida, sendo o valor resultante de uma derivada de uma função que varia com a percentagem da carga total do sistema afetada pela redução involuntária, porém devemos ressaltar que a definição de prioridade de cargas cortadas, em caso de racionamento, não será baseada em questões comerciais, e terá que ser aprovada pela ANEEL.

O processo de estabelecimento do preço do MAE também levará em conta os fluxos de energia entre submercados, onde houver fluxos sem restrição entre dois submercados, o diferencial de preço entre eles refletirá as perdas na transmissão associadas aos fluxos entre seus respectivos centros de gravidade e onde houver um fluxo com restrição entre submercados, o diferencial entre eles refletirá o custo da restrição de transmissão. Além do valor da energia os encargos de capacidade também é adicionado ao preço do MAE.

Em função de todas essas mudanças os agentes de comercialização e geração, terão que se aprofundar nas regras do mercado de energia permitindo aos mesmos avaliarem as tendências de preços com os respectivos riscos associados, com o intuito de encontrar um ponto ótimo entre a compra e venda de energia via contratos de longo prazo e mercado spot.

5.12 Fatores de Perda

As regras do MAE estão baseadas no princípio de que todos os pagamentos e cálculos de preço são efetuados no centro de gravidade elétrica de cada submercado. Para que isto seja possível, fatores de perda devem ser determinados para que os valores medidos possam ser expressos no centro de gravidade correspondente. A ASMAE será responsável pela determinação destes fatores.

5.13 Agregação de Dados

O objetivo geral da agregação de dados é processar as leituras brutas dos medidores, coletadas pelos agentes e enviadas à ASMAE, para que possam ser utilizadas nas regras do MAE. Os dados medidos ajustados são usados nos processos de

contabilização, Precificação, Penalidades e no cálculo dos Encargos de Serviços de Sistema.

Para cada período de apuração, cada leitura de medição de geração será ajustada ao valor que teria sido medido no Centro de Gravidade do submercado através da aplicação de um fator de perda de geração ex-post para aquele ponto de medição. Cada leitura de medição de consumo será também ajustada para o Centro de Gravidade do subsistema através da aplicação do fator de perda de consumo ex-post correspondente àquele ponto de medição. Os fatores de perda serão determinados pela ASMAE, utilizando um modelo de redes. Geração e Demanda embutidas que estiverem comercializando no MAE terão também fatores de perda aplicados a seus dados medidos. Neste caso, estes fatores incluirão uma estimativa das perdas de menor nível de tensão entre seu ponto de conexão e um ponto de medição previamente determinado, localizado na fronteira da Rede Básica. Após o ajuste dos valores medidos em cada ponto ao Centro de Gravidade do submercado, são determinados o consumo líquido e a geração líquida para cada ponto de medição. No caso de um gerador, demandas “embutidas” são adicionadas ao seu próprio valor medido, e gerações “embutidas” são deduzidas, para que o nível real de geração ao Centro de gravidade possa ser determinado. Um processo análogo de obtenção de valor líquido é realizado para os medidores de consumo, adicionando as gerações embutidas e deduzindo as demandas embutidas. Após cada valor de medição ser expresso ao Centro de Gravidade de cada submercado, a geração total pode não ser igual ao consumo total devido a perdas que não tenham sido consideradas ou a pequenos erros de medidores. Conseqüentemente, é necessário calcular um fator de ajuste de perdas que é aplicado em toda a carga, visando incluir estas imperfeições e garantir o balanço de energia dentro do submercado.

Os totais de geração e consumo de cada agente no submercado são então calculados, para serem usados no processo de contabilização.

5.14 - Serviços Ancilares

São os custos do sistema que possibilitam o seu funcionamento sendo tratados como encargos para os agentes abrangendo a recuperação dos custos referentes a reserva de potência, a compensação de potência reativa e a capacidade de restabelecimento do sistema.

5.14.1 Custos de Restrições de Transmissão dentro dos Submercados

Em função das limitações dos sistemas de transmissão para escoamento dos fluxos de potência entre os submercados, surgem os custos de restrições, uma vez que algumas usinas são a gerar mais do que o programado e outras terão que gerar menos do que a ordem de inicial de despacho. O custo total das restrições de transmissão dentro de um submercado será dado pela soma dos pagamentos aos geradores que tiverem sobre e

subgeração, sendo este valor rateado entre toda a demanda naquele submercado para determinar a contribuição de cada um dos agentes.

5.14.2 Encargo de Serviços de Testes de Disponibilidade

Com o intuito de garantir a disponibilidade declarada pelos geradores serão realizados os testes de disponibilidade nas usinas, sendo estes custeados pelos encargos do sistema, desde que se confirmada a disponibilidade anteriormente declarados.

5.15 O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

O MRE, conforme já descrito anteriormente, é um mecanismo de seguro que distribui os riscos financeiros entre os geradores. Seu objetivo é assegurar que todos os geradores dentro do MRE recebam seus níveis de energia assegurada, independente dos níveis reais de produção de energia, desde que a geração do MRE como um todo tenha produzido energia suficiente. Em termos simples, o MRE realoca energia daqueles que produziram acima de sua energia assegurada para aqueles que produziram abaixo.

Este mecanismo de seguro é de importância vital no Brasil, em função do despacho centralizado do sistema e às significativas diferenças hidrológicas entre submercados, o risco de otimização ao qual um gerador estaria exposto, se seus pagamentos (e exposição de contrato) fossem dependentes de seu nível real de geração, seria ingerenciável. Este risco é ampliado nos Contratos Iniciais, que são baseados em volumes fixos vinculados à energia assegurada de cada gerador. Sem alguma forma de mitigar este risco, os geradores seriam frequentes compradores líquidos no MAE. Para gerenciar este risco, o MRE abrange todas as plantas hidrelétricas centralmente despachadas, plantas térmicas existentes (até a extinção da CCC e dos Contratos Iniciais) e distribuidores/comercializadores com energia comprada de Itaipu, esta energia será tratada da mesma forma que outra geração hidráulica, embora a usina de Itaipu propriamente dita não esteja incluída como participante no MRE. É importante notar que toda a energia produzida pelos geradores dentro do MRE, seja ela programada, despachada por razões de otimização do sistema, ou para atender uma restrição de transmissão, será tratada da mesma forma no processo de realocação.

Contudo, há uma complexidade na aplicação deste processo. O MRE realoca energia entre geradores nacionalmente, para garantir que cada um receba um nível mínimo de energia assegurada. Para fazer isto, a energia deve ser realocada entre submercados que têm preços diferentes. Isto expõe os geradores a riscos financeiros pois eles podem ter energia realocada de um submercado diferente a um preço diferente. A exposição financeira é mitigada pela alocação do excedente financeiro da comercialização (surplus) para reduzir as exposições negativas no sistema.

5.16 Os Princípios que Baseiam a Operação do MRE

São um conjunto de princípios que tem a função de guiar a operação do MRE, abrangendo os níveis de energia assegurada, a realocação de energia assegurada, a realocação de energia secundária e o processo de compensação pelos custos de geração.

a) Níveis de Energia Assegurada: um nível anual de energia assegurada é calculado pelo ONS para cada gerador e aprovado pela ANEEL, sendo sujeito a revisões a cada 5-10 anos. Este nível anual é sazonalizado em base mensal e modulado para cada período de apuração. Os detalhes deste mecanismo de modulação ainda estão em discussão pelos agentes. As energias asseguradas já consideram as saídas programadas e de emergência, e por isso elas não são reduzidas quando uma unidade geradora não cumpre uma instrução do ONS ou falha em um teste de disponibilidade. Uma abordagem retroativa é utilizada para levar este nível esperado de disponibilidade em conta. A disponibilidade de uma planta é avaliada com base numa média histórica, por exemplo um período de 12 meses. Se a disponibilidade real da planta estiver abaixo de sua energia assegurada, isto lhe dará o direito à redução da energia assegurada no ano seguinte.

b) A Realocação de Energia Assegurada: o princípio do MRE é de que cada gerador receba seu nível de energia assegurada, desde que os geradores no MRE, como um todo, gerem pelo menos seus níveis agregados de energia assegurada. Se a geração agregada for menor que a energia assegurada agregada, os níveis de energia assegurada são reduzidos na proporção da geração total do MRE dividida pelo nível total de energia assegurada. O valor resultante para cada usina é chamado Energia Assegurada Ajustada. A realocação de energia para satisfazer os níveis de energia assegurada (ou assegurada ajustada) é realizada da seguinte forma:

- ⇒ os geradores que produziram acima de seus níveis de energia assegurada têm seu excedente de energia retirado;
- ⇒ este excedente de energia é alocado àqueles geradores que produziram menos que seus níveis de energia assegurada;
- ⇒ a alocação daqueles com excedente para aqueles com déficit é feita primeiro, tanto quanto possível, entre geradores dentro de cada submercado. Todo o excedente remanescente é alocado entre submercados;
- ⇒ a energia de outros submercados é transferida ao preço do MAE do submercado no qual a energia foi gerada, para garantir o balanço das contas do MAE. Esta energia é realocada, na proporção das energias disponíveis nos outros submercados.

c) A Realocação de Energia Secundária: a energia secundária irá existir quando os geradores no MRE produzirem mais do que seu nível agregado de energia assegurada. O princípio da alocação de energia secundária é de que os geradores devem receber uma parte dos benefícios se eles produzirem acima do seu nível de energia assegurada. Assim sendo:

- ⇒ 50 % da energia secundária é alocada a todos os geradores, na proporção de suas energias asseguradas;

⇒ 50% da energia secundária é alocada somente àqueles geradores que tiverem gerado acima de seus níveis de energia assegurada (ou seja, tiverem “excesso” de geração). Esta parte é alocada na proporção do excesso de cada gerador em relação ao excesso total no MRE.

A alocação da energia secundária será realizada mensalmente, assim que o volume real for conhecido. Esta alocação de energia secundária segue basicamente os mesmos princípios da alocação de energia assegurada. A alocação de energia secundária é sempre ao preço do submercado onde a energia foi gerada. A energia é alocada primeiro no submercado onde ela foi gerada e depois, proporcionalmente de todos os submercados que tiverem energia remanescente depois que a energia secundária tiver sido realocada internamente.

d) O Processo de Compensação pelos Custos de Geração: o MRE compensa os geradores que fornecem energia ao sistema acima de seu nível de energia assegurada. Isto é feito através do pagamento de seus custos variáveis de operação (exceto combustível) e dos “royalties” pelo uso da água. Estes custos serão então totalizados de todos os geradores que doarem energia ao MRE, e o valor médio por MWh será pago por todos aqueles que receberem energia do MRE.

5.17 Excedente Financeiro (SURPLUS)

Em função das grandes restrições de energia elétrica entre submercados, surge um excedente financeiro, chamado surplus, resultante da diferença entre os preços da comercialização de energia, sendo o valor do excedente igual ao produto entre a diferença de preço entre os submercados multiplicado pelo fluxo de energia entre estes. O surplus também reflete o risco dos geradores no MRE poderem ter energia realocada a eles em outro submercado a um preço menor que no seu próprio submercado. Os membros do MAE podem também ter contratos preexistentes que ultrapassam as fronteiras dos submercados, criando um risco de exposição. A alocação do surplus é o meio pelo qual esta exposição pode ser gerenciada.

A aplicação do surplus na redução das exposições de preço entre submercados pode aliviar estas exposições, uma vez que os geradores no MRE recebem uma parte de seu valor proporcional a sua energia assegurada.

5.18 Liquidação Financeira

A contabilização de energia é definida como o processo de coleta e reconciliação de dados de medição, e seu ajuste para perdas de transmissão para garantir que a geração real total seja igual à demanda real total. A liquidação financeira é o processo de determinação dos pagamentos associados a estes valores. O processo de liquidação calcula as alocações do MRE e do Surplus, levando em conta os contratos centralmente registrados, para determinar os pagamentos líquidos dos agentes ao MAE.

Os processos de contabilização de energia e liquidação financeira são executados para cada período de apuração. No entanto, os cálculos são realizados mensalmente, uma vez que este é o período de tempo sobre o qual a energia secundária pode ser determinada e o MRE pode ser executado sem necessidade de subsequente reconciliação. A duração de

um período de apuração é de meia hora.

As regras são concebidas para assegurar que, em cada período de apuração de cada mês a geração e demanda totais do sistema sejam iguais e que a geração e demanda contratadas totais também sejam iguais.

5.19 Mudanças do Comportamento dos Agentes

Em face as novas possibilidades de comercialização de energia, tanto no “varejo” quanto no “atacado”, os agentes do setor iniciaram movimentos com o intuito de se posicionarem, adequando-se a nova realidade, visando principalmente a garantia/expansão dos seus mercados e manutenção/incremento da margens de lucro e receitas.

5.19.1 O Suprimento de Energia

Atualmente a maioria da energia consumida pelos clientes das empresas de distribuição são cobertos pelos Contratos Iniciais, ou seja, ao preço da energia “velha”, base hidrelétrica amortizada em função do tempo de operação, sendo estes bem menores do que a expectativa dos novos empreendimentos de geração. Desta forma, as empresas até o ano de 2002 só irão ao MAE em caso da necessidade de ajustes de sua carga, podendo ser seu comportamento netas ocasiões de comprador ou vendedor, uma vez que os preços neste mercado serão voláteis e altamente influenciados pela disponibilidade de energia (água). Até junho de 2001, o projeto do MAE está sendo definido EX_ANTE, ou seja, as empresas antes de iniciar o mês já sabem qual o custo do MWh para todos os patamares de cargas, leve, médio e pesado. Desta forma se o mercado não apresenta distorções, as empresas dificilmente fariam contratos bilaterais para acerto de energia com valores diferentes ao projeto MAE.

Atualmente o mercado apresenta distorções na sua forma de operação, que fazem com ocorrem a negociação de contratos bilaterais a preço menores do MAE, as principais distorções são:

- problema sobre o déficit da usina nuclear de Angra, que acumulou uma diferença de vários milhões no fechamento de mercado;
- A demora para a compensação financeira dos agentes;
- E a necessidade de algumas empresas em reforçar o seu caixa.

Em função do exposto acima, pode-se dizer que o Mercado Atacadista de Energia, ainda não “decolou”, ou seja, ainda se encontra distante de sua plena operação, como uma verdadeira bolsa de energia, com grande número de personagem comprando, especulando, e vendendo energia, e possibilitando a criação de um mercado futuro de energia.

5.19.2 - Mudanças nas Concessionárias

Dentre os agentes do setor as concessionárias de distribuição de energia serão possivelmente os agentes que sofreram maiores impactos, nestes agentes nota-se uma grande movimentação na busca de criação de áreas especializadas na comercialização de energia, como também a busca de fidelização dos clientes, principalmente os grandes clientes, uma vez que muitos destes potencialmente livres.

5.19.3 – Mudanças para os Consumidores

Para os consumidores, principalmente aqueles potencialmente livres, essas mudanças criaram a possibilidade de uma maior flexibilização e adequação do fornecimento de energia a suas necessidades, uma vez que é crescente o interesse das concessionárias em fidelizar os clientes, através de atitudes comerciais e contratos de adesão e fornecimento, garantindo assim o mercado por um período mais longo, como também a criação e o fortalecimento de órgãos responsáveis pela fiscalização, como a ANEEL e as agências públicas estaduais.

Cabe-se ressaltar, como apresentado no próximo capítulo, que os preços da energia atualmente praticados no MAE, principalmente em função da situação pluviométrica desfavorável, não viabilizam uma movimentação dos clientes em direção a outras concessionárias, ou seja, a troca de fornecedor de energia atualmente, dificilmente significará uma redução no custo da energia para o cliente ou um ganho para o comercializador que atenderá a esse cliente.

COMPRA DE ENERGIA E VENDA AO CONSUMIDOR FINAL

6.0 Introdução

Este capítulo enfoca a questão específica da comercialização de energia elétrica pelas concessionárias de distribuição, procurando analisar as possibilidades efetivas de competição no segmento dos consumidores livres, nas condições atuais de transição institucional, particularmente influenciada pela vigência dos chamados contratos iniciais e pelo contexto regulador definido pela ANEEL. Exemplifica-se pela compra e venda de energia pela Light S/A, por ser uma das maiores empresas de distribuição de energia e atender a área da cidade do Rio de Janeiro, e também pela análise do acordo fechado entre a empresa Carbocloro, indústria química localizada na área de concessão da Bandeirantes, distribuidora de São Paulo, e a Companhia Paranaense de Energia Elétrica (Copel), por ser o primeiro contrato de compra de energia firmado por um consumidor livre no País.

Na primeira parte do capítulo estuda-se a compra de energia por parte da Light S/A, baseada nos montantes e valores apresentados para a compra de energia durante a vigência dos contratos iniciais, e considera-se para a análise da venda 60 (sessenta) tipos de consumidores com diferentes modulações e fatores de carga, enfocando os três subgrupos tarifários onde, em função da legislação atual e de características técnicas de fornecimento de energia possam existir clientes potencialmente livres, ou seja, os subgrupos A1, A2, A3a e A4. Essas simulações em função das diferentes classes de tensão, formas de utilização e custos resultantes de energia e encargos nos possibilitam identificar, a luz da legislação atual, quais seriam os clientes com maiores oportunidades para migrar ou não de uma posição de clientes regulados para clientes livres e quais seriam as margens para os comercializadores de energia.

Na parte final do capítulo analisa-se o acordo firmado entre a Copel e a Carbocloro, vislumbrando os ganhos e perdas pertinentes a Copel e a Bandeirantes em função dessa negociação, identificando ainda a oportunidade de ganho por parte do cliente, através da comparação entre o preço de compra da energia por parte da concessionária e o preço de venda para esse cliente, como também ganhos e perdas em função do pagamento de encargos de distribuição, sendo todos os cálculos, referentes a hipótese de liberdade dos clientes, baseados na Resolução N° 286 da ANEEL, de 1° de outubro de 1999 e os montantes de excedentes de energia da Bandeirantes, valorados através da TMO (Tarifa Marginal de Operação) para venda no mercado de curto prazo.

6.1 Compra de Energia pelas Concessionárias

Como apresentado anteriormente, a compra de energia por parte das concessionárias de distribuição é realizada a partir de contratos celebrados entre as distribuidoras e supridoras, sendo estes instrumentos regulamentados por uma série de resoluções homologadas pela ANEEL.

6.1.1 Principais Resoluções

- a) Resolução nº 141, de 09 de Junho de 1999: Altera os montantes de energia e demanda de potência, apresentando os montantes considerados nos contratos iniciais;
- b) Resolução nº 142, de 09 de Junho de 1999: Estabelece as receitas permitidas vinculadas às instalações de transmissão de energia elétrica, o valor de uso da Rede Básica e os encargos de conexão;
- c) Resolução nº 143, de 09 de Junho de 1999: Estabelece as tarifas de compra e venda de energia elétrica, aplicadas aos contratos iniciais, entre os concessionários de energia elétrica das regiões Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste.;
- d) Resolução nº 222, de 30 de Junho de 1999: Estabelece os critérios para contabilização e faturamento de energia de curto prazo para os concessionários e autorizados pertencentes ao sistema elétrico brasileiro;
- e) Resolução nº 282, de 01 de Outubro de 1999: Estabelece as tarifas de uso das instalações de transmissão de energia elétrica, componentes da Rede Básica do Sistema Elétrico Interligado.
- f) Resolução nº 286, de 01 de Outubro de 1999: Estabelece os valores das tarifas de uso das instalações dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

6.2 Fornecimento de Energia

O fornecimento de energia aos consumidores potencialmente livres, ou seja, aqueles que tem opção de escolha para a compra da energia elétrica, se dá, na maioria dos casos, através da formalização de contratos de fornecimento de energia na modalidade tarifária horo-sazonal Azul, uma vez que estes consumidores possuem demandas de potência superiores a 3.000 kW, podendo ou não estarem conectados em tensões iguais ou superiores a 69 kV.

Nesta modalidade tarifária, como já apresentado no Capítulo 3, os clientes, compulsoriamente, devem definir as demandas de potências máximas que serão utilizadas

pela planta industrial, demandas estas que serão medidas em intervalos de 15 (quinze) minutos, sendo para o faturamento da demanda mensal para cada segmento horo-sazonal o maior dentre os valores a seguir definidos:

- a) a maior potência demandada, verificada por medição, integralizada no intervalo de 15 (quinze) minutos, durante o período de faturamento;
- b) a demanda contratada para cada segmento horo-sazonal.

Cabe ressaltar ainda que, de acordo com a legislação do setor elétrico, a demanda contratada para o horário de ponta não pode ser maior que a para o horário fora de ponta e as demandas contratadas para o período seco não podem superar as contratadas para o período úmido, nos respectivos horários de ponta e fora de ponta.

Para o consumidor de energia, em função da energia e demanda para o horário de ponta terem preços maiores que o horário fora de ponta, para a unidade consumidora é interessante reduzir o valor da fatura de energia, e por conseguinte a relação R\$/MWh pago mensalmente, esta deve modular a sua carga, ou seja, diminuir o seu consumo no horário de ponta, em relação a utilização de energia no horário fora de ponta, desde que tal medida não implique em uma perda de produtividade nas ações realizadas no consumidor.

Para as empresas distribuidoras de energia, a modulação por parte do clientes acarretará duas situações economicamente conflitantes, a primeira é a redução nos valores faturados mensalmente, ou seja, redução de faturamento, a outra é a postergação de investimentos por parte dos concessionários para atendimento a carga na ponta do ramal, linha de transmissão ou alimentador de distribuição, no qual o cliente está conectado.

6.3 Fator de Carga

É definido como sendo a relação entre a demanda média e a máxima, durante um determinado período, podendo ser também calculado como sendo a razão entre a energia consumida em um espaço de tempo pelo produto do número de horas do intervalo de tempo e a demanda máxima registrada no mesmo intervalo.

$$FC = \frac{D_{\text{média}}}{D_{\text{máxima}}} \quad \text{ou} \quad FC = \frac{\text{Energia}}{n^{\circ} \text{ horas} \times D_{\text{máxima}}}$$

Um fator de carga baixo significa uma má utilização do sistema da instalação do cliente, uma vez que a mesma deverá ser dimensionado para um valor mais alto de demanda, que será utilizada por um período curto de tempo. A seguir apresentamos uma relação com fatores de carga típicos em função do ramo de atividade:

6.4 A Modulação da Carga

Para a presente análise define-se como modulação de carga, o valor percentual, em relação a demanda fora de ponta, da diferença entre a demanda contratada para o horário fora de ponta e a demanda contratada para o horário de ponta, como a seguir apresentado:

$$\text{Modulação (\%)} = \frac{(\text{DFP} - \text{DHP})}{(\text{DFP})} \times 100$$

Sendo:

DFP: Demanda Fora da Ponta

DHP: Demanda Hora da Ponta

6.5 Considerações sobre os Cálculos

Para melhor compreensão optou-se por traçar 60 perfis de clientes, segmentados por subgrupos tarifários, pelos seus fatores de carga e também pela sua forma de modulação para utilização das demandas.

Dessa forma são apresentados 15 clientes no Subgrupo A1, com demanda contratada para o período fora de ponta de 100 MW, 15 clientes no Subgrupo A2, com demanda contratada para o período fora de ponta de 20 MW, 15 clientes no Subgrupo A3a, com demanda contratada para o período fora de ponta de 8 MW e 15 clientes no Subgrupo A4, com demanda contratada para o período fora de ponta de 3 MW, sendo a modalidade tarifária escolhida a tarifa Azul.

Cabe ressaltar que três premissas foram consideradas para os cálculos a seguir apresentados: a primeira é que não existe ociosidade contratual por parte dos clientes e os contratos de demanda se ajustam no logo prazo; a segunda é que não existem ultrapassagem de demanda, pelo mesmo motivo anteriormente apresentado, e a terceira é que os consumidores livres em sua maioria formalizam os seus contratos na tarifa horazonal Azul, compulsoriamente, se atendidos em tensão igual ou maior que 69 kV, ou por possuírem um controle estreito dos processos fazendo com que esta tarifa seja economicamente mais adequada.

6.5.1 Metodologia da Cálculo

A metodologia utilizada se baseia na comparação de preços monômios da energia (R\$/MWh) entre os perfis de consumidores selecionados, sendo estes preços conseguidos através do cálculo em reais da fatura de energia, sendo estes valores divididos pelo montante de energia consumido.

A seguir apresentamos as variáveis e a forma de cálculo utilizada para montagem das faturas de energia:

a) Variáveis

DHP: Demanda de Potência Hora de Ponta (kW)

DFP: Demanda de Potência Fora de Ponta (kW)

TDHP: Tarifa Demanda Hora Ponta (R\$/kW)

TDFP: Tarifa Demanda Fora Ponta (R\$/kW)

VDHP: Valor da Demanda de Potência Hora Ponta (R\$)

VDFP: Valor da Demanda de Potência Fora Ponta (R\$)

EHPS: Energia Hora Ponta Período Seco (MWh)

EHPU: Energia Hora Ponta Período Úmido (MWh)

EFPS: Energia Fora de Ponta Período Seco (MWh)

EFPU: Energia Fora Ponta Período Úmido (MWh)

TEHPS: Tarifa de Energia Hora Ponta Período Seco (R\$/kW)

TEHPU: Tarifa de Energia Hora Ponta Período Úmido (R\$/kW)

TEFPS: Tarifa de Energia Fora Ponta Período Seco (R\$/kW)

TEFPU: Tarifa de Energia Fora Ponta Período Úmido (R\$/kW)

VEHPS: Valor da Energia Hora Ponta Período Seco (R\$)

VEHPU: Valor da Energia Hora Ponta Período Úmido (R\$)

VEFPS: Valor da Energia Fora Ponta Período Seco (R\$)

VEFPU: Valor da Energia Fora Ponta Úmido (R\$)

TD: Valor Total da Demanda (R\$)

TE: Valor Total da Energia (R\$)

TF: Valor Total da Fatura (R\$)

b) Cálculos

$$\mathbf{VEHPS} = \mathbf{EHPS} \times \mathbf{TEHPS}$$

$$\mathbf{VEHPU} = \mathbf{EHPU} \times \mathbf{TEHPU}$$

$$\mathbf{VEFPS} = \mathbf{EFPS} \times \mathbf{TEFPS}$$

$$\mathbf{VEFPU} = \mathbf{EFPU} \times \mathbf{TEFPU}$$

$$\mathbf{TE} = \mathbf{VEHPS} + \mathbf{VEFPS}$$

$$\mathbf{TE} = \mathbf{VEHPU} + \mathbf{VEFPU}$$

$$\mathbf{VDHP} = \mathbf{DHP} \times \mathbf{TDHP}$$

$$\mathbf{VDFP} = \mathbf{DFP} \times \mathbf{TDFP}$$

$$\mathbf{TD} = \mathbf{VDHP} + \mathbf{VDFP}$$

$$\mathbf{TF} = \mathbf{TE} + \mathbf{TD}$$

e) Exemplo de Cálculo

Tabela 1: Exemplo de Cálculo Cliente A2

Análise Cliente A2									MIX
Demanda (R\$/kW)		Consumo (R\$/MWh)				Fatores de Carga			COMPRA
Ponta	F.Ponta	P Seca	P Úmida	FP Seca	FP Úmida	Caso1	Caso2	Caso3	(R\$/MWh)
10,02	2,32	56,26	52,48	40,31	36,98	0,8	0,5	0,3	49,01
Casos	Período	Demanda (kW)		Consumo (kWh)		Venda-V (R\$)		Venda	Fatura
	Ano	F.Ponta	Ponta	F.Ponta	Ponta	Demanda	Consumo	R\$/MWh	R\$
1	Úmido	20.000	20.000	10.624.000	1.056.000	246.800,00	448.294,40	59,51	695.094,4
	Seco	20.000	20.000	10.624.000	1.056.000	246.800,00	487.664,00	62,88	734.464,00
2	Úmido	20.000	20.000	6.640.000	660.000	246.800,00	280.184,00	72,19	526.984,0
	Seco	20.000	20.000	6.640.000	660.000	246.800,00	304.790,00	75,56	551.590,00
3	Úmido	20.000	20.000	3.984.000	396.000	246.800,00	168.110,40	94,73	414.910,4
	Seco	20.000	20.000	3.984.000	396.000	246.800,00	182.874,00	98,10	429.674,00

Custos da Energia Ponta x Fora Ponta

Casos	Período	Venda (R\$)		Venda (R\$/MWh)		Participação Fatura (%)		MIX
		F.Ponta	Ponta	F.Ponta	Ponta	F.Ponta	Ponta	Venda (R\$/MWh)
1	Úmido	439.275,52	255.818,88	41,35	242,25	63,20	36,80	61,48
	Seco	474.653,44	259.810,56	44,68	246,03	64,63	35,37	
2	Úmido	291.947,20	235.036,80	43,97	356,12	55,40	44,60	74,16
	Seco	314.058,40	237.531,60	47,30	359,90	56,94	43,06	
3	Úmido	193.728,32	221.182,08	48,63	558,54	46,69	53,31	96,70
	Seco	206.995,04	222.678,96	51,96	562,32	48,17	51,83	

6.6 Encargos de Distribuição

Com o intuito de possibilitar aos fornecedores e clientes livres a compra e venda de energia através dos ativos de distribuição de outras empresas, a ANEEL através da Resolução 286 de 01 de Outubro de 1999, apresentou os parâmetros e procedimentos para os cálculos e valores para os encargos do uso do sistema de distribuição além de determinar que as concessionárias de distribuição apresentassem em um período de seis meses novos valores para os encargos, que deveriam ser colocados para apreciação em uma audiência pública e aprovados pela ANEEL antes de serem colocados em prática. A resolução também determinou que os novos valores deveriam ser calculados levando em conta as seguintes premissas:

⇒ Os valores dos encargos devem ser calculados com base nas tarifas de fornecimento;

- ⇒ Segregação das atividades de distribuição e comercialização de energia elétrica;
- ⇒ As tarifas devem ser diferenciadas pelos postos horários (ponta e fora de ponta) e também pelos níveis de tensão;
- ⇒ Cálculo dos encargos de distribuição para as tensões de 138 kV e 69 kV com base na metodologia nodal e para os demais níveis com base nos custos marginais de expansão para cada nível;

Em função das dificuldades da concessionárias com os cálculos das tarifas, principalmente quando utilizada a metodologia nodal, até a presente data, somente um número pequeno de empresas apresentou suas novas tarifas. A seguir apresentamos os encargos de distribuição da Resolução 286 da ANEEL, para a região Sudeste:

Tabela 2: Encargos de Uso do Sistema de Distribuição (R\$/kW)

Região /Empresa	Tarifas de Uso (R\$/kW)										
	138 - 88 kV		69 kV		44 - 30 kV		25 - 2,3 kV		Subterrâneo		Geradores
	Tp	Tfp	Tp	Tfp	Tp	Tfp	Tp	Tfp	Tp	Tfp	Tg
Sudeste											
Bragantina	3,88	0,57		4,00	12,61	3,75	11,35	3,32			0,57
CAIUA							8,95	2,52			2,52
CATAGUAZES			6,63	1,42			9,28	2,62			1,42
CEMIG	3,00	0,36	7,03	1,53	10,08	2,89	10,54	3,04	13,78	6,04	0,36
CENF					7,50	1,97	7,88	2,09			1,97
CERJ	4,54	0,67	8,22	1,80	11,11	3,17	11,21	3,20			0,67
CESP	1,73	0,08			11,24	3,29	9,64	2,75			0,08
ELEKTRO	2,60	0,28			13,07	3,90	10,63	3,08			0,28
CPEE							10,98	3,20			2,86
CPFL	2,67	0,29	8,27	1,88			10,72	3,11			0,29
CSPE					9,77	2,80	11,66	3,42			2,80
DMEPC							8,86	2,48			2,48
ELETROPAULO	1,76	0,09			10,13	2,92	10,75	3,12	13,83	6,09	0,09
EBE	1,63	0,06			9,89	2,84	10,11	2,91			0,06
ESCELSA	4,18	0,55	7,10	1,45	10,36	2,86	9,52	2,58			0,55
LIGHT	2,60	0,23			10,54	2,98	10,80	3,06	14,07	6,09	0,23
MOCOCA					9,05	2,56	9,47	2,70			2,56
NACIONAL					16,07	4,91	10,19	2,93			2,86
PARANAPANEMA					7,35	1,99	10,42	3,01			1,99
SANTA CRUZ			6,61	1,43	10,40	3,01	8,65	2,42			1,43
SANTA MARIA							8,26	2,16			2,16

FONTE: RESOLUÇÃO ANEEL 286 DE 01/10/1999

Em termos práticos, o encargo de distribuição, é o pedágio que os consumidores livres pagam as empresas detentoras dos ativos de distribuição de energia, na área onde esses consumidores estão localizados, possibilitando assim o direito de utilização destes ativos para a passagem da energia comprada de outro fornecedor, que não a concessionária local de distribuição de energia.

6.7 Tarifa Marginal de Operação

A Tarifa Marginal de Operação – TMO foi instituída pelo antigo DNAEE – Departamento Nacional de Energia Elétrica com o intuito de promover ajustes nos critérios e tarifas de intercâmbio de energia e potência em função da otimização da operação dos sistemas e da variação dos mercados das empresas, sendo aplicada a princípio para os montantes de energia correspondentes aos desvios positivos de carga própria das empresas supridas com relação aos valores de energia estipulados no Plano de Operação. A TMO é calculada com base no custo marginal de operação, que em função da predominância da geração hidráulica, reflete o custo da água, ou seja, em períodos de hidraulicidade alta teremos um valor próximo a zero para essa tarifa enquanto em períodos secos teremos valores elevados.

A partir de Julho de 1999 a ANEEL passou a considerar a TMO como sendo o preço de fechamento do mercado, ou seja, utilizado para valorar os déficits das empresas que não estivessem cobertos pelos contratos iniciais ou por contratos bilaterais. A seguir apresentamos as variações do preço da TMO ao longo dos últimos anos:

Tabela 3 – Variação T. M. O. Em R\$ / MWh

		Sul / Sud / Centro-Oeste			Norte / Nordeste			RESOLUÇÃO
		PONTA	F.PONTA	TMO	PONTA	F.PONTA	TMO	
1999	JAN	-	-	78,40	-	-	22,55	
	FEV	-	-	42,40	-	-	22,55	
	MAR	-	-	64,00	-	-	28,00	
	ABR	-	-	43,89	-	-	26,91	
	MAI	-	-	48,63	-	-	30,95	
	JUN	-	-	48,63	-	-	45,24	
	JUL	68,33	61,08	61,72	38,02	38,02	38,02	224 / 99
	AGO	117,05	43,06	49,62	52,05	52,05	52,05	236 / 99
	SET	117,05	68,74	72,97	71,47	71,47	71,47	259 / 99
	OUT	117,05	89,08	91,34	90,75	90,75	90,75	283 / 99
	NOV	155,51	155,51	155,51	161,10	161,10	161,10	311 / 99
	DEZ	213,93	213,93	213,93	211,22	211,22	211,22	329 / 99
2000	JAN	285,50	285,50	285,50	187,50	187,50	187,50	375 / 99
	FEV	190,88	190,88	190,88	158,55	158,55	158,55	25 / 00
	MAR	97,83	85,46	86,56	63,93	63,93	63,93	55 / 00
	ABR	61,73	56,24	56,67	33,30	33,30	33,30	68 / 00
	MAI	96,72	85,04	86,08	47,84	47,84	47,84	115 / 00
	JUN	142,69	136,63	137,16	69,51	69,51	69,51	169 / 00
	JUL	155,93	144,79	145,73	99,53	99,53	99,53	249 / 00
	AGO	155,93	127,13	129,80	89,72	89,72	89,72	285 / 00

FONTE: ÁREA DE COMERCIALIZAÇÃO - CERJ

A TMO como sendo o preço de fechamento do mercado valoriza toda a energia comercializada no curto prazo, ou seja, em caso de uma necessidade ou sobra de energia nos contratos iniciais da distribuidoras tais montantes são negociados a preços que tomam como base esta tarifa, no caso específico, a sobra de energia em uma empresa em função da perda de um cliente livre, pode ser vendida a um preço desta tarifa no MAE.

6.8 Valor Normativo

A nomenclatura Valor Normativo (VN) foi criada pela Aneel através da Resolução nº 233 de 29 de Junho de 1999, com o intuito de definir um preço máximo de compra de energia, por insumo utilizado no processo de geração de energia, para a concessionárias de distribuição através da imposição de um limite de repasse dos valores de aquisição de energia para as tarifas de fornecimento. Tais preços máximos, fixados em R\$/MWh, levam em consideração as Compras de Energia, Preço de Compra Referente aos Contratos Iniciais, Encargos do Sistema (Conexão e Transmissão), etc....

Com a criação deste valor, na realidade a Aneel inseriu um limite máximo, homologado e atualizada através de Resoluções da própria Agência, para a compra de energia por parte das concessionárias. A seguir apresentamos os últimos valores publicados pela Aneel (Resolução nº 22 de 1º de Fevereiro de 2001), com os Valores Normativos para cada processo de geração de energia:

FONTE	Valor Normativo (R\$/MWh)
Competitiva	72,35
Termelétrica Carvão Nacional	74,86
Pequena Central Hidrelétrica (PCH)	79,29
Termelétrica Biomassa e Resíduos	89,86
Usina Eólica	112,21
Usina Solar Foto-Voltaica	264,12

FONTE: RESOLUÇÃO Nº 22 ANEEL DE 1999

6.9 Compra de Energia pela Light

A Light S/A é suprida, na maioria de sua necessidade, por Furnas Centrais Elétricas, Itaipu Binacional e CEMIG, sendo o total de demanda e energia consideradas para a simulação os valores de 4.645 MW e 2.257.687 MWh, referentes ao mês de Outubro de 1999, o que gerou custo para empresa de em torno de R\$ 110.000 mil, perfazendo um custo de R\$ 49,01/ MWh. Cabe ressaltar ainda que a Light S/A possui usinas que geram energia e atendem uma parcela de sua carga, porém em um função da confidencialidade e dificuldade para a obtenção dos valores exatos do preço desta energia, considera-se neste estudo o preço da energia gerada por essa empresa igual ao custo da energia comprada. A seguir apresenta-se os cálculos relativos ao custo de suprimento à Light S/A.

a) FURNAS

a1) Demanda Faturável (DF) = Demanda Contratada (DC) x Tarifa de Demanda Contratada (TDC)

DC – Anexoll Resolução ANEEL nº 141/99

TDC – Anexo III Resolução ANEEL nº 143/99

DC (MW)	TDC (R\$/kW)	DF (R\$)
2.726	2,37	6.460.620,00

a2) Energia Faturável (EF) = Energia Contratada (EC) x Tarifa de Energia Contratada

(TEC)

EC – Contrato Inicial 12.587

Anexo I

TEC – Anexo III Resolução ANEEL nº 143/99

EC (MWh)	TDC (R\$/MWh)	DF (R\$)
1.577.054	30,74	48.478.633,23

b) ITAIPU

b1) Demanda Faturável (DF) = Potência Instalada (PI) x Tarifa de Repasse de Potência (TRP)

PI – Anexo Resolução ANEEL nº 78/99

TRP – Resolução ANEEL nº 215/99

PI (MW)	TRP (US\$/kW)	DF (US\$)	TX CÂMBIO (R\$/US\$)	DF (R\$)
1.185	18,6544	22.105.464,00	1,7473	38.624.877,25

b2) Transporte Itaipu (TI) = Potência Instalada (PI) x Tarifa de Transporte de Energia Elétrica

TTR – Resolução ANEEL nº 282/99

PI (MW)	TTR (R\$/kW)	TI (R\$)
1.185	1,5508	1.837.698,00

c) CEMIG

c1) Demanda Faturável (DF) = Demanda Contratada (DC) x Tarifa de Demanda Contratada (TDC)

DC – Anexo II Resolução ANEEL nº 141/99

TDC – Anexo III Resolução ANEEL nº 143/99

DC (MW)	TDC (R\$/kW)	DF (R\$)
763	1,93	1.472.590,00

c2) Energia Faturável (EF) = Energia Contratada (EC) x Tarifa de Energia Contratada (TEC)

EC – Contrato Inicial 12.587

Anexo I

TEC – Anexo III Resolução ANEEL nº 143/99

EC (MWh)	TDC (R\$/MWh)	DF (R\$)
7.503	24,96	187.265,37

II) CCT – Contrato de Conexão à Rede Básica

Anexo II Resolução ANEEL nº 142/99

Empresa	Instalações	Encargo Anual (R\$)	Encargo Mensal (R\$)
FURNAS	LIGHT	5.714.000,00	476.166,67

III) CUST – Contrato de Uso do Sistema de

Transmissão

CUST = (Média das Demandas Máximas) x Tarifa de Uso da Rede

Básica

Anexo V Resolução ANEEL nº 141/99

Resolução ANEEL nº 142/99

Demanda (MW)	Tarifa (R\$/kW)	CUST (R\$)
4.645	2,821	13.103.545,00

MIX de

Compra

DF (R\$)	TI (R\$)	CCT Mensal (R\$)	CUST (R\$)
95.223.985,85	1.837.698,00	476.166,67	13.103.545,00

Soma (R\$)	Energia (MWh)	MIX Enc (R\$/MWh)
110.641.395,51	2.257.686,67	49,01

6.10 Venda de Energia Light

O fornecimento de energia nas modalidades tarifárias atualmente em vigor, caracteriza-se por duas importantes relações, o Fator de Carga da instalação e a Modulação do consumo de energia entre os horários de ponta e fora de ponta.

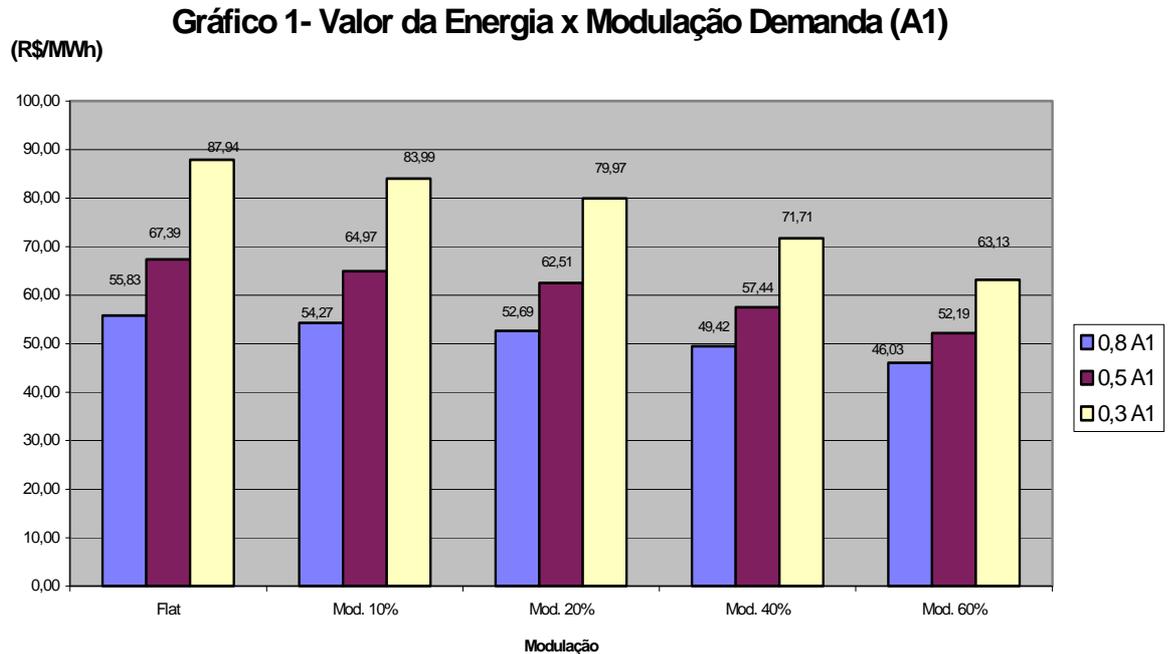
6.10.1 Análise Venda de Energia pela Light S/A -Subgrupo A1

Neste grupo enquadram-se os clientes atendidos em tensão igual ou superior a 230 kV, ou seja, pela legislação em vigor não estão conectados diretamente a Rede de Distribuição pertencente as concessionárias. São os clientes com as maiores possibilidades de se tornarem livres, em função das altas necessidades energéticas, porém é o grupo de clientes que possuem a menor tarifa, podendo muitas vezes acarretar “prejuízos” as concessionárias, se analisarmos este fornecimento isoladamente.

Para essa análise foram considerados consumidores com demandas contratadas para o horário fora de ponta de 100 MW e para o horário de ponta clientes flat, sem modulação, e com modulações de 10%, 20%, 40% e 60% em relação a demanda de 100 MW, também sendo considerados para cada um desses casos clientes com fatores de carga de 0,8; 0,5 e 0,3.

6.10.1.1 Custo de Energia para o Cliente

No gráfico a seguir, apresentamos o custo unitário de energia elétrica para um cliente no subgrupo A1, em função das diferentes formas de utilização da energia nas suas instalações, os valores variam de R\$46,03/MWh, para um cliente que possua 60% de modulação da demanda contratada para o horário de ponta em relação ao horário fora de ponta com fator de carga 0,8, até o valor de R\$ 87,94/MWh, para um cliente que não apresenta modulação na demanda para o horário de ponta com fator de carga 0,3.



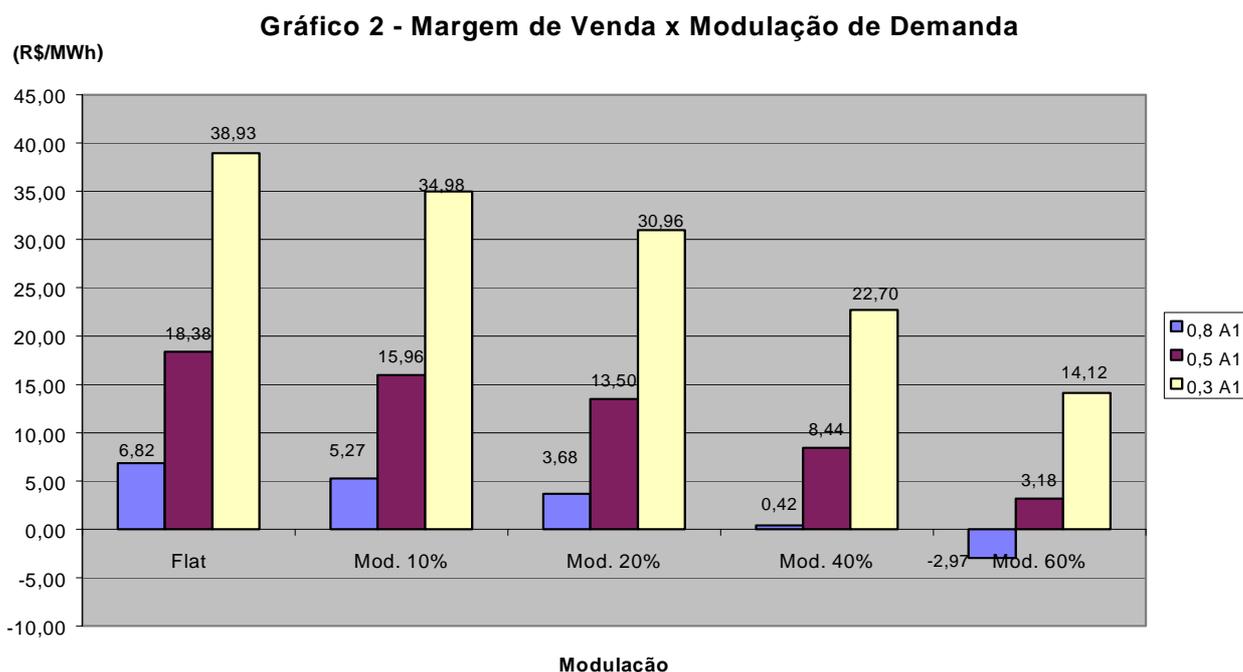
6.10.1.2 Encargos de Distribuição – Light S/A

Como este nível de tensão não é considerado como Rede de Distribuição, uma vez que sua tensão é superior a 138 kV, para estes não possuímos encargos de distribuição. Cabe ressaltar também que a Light S/A não possui clientes no nível de tensão de 230 kV.

6.10.1.3 Margem de Distribuição e de Comercialização para Light S/A

Esses clientes são os que apresentam menores margens para negociação por parte de comercializadores e concessionárias de distribuição. Enfatizamos que quando nos referimos a margem de comercialização estamos considerando a diferença entre o preço de compra por parte da Light, em R\$/MWh, e a venda de energia através da tarifa regulada, o que inclui a receita correspondente ao desempenho das funções de distribuição e comercialização.

Como verifica-se a seguir, tais clientes podem, em função da utilização de energia, acarretar prejuízos as concessionárias, com suas margem variando de um valor positivo de R\$38,93/MWh a um valor negativo de R\$ 2,97/MWh.



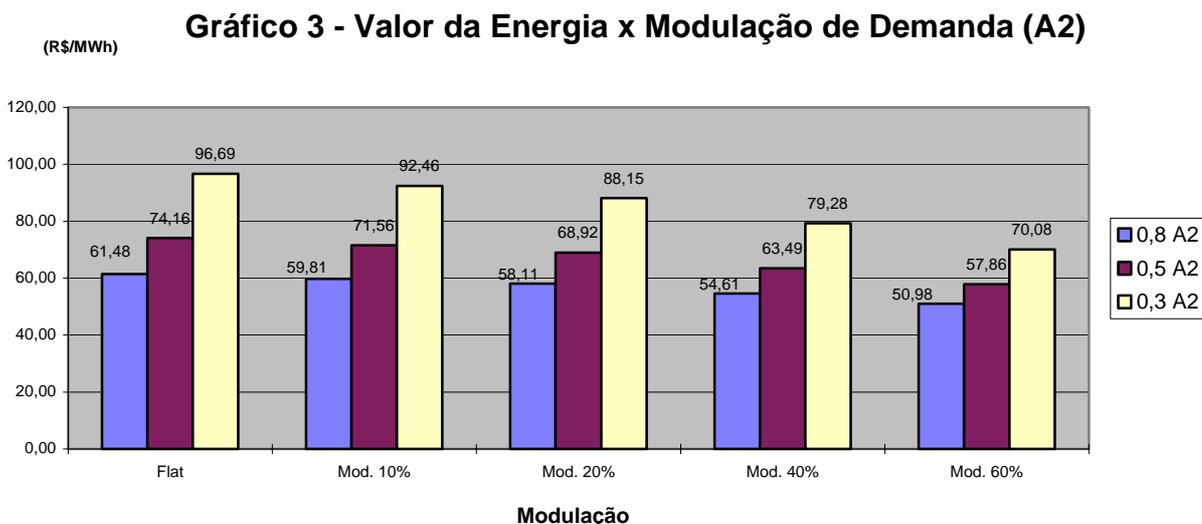
6.10.2 Análise da Venda de Energia pela Light S/A - Subgrupo A2

Nessa classe se encontram os consumidores atendido nas tensões de 88 kV a 138 kV, é o subgrupo onde se encontram os maiores consumidores atendidos pelos sistemas de distribuição das concessionárias de distribuição, e onde se concentram aqueles com maiores possibilidades de opção por se tornarem clientes livres, porém também apresentam os menores custos unitários de fornecimento.

Para essa análise foram considerados consumidores com demandas contratadas para o horário fora de ponta de 20 MW e para o horário de ponta clientes flat, sem modulação, e com modulações de 10%, 20%, 40% e 60% em relação a demanda de 20 MW, também consideramos para um desses casos clientes com fatores de carga de 0,8; 0,5 e 0,3.

6.10.2.1 Custo de Energia para o Cliente

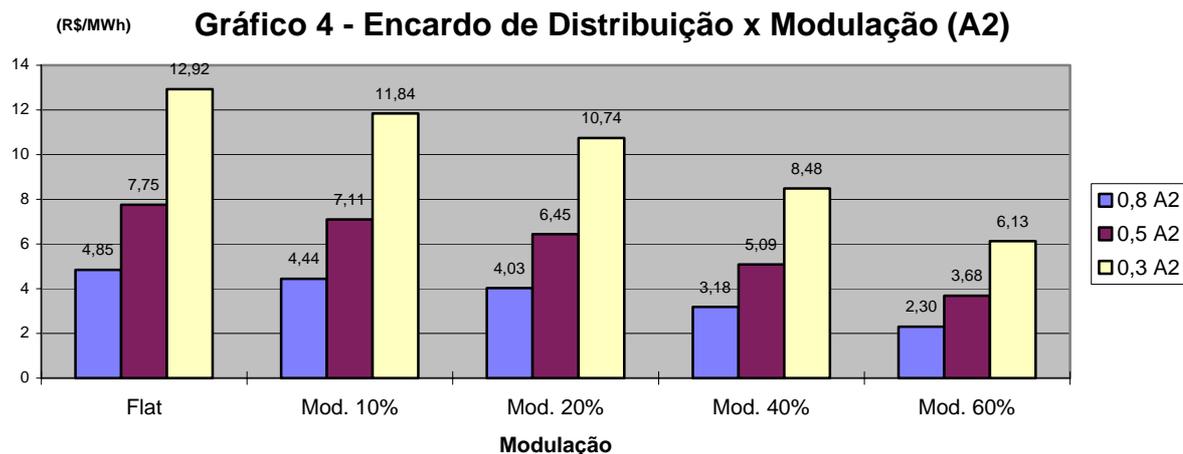
No gráfico abaixo, apresentamos o custo unitário da energia elétrica para um cliente no subgrupo A2, com diferentes formas de utilização da energia nas suas instalações, os valores variam de R\$ 50,98/MWh para um cliente que possua 60% de modulação da demanda contratada para o horário ponta em relação ao horário fora de ponta com um fator de carga de 0,8, até o valor de R\$ 96,69/MWh, para um cliente que não apresenta modulação na demanda para o horário de ponta com fator de carga 0,3.



6.10.2.2 Encargos de Distribuição Subgrupo A2 – Light S/A

Os encargos de distribuição são os menores para esse subgrupo tarifário, na verdade esses encargos são cobrados em função da demanda contratada/medida para cada segmento horário, sendo no caso da Light, para esse nível de tensão os valores de R\$ 2,60/ kW para o horário de ponta e R\$ 0,23/kW para o horário fora de ponta.

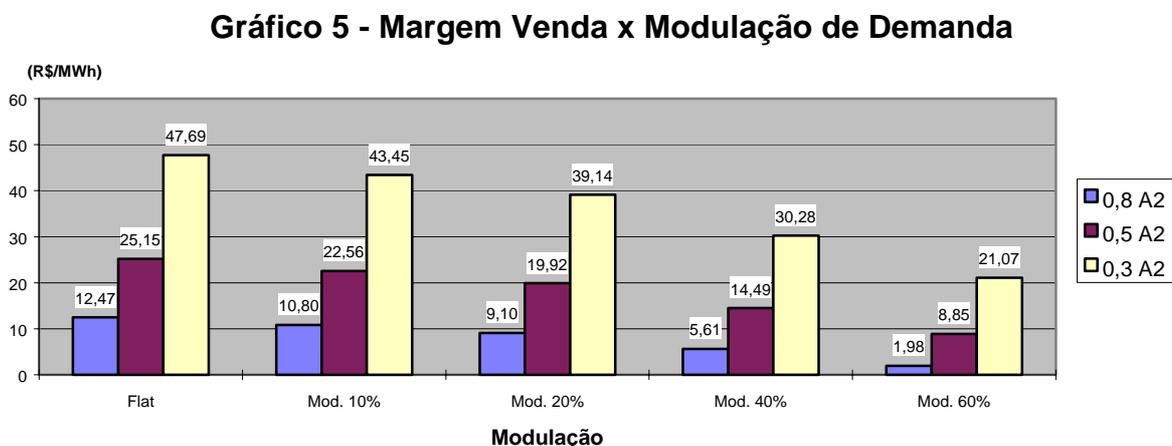
Para análise do peso destes encargos na comercialização de energia transformamos esses valores em relação ao montante de energia para cada consumidor, o que acarretou uma variação do patamar de R\$ 2,30/MWh para clientes com modulação de 60% e fator de carga de 0,8; até valores de R\$ 12,92/MWh para clientes sem modulação com fator de carga de 0,3. Conforme apresentado no gráfico abaixo:



6.10.2.3 Margem de Comercialização para Light S/A

No caso da análise para o subgrupo A2, os valores de margem variam de R\$ 1,98/MWh para um cliente com modulação de 60% e fator de carga de 0,8; até R\$

47,69/MWh para um cliente sem modulação com fator de carga de 0,3, conforme demonstrado no gráfico a seguir.



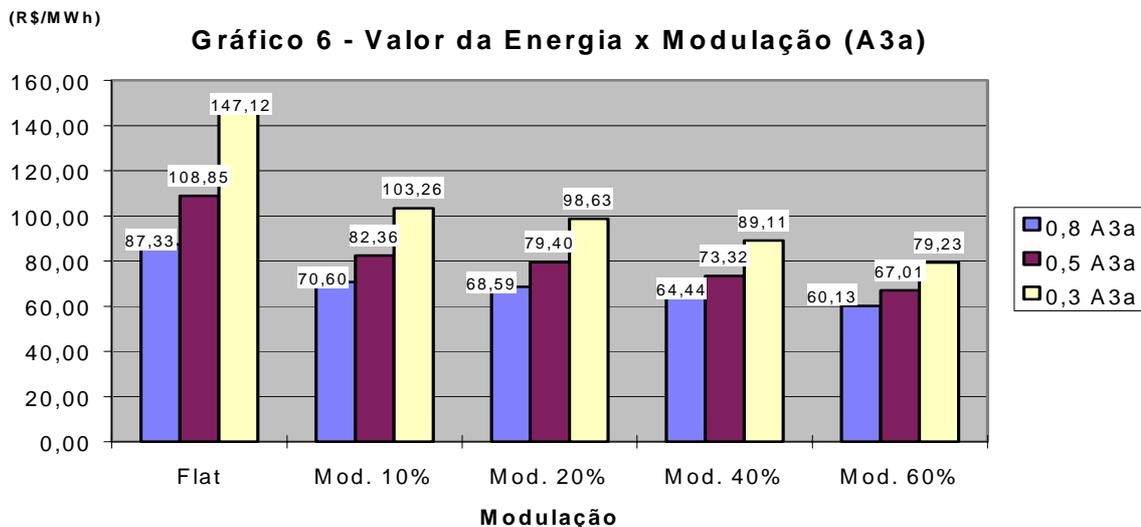
6.10.3 Análise da Venda de Energia pela Light S/A - Subgrupo A3a

Nessa classe se encontram os consumidores atendido nas tensões de 30 kV a 44 kV, é o subgrupo onde se apresentam indústrias que poderíamos considerar de porte médio para grande, também apresentando possibilidades de se tornarem livres, porém em função da legislação vigente a maioria deste subgrupo somente será livre após 2003, também apresentam os custos unitários de fornecimento relativamente alto, muito parecidos com o subgrupo A4.

Para essa análise foram considerados consumidores com demandas contratadas para o horário fora de ponta de 8 MW e para o horário de ponta clientes flat, sem modulação, e com modulações de 10%, 20%, 40% e 60% em relação a demanda de 8 MW, também consideramos para um desses casos clientes com fatores de carga de 0,8; 0,5 e 0,3.

6.10.3.1 Custo de Energia para o Cliente

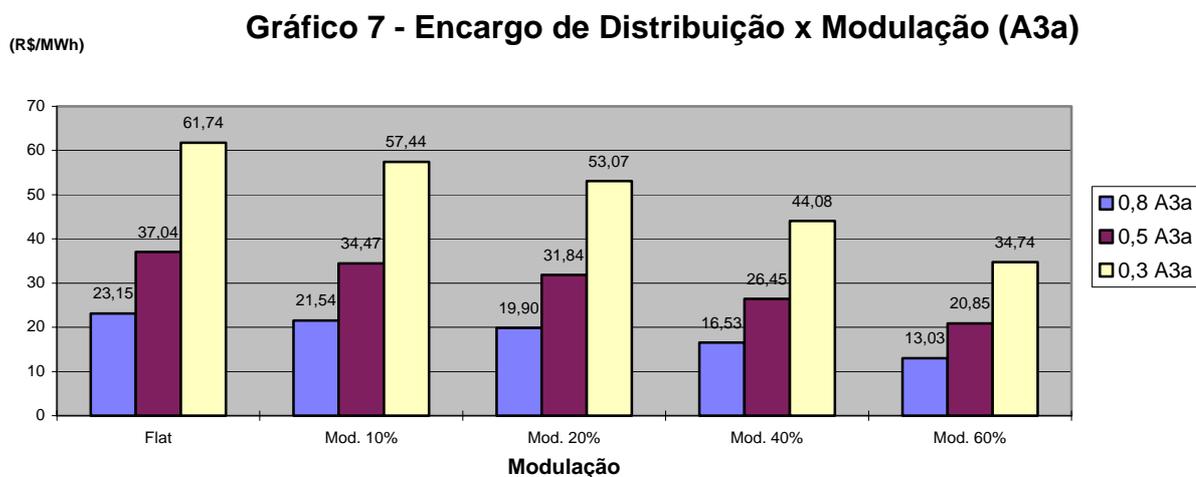
No gráfico abaixo, apresentamos o custo unitário da energia elétrica para um cliente no subgrupo A3a, com diferentes formas de utilização da energia nas suas instalações, os valores variam de R\$ 69,54/MWh para um cliente que possua 60% de modulação da demanda contratada para o horário ponta em relação ao horário fora de ponta com um fator de carga de 0,8, até o valor de R\$ 147,12/MWh, para um cliente que não apresenta modulação na demanda para o horário de ponta com fator de carga 0,3.



6.10.3.2 Encargos de Distribuição Subgrupo A3a – Light S/A

Os encargos de distribuição subgrupo tarifário são bem elevados quase se igualando aos valores pagos pela demanda, sendo no caso da Light, para esse nível de tensão os valores de R\$ 10,54/ kW para o horário de ponta e R\$ 2,98/kW para o horário fora de ponta.

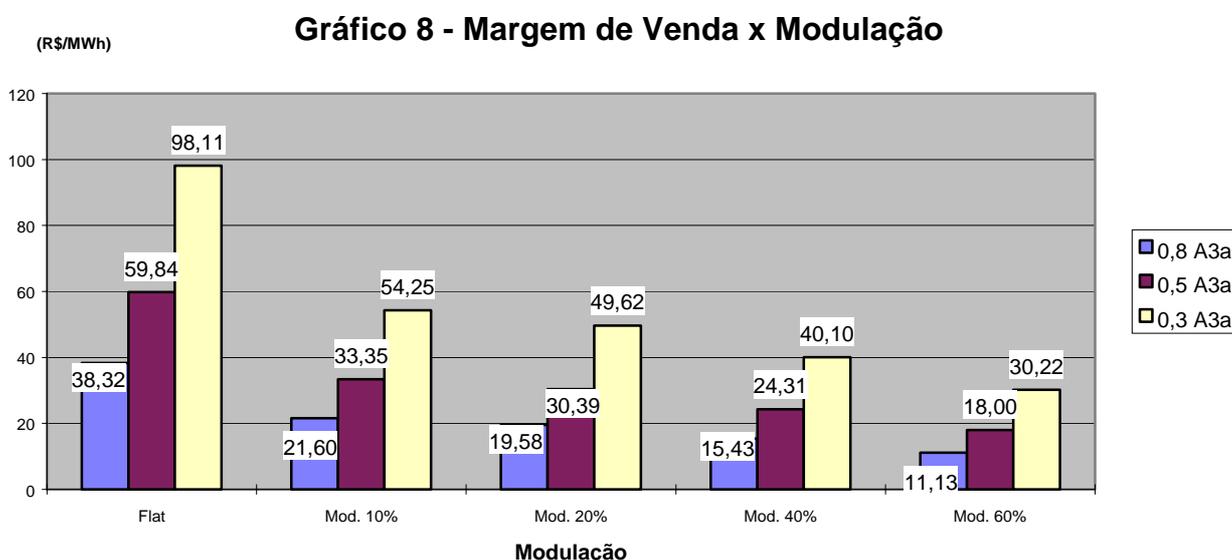
Para análise do peso destes encargos na comercialização de energia transformamos esses valores em relação ao montante de energia para cada consumidor, o que acarretou uma variação do patamar de R\$ 13,03/MWh para clientes com modulação de 60% e fator de carga de 0,8; até valores de R\$ 61,74/MWh para clientes sem modulação com fator de carga de 0,3. Conforme apresentado no gráfico abaixo:



6.10.3.3 Margem de Distribuição e Comercialização para Light S/A

Esses clientes apresentam margens atrativas para negociação por parte de comercializadores e concessionárias de distribuição. Enfatizamos que quando nos referimos a margem de comercialização estamos considerando a diferença entre o preço de compra por parte da Light, em R\$/MWh, e a venda de energia através da tarifa regulada.

No caso da análise para o subgrupo A3a, os valores de margem variam de R\$ 11,13/MWh para um cliente com modulação de 60% e fator de carga de 0,8; até R\$ 58,79/MWh para um cliente sem modulação com fator de carga de 0,3, conforme demonstrado no gráfico a seguir.



6.10.4 Análise da Venda de Energia pela Light S/A -Subgrupo A4

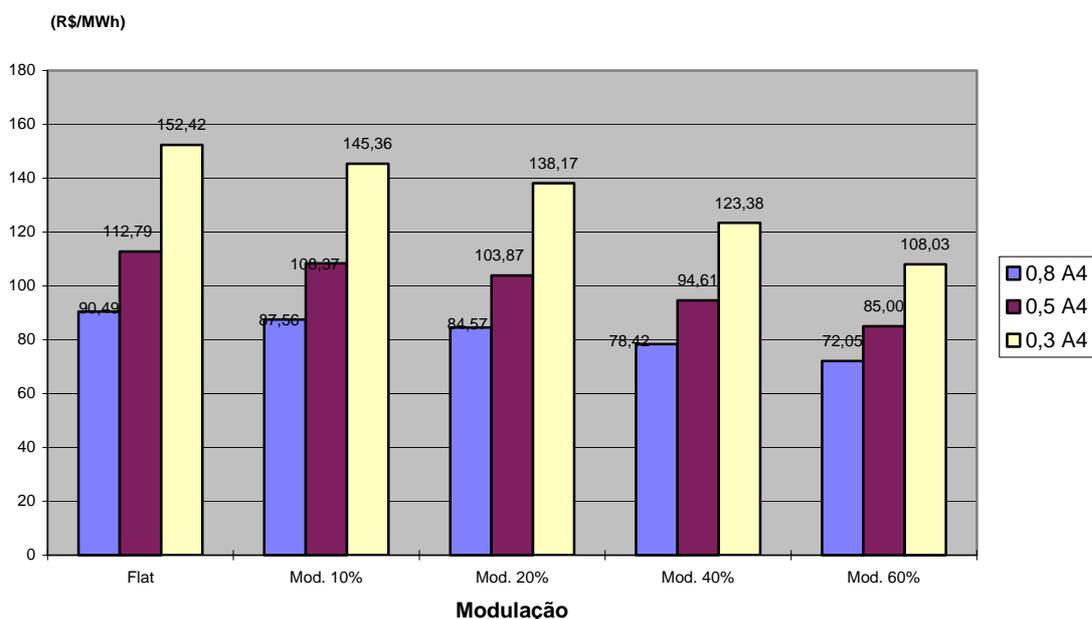
Nessa classe se encontram os consumidores atendido nas tensões de 2,3 kV a 25 kV, é o subgrupo onde se apresentam indústrias que poderíamos considerar de porte médio para pequeno, também apresentando possibilidades de se tornarem livres, porém, em função da legislação vigente, acreditamos que a maioria deste subgrupo somente será livre após 2005, também apresentam os custos unitários de fornecimento mais altos, quando comparamos com os outros subgrupos tarifários, excetuando-se, o fornecimento subterrâneo.

Para essa análise foram considerados consumidores com demandas contratadas para o horário fora de ponta de 3 MW e para o horário de ponta clientes flat, sem modulação, e com modulações de 10%, 20%, 40% e 60% em relação a demanda de 3 MW, também consideramos para um desses casos clientes com fatores de carga de 0,8; 0,5 e 0,3.

6.10.4.1 Custo de Energia para o Cliente

No gráfico abaixo, apresentamos o custo unitário da energia elétrica para um cliente no subgrupo A4, com diferentes formas de utilização da energia nas suas instalações, os valores variam de R\$ 72,05/MWh para um cliente que possua 60% de modulação da demanda contratada para o horário ponta em relação ao horário fora de ponta com um fator de carga de 0,8, até o valor de R\$ 152,42/MWh, para um cliente que não apresenta modulação na demanda para o horário de ponta com fator de carga 0,3.

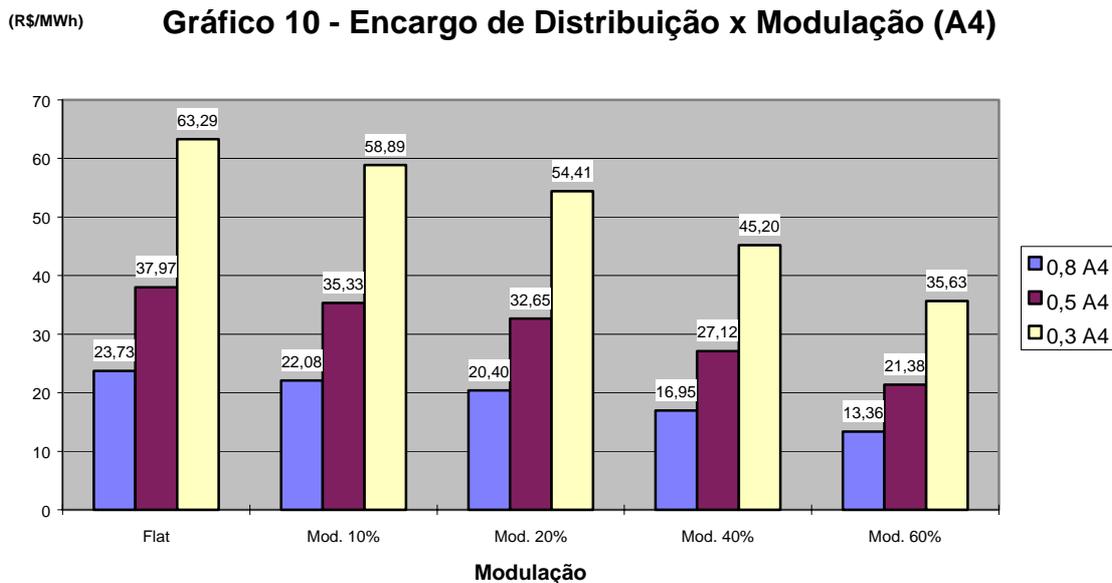
Gráfico 9 - Valor da Energia x Modulação (A4)



6.10.4.2 Encargos de Distribuição Subgrupo A4 – Light S/A

Os encargos de distribuição subgrupo tarifário são bem elevados quase se igualando aos valores pagos pela demanda, sendo no caso da Light, para esse nível de tensão os valores de R\$ 10,80/ kW para o horário de ponta e R\$ 3,06/kW para o horário fora de ponta.

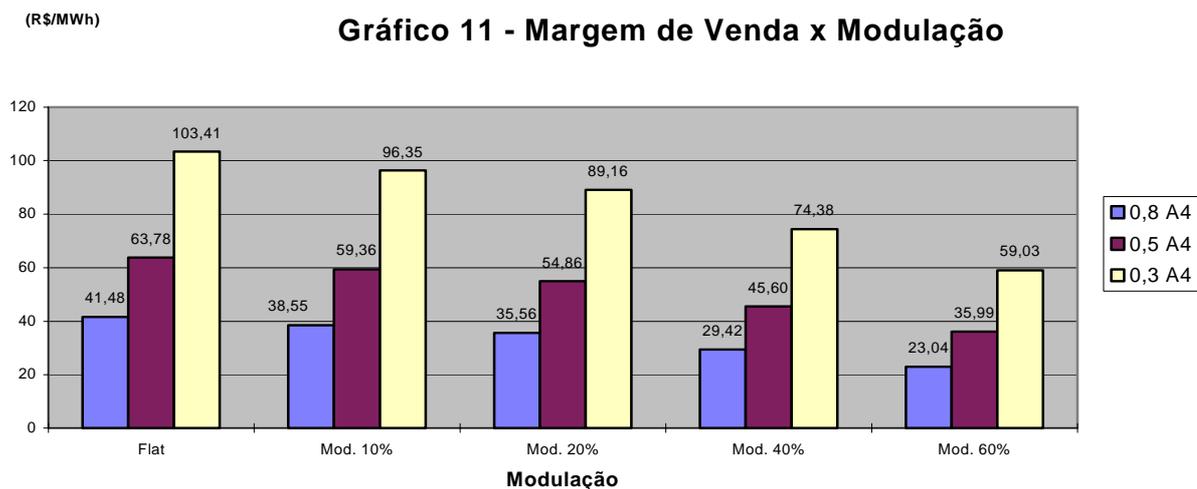
Para análise do peso destes encargos na comercialização de energia transformamos esses valores em relação ao montante de energia para cada consumidor, o que acarretou uma variação do patamar de R\$ 13,03/MWh para clientes com modulação de 60% e fator de carga de 0,8; até valores de R\$ 61,73/MWh para clientes sem modulação com fator de carga de 0,3. Conforme apresentado no gráfico abaixo:

Gráfico 10 - Encargo de Distribuição x Modulação (A4)

6.10.4.3 Margem de Distribuição e Comercialização para Light S/A

Esses clientes apresentam margens atrativas para negociação por parte de comercializadores e concessionárias de distribuição. Enfatizamos que quando nos referimos a margem de comercialização estamos considerando a diferença entre o preço de compra por parte da Light, em R\$/MWh, e a venda de energia através da tarifa regulada.

No caso da análise para o subgrupo A4, os valores de margem variam de R\$ 23,04/MWh para um cliente com modulação de 60% e fator de carga de 0,8; até R\$ 103,41/MWh para um cliente sem modulação com fator de carga de 0,3, conforme demonstrado no gráfico a seguir.

Gráfico 11 - Margem de Venda x Modulação

6.11 Análise da Comercialização de Energia pelas Concessionárias e das Possibilidades de Competição

A seguir apresenta-se um resumo dos valores encontrados de preço de venda de energia, margem de comercialização e encargos de distribuição, para cada um dos subgrupos tarifários (A1, A2, A3a e A4), analisando-se as oportunidades de cada tipo de cliente e tecendo comentários sobre algumas inconsistências no sistema de tarifação do fornecimento de energia a esses clientes, que criam descontinuidades na lógica econômica e podem causar dificuldades na transição definitivas entre os modelos.

6.11.1 Tabelas Resumo

a) Análise Subgrupo A1

Tabela 4 - Resumo Clientes Subgrupo A1										
Fator de	Flat					Modulação 10%				
Carga	Venda de Energia (R\$/MWh) A	Margem Light (R\$/MWh) B	Encargo Distribuição (R\$/MWh) C	D = B-C	E = A-C	Venda de Energia (R\$/MWh) A	Margem Light (R\$/MWh) B	Encargo Distrib. (R\$/MWh) C	D = B-C	E = A-C
0,8 A2	55,83	6,82	0,00	6,82	55,83	54,27	5,27	0,00	5,27	54,27
0,5 A2	67,39	18,38	0,00	18,38	67,39	64,97	15,96	0,00	15,96	64,97
0,3 A2	87,94	38,93	0,00	38,93	87,94	83,99	34,98	0,00	34,98	83,99
Fator de	Modulação 20%					Modulação 40%				
Carga	Venda de Energia (R\$/MWh) A	Margem Light (R\$/MWh) B	Encargo Distribuição (R\$/MWh) C	D = B-C	E = A-C	Venda de Energia (R\$/MWh) A	Margem Light (R\$/MWh) B	Encargo Distrib. (R\$/MWh) C	D = B-C	E = A-C
0,8 A2	52,69	3,68	0,00	3,68	52,69	49,42	0,42	0,00	0,42	49,42
0,5 A2	62,51	13,50	0,00	13,50	62,51	57,44	8,44	0,00	8,44	57,44
0,3 A2	79,97	30,96	0,00	30,96	79,97	71,71	22,70	0,00	22,70	71,71
Fator de	Modulação 60%									
Carga	Venda de Energia (R\$/MWh) A	Margem Light (R\$/MWh) B	Encargo Distribuição (R\$/MWh) C	D = B-C	E = A-C					
0,8 A2	46,03	-2,97	0,00	-2,97	46,03					
0,5 A2	46,03	-2,97	0,00	-2,97	46,03					
0,3 A2	46,03	-2,97	0,00	-2,97	46,03					

b) Análise Subgrupo A2

Tabela 5 - Resumo Clientes Subgrupo A2										
Fator de	Flat					Modulação 10%				
Carga	Venda de Energia (R\$/MWh) A	Margem Light (R\$/MWh) B	Encargo Distribuição (R\$/MWh) C	D = B-C	E = A-C	Venda de Energia (R\$/MWh) A	Margem Light (R\$/MWh) B	Encargo Distribuição (R\$/MWh) C	D = B-C	E = A-C
	Flat	Flat	Flat	Flat	Flat	Mod. 10%	Mod. 10%	Mod. 10%	Mod. 10%	Mod. 10%
0,8 A2	61,48	12,47	4,85	7,63	56,63	59,81	10,80	4,44	6,36	55,37
0,5 A2	74,16	25,15	7,75	17,40	66,40	71,56	22,56	7,11	15,45	64,46
0,3 A2	96,69	47,69	12,92	34,77	83,77	92,46	43,45	11,84	31,61	80,62
Fator de	Modulação 20%					Modulação 40%				
Carga	Venda de Energia (R\$/MWh) A	Margem Light (R\$/MWh) B	Encargo Distribuição (R\$/MWh) C	D = B-C	E = A-C	Venda de Energia (R\$/MWh) A	Margem Light (R\$/MWh) B	Encargo Distribuição (R\$/MWh) C	D = B-C	E = A-C
	Mod. 20%	Mod. 20%	Mod. 20%	Mod. 20%	Mod. 20%	Mod. 40%	Mod. 40%	Mod. 40%	Mod. 40%	Mod. 40%
0,8 A2	58,11	9,10	4,03	5,07	54,08	54,61	5,61	3,18	2,43	51,43
0,5 A2	68,92	19,92	6,45	13,47	62,48	63,49	14,49	5,09	9,40	58,41
0,3 A2	88,15	39,14	10,74	28,40	77,41	79,28	30,28	8,48	21,80	70,80
Fator de	Modulação 60%									
Carga	Venda de Energia (R\$/MWh) A	Margem Light (R\$/MWh) B	Encargo Distribuição (R\$/MWh) C	D = B-C	E = A-C					
	Mod. 60%	Mod. 60%	Mod. 60%	Mod. 60%	Mod. 60%					
0,8 A2	50,98	1,98	2,30	-0,32	48,68					
0,5 A2	57,86	8,85	3,68	5,17	54,18					
0,3 A2	70,08	21,07	6,13	14,94	63,95					

c) Análise Subgrupo A3a

Tabela 6 - Resumo Clientes Subgrupo A3a										
Fator de Carga	Flat					Modulação 10%				
	Venda de Energia (R\$/MWh) A	Margem Light (R\$/MWh) B	Encargo Distribuição (R\$/MWh) C	D = B-C	E = A-C	Venda de Energia (R\$/MWh) A	Margem Light (R\$/MWh) B	Encargo Distrib. (R\$/MWh) C	D = B-C	E = A-C
	Flat	Flat	Flat	Flat	Flat	Mod. 10%	Mod. 10%	Mod. 10%	Mod. 10%	Mod. 10%
0,8 A3a	87,33	38,32	23,15	15,17	64,18	70,60	21,60	21,54	0,06	49,06
0,5 A3a	108,85	59,84	37,04	22,80	71,81	82,36	33,35	34,47	-1,11	47,89
0,3 A3a	147,12	98,11	61,74	36,37	85,38	103,26	54,25	57,44	-3,19	45,81
Fator de Carga	Modulação 20%					Modulação 40%				
	Venda de Energia (R\$/MWh) A	Margem Light (R\$/MWh) B	Encargo Distribuição (R\$/MWh) C	D = B-C	E = A-C	Venda de Energia (R\$/MWh) A	Margem Light (R\$/MWh) B	Encargo Distrib. (R\$/MWh) C	D = B-C	E = A-C
	Mod. 20%	Mod. 20%	Mod. 20%	Mod. 20%	Mod. 20%	Mod. 40%	Mod. 40%	Mod. 40%	Mod. 40%	Mod. 40%
0,8 A3a	68,59	19,58	19,90	-0,32	48,68	64,44	15,43	16,53	-1,10	47,91
0,5 A3a	79,40	30,39	31,84	-1,45	47,56	73,32	24,31	26,45	-2,13	46,87
0,3 A3a	98,63	49,62	53,07	-3,45	45,56	89,11	40,10	44,08	-3,98	45,03
Fator de Carga	Modulação 60%									
	Venda de Energia (R\$/MWh) A	Margem Light (R\$/MWh) B	Encargo Distrib. (R\$/MWh) C	D = B-C	E = A-C					
	Mod. 60%	Mod. 60%	Mod. 60%	Mod. 60%	Mod. 60%					
0,8 A3a	60,13	11,13	13,03	-1,90	47,10					
0,5 A3a	67,01	18,00	20,85	-2,85	46,16					
0,3 A3a	79,23	30,22	34,74	-4,52	44,48					

d) Subgrupo A4

Tabela 7 - Resumo Clientes Subgrupo A4										
Fator de	Flat					Modulação 10%				
Carga	Venda de Energia (R\$/MWh) A	Margem Light (R\$/MWh) B	Encargo Distribuição (R\$/MWh) C	D = B-C	E = A-C	Venda de Energia (R\$/MWh) A	Margem Light (R\$/MWh) B	Encargo Distribuição (R\$/MWh) C	D = B-C	E = A-C
	Flat	Flat	Flat	Flat	Flat	Mod. 10%	Mod. 10%	Mod. 10%	Mod. 10%	Mod. 10%
0,8 A4	90,49	41,48	23,73	17,75	66,76	87,56	38,55	22,08	16,47	65,47
0,5 A4	112,79	63,78	37,97	25,81	74,81	108,37	59,36	35,33	24,03	73,03
0,3 A4	152,42	103,41	52,74	50,67	99,68	145,36	96,35	58,89	37,46	86,47
Fator de	Modulação 20%					Modulação 40%				
Carga	Venda de Energia (R\$/MWh) A	Margem Light (R\$/MWh) B	Encargo Distribuição (R\$/MWh) C	D = B-C	E = A-C	Venda de Energia (R\$/MWh) A	Margem Light (R\$/MWh) B	Encargo Distribuição (R\$/MWh) C	D = B-C	E = A-C
	Mod. 20%	Mod. 20%	Mod. 20%	Mod. 20%	Mod. 20%	Mod. 40%	Mod. 40%	Mod. 40%	Mod. 40%	Mod. 40%
0,8 A4	84,57	35,56	20,40	15,16	64,17	78,42	29,42	16,95	12,47	61,48
0,5 A4	103,87	54,86	32,65	22,21	71,22	94,61	45,60	27,12	18,49	67,49
0,3 A4	138,17	89,16	54,41	34,75	83,76	123,38	74,38	45,20	29,18	78,19
Fator de	Modulação 60%									
Carga	Venda de Energia (R\$/MWh) A	Margem Light (R\$/MWh) B	Encargo Distribuição (R\$/MWh) C	D = B-C	E = A-C					
	Mod. 60%	Mod. 60%	Mod. 60%	Mod. 60%	Mod. 60%					
0,8 A4	72,05	23,04	13,36	9,68	58,68					
0,5 A4	85,00	35,99	21,38	14,62	63,62					
0,3 A4	108,03	59,03	35,63	23,40	72,40					

Nas tabelas acima apresentadas, as colunas intituladas **D** e **E**, referem-se respectivamente, o valor implícito correspondente às atividades de comercialização da Light S/A e o preço máximo que um competidor poderia vender sua energia para entrar no mercado.

6.11.2 Venda de Energia x Margem de Comercialização

Considerando que a compra de energia contratada por parte das distribuidoras, em Novembro de 1999, data de referência do estudo, se encontrava num patamar entre R\$ 35/MWh e R\$ 50/MWh, com o valor de compra de energia pela Light S/A em um patamar de R\$ 49/MWh, e que o preço das tarifas de energia não apresentam distorções consideráveis entre as distribuidoras, concluímos de forma preliminarmente o que se segue:

- 1) As classes de clientes que comportam o maior número de possíveis consumidores livres são as que possuem os menores custos de energia, maiores clientes com níveis de tensão mais altos, não possuindo desta forma grande estímulo para a troca de fornecedor. Para esses clientes as margens oriundas da venda de energia pelas distribuidoras são muito baixas, sendo até negativas em alguns clientes do Subgrupo A1, o que sinaliza uma falha na estrutura tarifária, com um possível subsídio cruzado.
- 2) As tarifas de suprimento de energia para as distribuidoras de energia no Brasil, durante a vigência dos contratos iniciais, na sua grande maioria, se encontram em patamares baixos, principalmente por serem geradas a partir de usinas hidrelétricas, com grande parte de seus custos de implantação já amortizados, não promovendo desta forma um sinal econômico favorável a implantação de novas fontes de energia, principalmente a termelétrica que via de regra apresentará custos mais elevados (entre US\$ 35/MWh e US\$ 45/MWh).
- 3) Quanto mais eficiente é o uso da energia, fator de carga mais elevado e maior modulação, por parte do cliente menores serão seus custos de energia, ficando desta forma reduzida as chances de mudança de fornecedor.
- 4) Os custos de energia se elevam a medida que reduzimos os níveis de tensão. Os encargos de distribuição possuem um comportamento semelhante, o que é coerente.
- 5) Dependendo da forma de utilização da energia por parte do cliente, pode ser mais interessante para a concessionária a opção deste cliente por outra concessionária, passando a ter como recebimentos os encargos de distribuição.
- 6) A compra de energia atualmente pelas distribuidoras de energia não possui diferenciação entre o preço de ponta e fora de ponta e entre os períodos seco e úmido do ano, não levando em conta as condições reais de operação do sistema, o que tenderá a ser reformulado a partir da livre negociação entre geradores e distribuidores/comercializadores.
- 7) Outra questão importante é, quando se analisa isoladamente um cliente, no subsistema em que este cliente está inserido, em função das características de ambos (clientes e subsistema), para a concessionária de distribuição a modulação, retirada de carga da ponta do sistema, não é necessariamente a melhor opção econômica, uma vez que reduz drasticamente o custo de energia para o consumidor, ou seja, a sinalização econômica para a distribuidora vai de encontro a melhor utilização do seu sistema elétrico.

6.12 Análise do Caso Carbocloro

O contrato de fornecimento firmado entre a empresa paulista Carbocloro, do setor químico, e a Copel, Companhia Paranaense de Energia Elétrica foi a estréia do mercado livre de energia no Brasil, uma vez que a Carbocloro está localizada dentro da área de concessão da Empresa Bandeirante de Energia (EBE), que acabou perdendo seu terceiro

maior cliente, com receitas anuais da ordem de R\$ 60 milhões, para a concorrente paranaense.

O contrato tem duração de 5 anos, sendo a demanda de potência para o horário fora de ponta 100 MW e para o horário de ponta 60 MW, ou seja, uma modulação de 40% entre os horários. Para a análise em questão consideramos um fator de carga, tanto para o período de ponta quanto fora de ponta, de 90%, característico do setor que é considerado eletro-intensivo.

Para a análise iremos considerar as perdas e ganhos por parte das concessionárias nesta transação, através dos custos de compra de energia por parte destas concessionárias, do preço de venda da energia para o cliente e os ganhos com o recebimento dos encargos de distribuição.

6.12.1 Compra de Energia pela Bandeirantes

A Bandeirante é suprida por Furnas Centrais Elétricas, Itaipu Binacional, EMAE, CGEET-G, CGEEP e CESP, sendo o total de demanda e energia consideradas para a simulação os valores de 4.205 MW e 2.209.868 MWh, referentes ao mês de Outubro de 1999, o que gerou custo para empresa de em torno de R\$ 116.000, perfazendo um valor unitário de compra de energia de R\$ 52,63/ MWh..

Suprimento a Bandeirantes

(Referência Outubro/1999)

a) FURNAS

a1) Demanda Faturável (DF) = Demanda Contratada (DC) x Tarifa de Demanda Contratada (TDC)

DC (MW)	TDC (R\$/kW)	DF (R\$)
763	2,92	2.227.960,00

a2) Energia Faturável (EF) = Energia Contratada (EC) x Tarifa de Energia Contratada (TEC)

EC (MWh)	TDC (R\$/MWh)	DF (R\$)
529.388	37,82	20.021.448,34

b) ITAIPU

b1) Demanda Faturável (DF) = Potência Instalada (PI) x Tarifa de Repasse de Potência (TRP)

PI (MW)	TRP (US\$/kW)	DF (US\$)	TX CÂMBIO (R\$/US\$)	DF (R\$)
1.113	18,6544	20.762.347,20	1,7473	36.278.049,26

b2) Transporte Itaipu (TI) = Potência Instalada (PI) x Tarifa de Transporte de Energia Elétrica

PI (MW)	TTR (R\$/kW)	TI (R\$)
1.113	1,5508	1.726.040,40

c) EMAE

c1) Demanda Faturável (DF) = Demanda Contratada (DC) x Tarifa de Demanda Contratada (TDC)

DC (MW)	TDC (R\$/kW)	DF (R\$)
393	2,48	974.640,00

c2) Energia Faturável (EF) = Energia Contratada (EC) x Tarifa de Energia Contratada (TEC)

EC (MWh)	TDC (R\$/MWh)	DF (R\$)
136.352	32,17	4.386.429,40

d) CGEET-G

d1) Demanda Faturável (DF) = Demanda Contratada (DC) x Tarifa de Demanda Contratada (TDC)

DC (MW)	TDC (R\$/kW)	DF (R\$)
461	2,83	1.304.630,00

d2) Energia Faturável (EF) = Energia Contratada (EC) x Tarifa de Energia Contratada (TEC)

EC (MWh)	TDC (R\$/MWh)	DF (R\$)
209.502	36,66	7.680.358,86

e) CGEEP

e1) Demanda Faturável (DF) = Demanda Contratada (DC) x Tarifa de Demanda Contratada (TDC)

DC (MW)	TDC (R\$/kW)	DF (R\$)
345	2,83	976.350,00

e2) Energia Faturável (EF) = Energia Contratada (EC) x Tarifa de Energia Contratada (TEC)

EC (MWh)	TDC (R\$/MWh)	DF (R\$)
163.697	36,66	6.001.141,37

f) CESP

f1) Demanda Faturável (DF) = Demanda Contratada (DC) x Tarifa de Demanda Contratada (TDC)

DC (MW)	TDC (R\$/kW)	DF (R\$)
1.083	2,83	3.064.890,00

f2) Energia Faturável (EF) = Energia Contratada (EC) x Tarifa de Energia Contratada (TEC)

EC (MWh)	TDC (R\$/MWh)	DF (R\$)
531.641	36,66	19.489.942,93

II) CCT - Contrato de Conexão à Rede Básica

Empresa	Instalações	Encargo Anual (R\$)	Encargo Mensal (R\$)
TRANS. SP	EBE	3.734.000,00	311.166,67
EPTE	EBE	36.370,00	3.030,83

III) CUST - Contrato de Uso do Sistema de Transmissão

CUST = (Média das Demandas Máximas) x Tarifa de Uso da Rede Básica

Demanda (MW)	Tarifa (R\$/kW)	CUST (R\$)
4.205	2,821	11.862.305,00

MIX de Compra

DF (R\$)	TI (R\$)	CCT Mensal (R\$)	CUST (R\$)
102.405.840,16	1.726.040,40	314.197,50	11.862.305,00

Soma (R\$)	Energia (MWh)	MIX (R\$/MWh)
116.308.383,06	2.209.868,44	52,63

6.12.2 Compra Energia Copel

A Copel possui uma série de usinas que geram quase o total da suas necessidades, porém em função da compulsoriedade da compra de energia de Itaipu Binacional, a diferença entre a compra compulsoria e a geração de suas usinas é vendida pela Copel para outras distribuidoras.

Para análise do custo da energia por parte da Copel, em função do acima exposto, vamos considerar como custo de oportunidade o preço de venda da energia por parte de Furnas Centrais Elétricas, sendo considerado o menor preço, que é o praticado por Furnas

no suprimento a Celg, R\$ 1,91/kW e R\$ 24,31/MWh, e o maior preço, praticado por Furnas no suprimento a Metropolitana, R\$ 3,15/kW e R\$ 40,81/MWh.

A seguir apresentamos a análise pertinente a aquisição de energia por parte da Copel, ou seja, considerando os preços de energia fornecida por Furnas:

Suprimento a COPEL

(Referência Outubro/1999)

a) COPEL

a1) Demanda Faturável (DF) = Demanda Contratada (DC) x Tarifa de Demanda Contratada (TDC)

DC (MW)	TDC (R\$/kW)	DF (R\$)
2.459	1,91	4.696.690,00
2.459	3,15	7.745.850,00

a2) Energia Faturável (EF) = Energia Contratada (EC) x Tarifa de Energia Contratada (TEC)

EC (MWh)	TDC (R\$/MWh)	DF (R\$)
1.167.212	24,31	28.374.917,20
1.167.212	40,81	47.633.910,78

b) ITAIPU

b1) Demanda Faturável (DF) = Potência Instalada (PI) x Tarifa de Repasse de Potência (TRP)

PI (MW)	TRP (US\$/kW)	DF (US\$)	TX CÂMBIO (R\$/US\$)	DF (R\$)
648	18,6544	12.088.051,20	1,7473	21.121.451,86

b2) Transporte Itaipu (TI) = Potência Instalada (PI) x Tarifa de Transporte de Energia Elétrica

PI (MW)	TTR (R\$/kW)	TI (R\$)
648	1,5508	1.004.918,40

II) CCT - Contrato de Conexão à Rede Básica

Empresa	Instalações	Encargo Anual (R\$)	Encargo Mensal (R\$)
COPEL	COPEL	44.800.000,00	3.733.333,33
COPEL	COPEL	2.197.000,00	183.083,33
ELETROSUL	COPEL	1.735.000,00	144.583,33

MIX de Compra

DF (R\$)	TI (R\$)	CCT Mensal (R\$)
33.071.607	1.004.918,40	4.061.000,00
76.501.213	1.004.918,40	4.061.000,00

Soma (R\$)	Energia (MWh)	MIX (R\$/MWh)
38.137.526	1.532.857,65	24,88
81.567.131	1.532.857,65	53,21

6.12.3 Custo da Energia Carbocloro

Considerando os preços de fornecimento de energia por parte da Bandeirantes para os clientes do Subgrupo A2, as demandas de 100 MW para o horário fora de ponta e de 60 MW para o horário de ponta além de um fator de carga de 0,9 para ambos os horários o que é uma característica desse tipo de indústria, chegamos ao valor médio de R\$ 54,30/MWh para o fornecimento a carbocloro, perfazendo uma conta mensal da ordem de R\$ 3.400 mil por mês.

Tabela 4 – Analise Carbocloro – Livre

Tarifas A2							
Demanda (kW)		Consumo (kWh)				Fatores de Carga Estimados	
Ponta	F.Ponta	P Seca	P Úmida	FP Seca	FP Úmida	Ponta	Fora Ponta
10,17	2,36	57,01	53,19	40,86	36,98	0,9	0,9

MIX Compra Encargos (R\$/MWh)	MIX COMPRA (R\$/MWh)	Perdas Estimadas (%)
52,63	46,34	2,00

Período Ano	Demanda (kW)		Consumo (kWh)		Venda-V (R\$)		Margem R\$
	F.Ponta	Ponta	F.Ponta	Ponta	Demanda	Consumo	
Úmido	100.000	60.000	59.760.000	3.564.000	846.200,00	2.399.493,96	-153.790,89
Seco	100.000	60.000	59.760.000	3.564.000	846.200,00	2.644.977,24	91.692,39

Venda/Enc R\$/MWh	Diferença R\$/MWh	Fatura R\$
51,26	-1,4	3.245.694,0
55,13	2,50	3.491.177,24

Período Ano	Venda R\$/MWh	Fatura R\$	Faturamento CUSD ANO	Margem Média R\$
Úmido	51,26	3.245.694,0		-153.790,89
Seco	55,13	3.491.177,24		91.692,39
		Total	1.245.600,00	-10.592,31

Encargos de Distribuição EBE - Tarifa A2

Demanda (kW)		Encargo - E (R\$)	
Ponta	F.Ponta	Ponta	F.Ponta
1,63	0,06	97.800,00	6.000,00

Período Ano	Diferença (R\$) V - E	Venda R\$/MWh	Encargo R\$/MWh	Margem R\$/MWh
Úmido	3.141.893,96	51,26	1,64	49,62
Seco	3.387.377,24	55,13	1,64	53,49

6.12.4 Venda da Energia no Curto Prazo

A Copel, a partir da formalização do contrato de fornecimento, passou a ser responsável pelo atendimento a carga da Carbocloro, gerando uma sobra de energia contratada pela Bandeirantes, uma vez que a empresa paulista considerou esta carga na formalização dos seus contratos iniciais. Tal sobra de energia, 63.324 MWh (Fora da Ponta 59.760 MWh e Ponta 3564 MWh), poderia ser utilizada pela Bandeirantes de três formas diferentes, atendimento a eventuais déficits de energia nos seus contratos, venda da energia através de contratos bilaterais ou pela venda da energia no mercado de curto prazo (TMO - Tarifa Marginal de Operação). A seguir apresentamos a margem para o período de um ano, caso a Bandeirante vende-se toda sua energia através do mercado Spot.

Tabela 5 – Venda Bandeirantes T. M. O.

Referência (Mês/Ano)	Sobra de Energia (MWh)		Mix de Compra Bandeirante S/A (R\$/MWh)		Preço Mercado Spot (R\$/MWh)		Ganho Bandeirantes S/A (R\$)
	Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta	
Out/99	3.564	59.760	52,63	52,63	117,05	89,08	2.407.844,88
Nov/99	3.564	59.760	52,63	52,63	155,51	155,51	6.514.773,12
Dez/99	3.564	59.760	52,63	52,63	213,93	213,93	10.214.161,20
Jan/00	3.564	59.760	52,63	52,63	285,50	285,50	14.746.259,88
Fev/00	3.564	59.760	52,63	52,63	190,88	190,88	8.754.543,00
Mar/00	3.564	59.760	52,63	52,63	97,83	85,46	2.123.013,60
Abr/00	3.564	59.760	52,63	52,63	61,73	56,24	248.166,00
Mai/00	3.564	59.760	52,63	52,63	96,72	85,04	2.093.958,36
Jun/00	3.564	59.760	52,63	52,63	142,69	136,63	5.340.813,84
Jul/00	3.564	59.760	52,63	52,63	155,93	144,79	5.875.642,80
Ago/00	3.564	59.760	52,63	52,63	155,93	127,13	4.820.281,20
Set/00	3.564	59.760	52,63	52,63	156,11	156,11	6.552.767,52
Totais	3.564	59.760	52,63	52,63	152,48	143,86	69.692.225,40

6.12.5 Análise do Negócio

Após a análise dos cálculos acima apresentados, podemos chegar a algumas conclusões a respeito da venda de energia por parte da Copel a Carbocloro, principalmente se nos restringirmos ao ponto de vista comercial, sem nos preocuparmos com problemas sistêmicos ou de limitação por parte das instalações.

Para a Bandeirantes, apesar da perda de clientes não ser desejada para a imagem da empresa, economicamente conclui-se que foi um negócio interessante, uma vez que ganho com os encargos de distribuição é maior do que sua margem para a venda direta ao cliente. Também é notável que, em função dos altos preços da energia no mercado de curto prazo. A Bandeirante aferiu um faturamento fantástico com a venda dos excedentes contratuais derivados da saída da Carbocloro.

Para a Carbocloro acredita-se, em função da confidencialidade do contrato firmado, que obteve redução nos custos de energia, uma vez não teria sentido a simples troca de

fornecedor, pois tal mudança acarreta riscos para esta empresa, pois faz com que saia da situação de cliente regulado, com as tarifas de fornecimento determinadas pela ANEEL, passando a ficar exposto aos preços do mercado quando da ocorrência de aumento no consumo de energia e também quando do encerramento do contrato.

Para a Copel, pela análise, o grande benefício seria o marketing relativo a ampliação do seu mercado através da conquista de um novo cliente dentro da área de concessão de outra empresa, porém a um custo alto se considerarmos que toda a energia consumida pela Carbochloro poderia ser vendida no mercado de curto prazo a preços mais interessantes.

CONCLUSÕES E SUGESTÃO DE TRABALHOS

7.0 Introdução

Neste capítulo são apresentadas as conclusões finais sobre a Comercialização de Energia Elétrica para os Consumidores Finais no Novo Modelo, enfocando-se os principais pontos e questionamentos sobre a viabilidade econômica da busca de clientes fora da área de concessão das distribuidoras, as principais distorções do sistema tarifário e também a possibilidade atual de Comercialização de Energia.

Ao final do capítulo são apresentadas Sugestões para Trabalhos de Pesquisa relativos as transformações que vem ocorrendo no Setor Elétrico Brasileiro, principalmente focadas nas oportunidades de negócio que possam vir a surgir.

7.1 Análise Comparativa entre a Margem de Distribuição e Encargos de Distribuição

Uma questão de grande relevância para a operação comercial do MAE, é a relação entre as margens de distribuição atualmente existentes para as distribuidoras e o valor dos Encargos de Distribuição (Resolução 286 de 1999), pois em função do valor dos encargos, poderemos ter a inviabilização da comercialização de energia ou da prestação do serviço de distribuição de energia, inviabilizando desta forma o desenvolvimento do MAE.

Acreditamos que, por princípio que a diferença entre os encargos de distribuição (pedágio) e as margens de distribuição deveriam ser nulas para todos os níveis de tensão, fazendo com que não tenhamos impactos muito grandes para a concessionária responsável pela distribuição de energia ter ou não o cliente, uma vez que a mesma já seria remunerada pelo serviço prestado, pois um encargo de distribuição muito baixo, acarretaria perda financeira para as empresas distribuidoras e um encargo de distribuição muito alto inibiria a competição na comercialização de energia, desta forma, toda a atratividade em relação aos clientes estaria nas margens de comercialização, que devem ser separadas das de distribuição.

Baseado no acima exposto, e observando as margens de comercialização de energia para cada Subgrupo Tarifário (A2,A3a e A4) apresentadas no Capítulp VI, concluímos que os preços dos encargos de distribuição apresentados na Resolução ANEEL nº 286 de 1999, não respeitam a neutralidade entre o valor do encargo e a margem de fornecimento de energia pelas empresas distribuidoras, o que em períodos de operação normal do sistema,

faria com que a perda de um cliente pela distribuidora de energia cria-se um impacto econômico negativo para essa empresa.

7.2 Avaliação da Atual Possibilidade de Competição na Comercialização de Energia

Para a ocorrência da competição na comercialização de energia é necessário ter-se preços de energia que reflitam a realidade, pois na verdade o preço de venda da energia para um Produtor Independente deve contemplar todos os seus custos de geração da energia, sua margem de ganho e o custos dos encargos de distribuição, e ainda ser competitivo em relação aos preços praticados pelos outros agentes atuantes no mercado.

Durante a vigência dos Contratos Iniciais (até 2003), em função dos preços destas energias serem muito baixos para as concessionárias de distribuição, abaixo de R\$ 50,00/MWh, torna-se muito difícil para um produtor independente firmar contratos de venda de energia, uma vez que o custo para a geração de energia se encontra entre US\$ 30/MWh e US\$ 40/MWh, ou seja, o custo de geração suplanta, em muitos casos, o preço final de venda para o cliente regulados.

Outra questão importante é que, em função das condições hidrológicas do sistema, um Produtor Independente ou uma Concessionária de Distribuição, poderão aferir ganhos muito maiores com a venda de energia ou venda de sobras dos contratos iniciais diretamente no MAE, do que buscar clientes livres para venda dessa energia.

7.3 Conclusões Finais

Atualmente a comercialização de energia elétrica no Brasil se encontra em um período de transição, com a grande maioria da energia sendo comercializada no modelo antigo, ou seja, tanto os suprimentos de energia, comercialização entre empresas de energia, quanto o fornecimento, comercialização entre concessionária e consumidores finais, o que em muitos casos dificultam ou impossibilitam a ocorrência de competição. A seguir apresentamos os principais conclusões sobre a análise da comercialização:

- 1) As tarifas de suprimento de energia as distribuidoras de energia no Brasil, na sua grande maioria, se encontram em patamares baixos, principalmente por serem geradas a partir de usinas hidrelétricas, com grande parte de seus custos de implantação já amortizados, inviabilizando a concorrência com novas fontes de energia, principalmente a termelétrica, que via de regra apresentarão custos mais elevados.
 - 2) As classes de clientes que comportam o maior número de possíveis consumidores livres são as que possuem os menores custos de energia, não possuindo desta forma grande estímulo para a troca de fornecedor e sinalizando a existência de subsídios trocados entre as classes de consumidores.
 - 3) Quanto mais eficiente é o uso da energia, fator de carga mais elevado e maior modulação, por parte do cliente menores serão seus custos de energia, ficando desta forma reduzida as chances de mudança de fornecedor.
-

- 4) Os custos de energia se elevam a medida que reduzimos os níveis de tensão. Os encargos de distribuição possuem um comportamento semelhante, porém não se igualando as margens de comercialização para as concessionárias, o que acreditamos ser o princípio básico para a abertura do mercado.
- 5) Dependendo da forma de utilização da energia por parte do cliente, pode ser mais interessante para a concessionária a opção deste cliente por outra concessionária, passando a ter como recebimentos os encargos de distribuição e a venda de energia excedente no Mercado Atacadista de Energia .
- 6) Os encargos de distribuição ainda não se encontram claramente definidos, com os valores apresentados pela ANEEL, ficando bem abaixo das margens de comercialização de energia para os clientes.

Desta forma acreditamos que para a implementação definitiva do novo modelo, se fazem necessários mudanças em alguns procedimentos e estruturas e também a criação de sinais econômicos claros , com o intuito de possibilitar o ingresso de novos agentes e também o aumento da competitividade visando a busca da eficiência.

7.4 Sugestão de Trabalhos de Pesquisa

Focando-se dentro do mesmo assunto, Setor Elétrico Brasileiro - Comercialização de Energia, sugere-se os seguintes temas como continuidade ao estudo apresentado:

- 1) Estratégia para a Compra de Energia dentro de um Mercado Competitivo;
- 2) Estudo de Sensibilidade nos Valores de Pedágio dentro das Redes das Distribuidoras;
- 3) Metodologia de Cálculo de Novas Tarifas de Energia (Preço);
- 4) Otimização da Compra de Energia por Consumidores Finais;
- 5) Estratégias para a Busca de Clientes Livres;
- 6) Impacto da Perda e/ou Ganho de Mercado para a Revisão Tarifária.

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

1. NOVA Tarifa de Energia Elétrica, Metodologia e Aplicação. Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás.
2. PLANO Decenal de Operação, Centrais Elétricas Brasileiras S.A – Eletrobrás, 1997.
3. Willian D. Stevenson, Jr. . Elements of Power System Analysis.
4. Perfil do Setor Elétrico – Revista Eletricidade Moderna, nº 280, Julho 1997
5. da Silva, Edson Luiz; Finardi, Erlon Cristian – Curso de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos
6. Sodré, Antonio. O Relacionamento Comercial a Partir do Novo Marco Regulatório – Apostila Azevedo Sodré Advogados
7. AsMAE, Regras Algébricas do MAE
8. Domingues, Élder G.; Apostila Curso de Reestruturação do Setor Elétrico – Escola Federal de Engenharia de Itajubá
9. Alves, Amando; Apostila cadeira de Engenharia Econômica – Universidade Federal Fluminense
10. GCOI, Subcomitê de Estudos Energéticos, Plano de Operação para 1998, Dez 1997.
11. BRASIL, Estatuto de Itaipu; Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás. Diário Oficial 1973
12. Joskow, Paul L., Why do you need Electricity Retailers? – MIT – Fevereiro de 2000
13. GCOI, Subcomitê de Estudos Energéticos – Manual de Procedimentos para Contabilização e Faturamento de Energias de Curto Prazo – Dezembro 1996.
14. Witter, Morgan Stanley Dean Witter, Global Electricity Perspectives, Setembro 1999

15. GCOI - Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás. Comercialização de Energia no Grupo Coordenador para Operação Interligada – Fevereiro 1999.
16. BRASIL, Portaria DNAEE 466. Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - Novembro de 1997
17. BRASIL, Portaria DNAEE 033 . Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - Fevereiro de 1988
18. BRASIL, Portaria DNAEE 1.569. Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – Dezembro de 1993
19. BRASIL, Portaria DNAEE 046 Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – Abril de 1978
20. BRASIL, Portaria DNAEE 047 Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – Abril de 1978
21. BRASIL, Lei n.º 9.074, de 07 de Julho de 1995
22. BRASIL, Lei n.º 9.427, de 26 de Dezembro de 1996
23. BRASIL, Portaria nº 459, 10 de Novembro de 1997
24. BRASIL, Resolução n.º 094, de 30 de Março de 1998
25. BRASIL, Resolução n.º 248, de 07 de Agosto de 1998
26. BRASIL, Resolução n.º 249, de 11 de Agosto de 1998
27. BRASIL, Resolução n.º 261, de 13 de Agosto de 1998
28. BRASIL, Resolução n.º 264, de 13 de Agosto de 1998

Sites Visitados

<http://www.ons.gov.br>

<http://www.aneel.gov.br>

<http://www.asmae.com.br>

<http://www.copel.com.br>

<http://www.lightrio.com.br>

<http://www.aessul.com.br>

<http://www.furnas.gov.br>

<http://www.chesf.gov.br>

<http://www.eletrobras.gov.br>

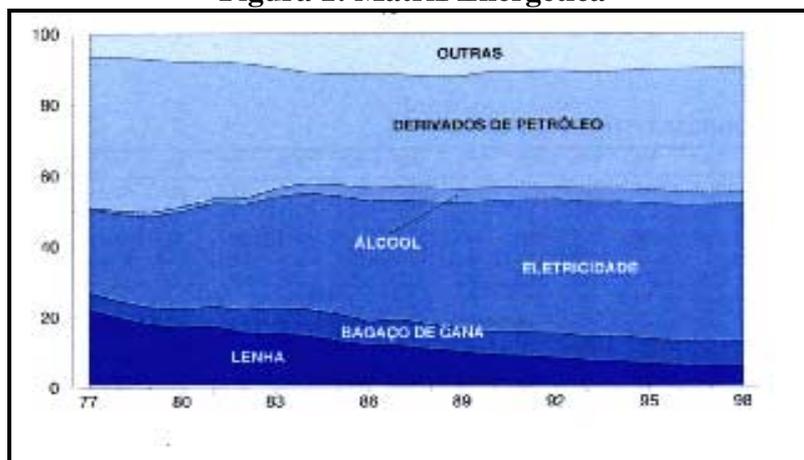
ANEXO I – O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

1.0 A Importância da Energia Elétrica no Brasil

Nos últimos anos a eletricidade teve um papel importantíssimo para o desenvolvimento do Brasil, contribuindo tanto para o desenvolvimento social e quanto econômico, tendo o consumo de energia por habitante aumentado em quase 10 vezes e o uso da eletricidade por unidade de produto industrial crescido mais que o dobro, somente no período entre 1970 e 1988.

A matriz energética brasileira e sua evolução ficam bem evidenciadas na figura a seguir, onde pode-se notar o domínio dos derivados de petróleo e da lenha até os meados da década de 70, reduzindo participação destas fontes de energia em virtude da crise do petróleo e do estímulo a novas fontes de energia, que começaram a ser adotados a partir daquela década.

Figura 1: Matriz Energética



FONTE: BALANÇO ANUAL 1998

Esse rápido crescimento do consumo de eletricidade foi possível graças à utilização de uma parcela grande do potencial hidroelétrico do país, com investimentos maciços em empreendimentos de grande porte, onde destaca-se a Usina Hidrelétrica de Itaipu, uma das maiores do mundo, fazendo com que atualmente cerca de 97% de geração de energia elétrica seja hidroelétrica.

2.0 A Evolução do Consumo de Energia no Brasil

Nos últimos anos nota-se uma mudança na evolução dos indicadores relativos a economia nacional e o consumo de energia. Se anteriormente ambos variavam de forma semelhante, nos últimos anos o consumo de energia vem seguindo uma trajetória de crescimento permanentemente superior à evolução da economia.

De fato, a elasticidade do indicador renda/consumo de eletricidade (relação entre o crescimento do consumo de energia elétrica e o crescimento do PIB) tem nos últimos anos indicado alterações estruturais na economia, porém sua componente inercial explica seu maior crescimento relativo. O primeiro aspecto é uma provável consequência da utilização de tecnologias mais eficientes no uso final da eletricidade, sobretudo nos últimos anos, que pode ser associado à penetração crescente de energia elétrica, em razão da modernização dos diversos setores da economia, do crescimento populacional e da extensão das redes elétricas.

3.0 Evolução do Mercado de Energia

O crescimento do mercado de energia brasileiro se dá de forma desigual, sendo os últimos anos marcados por taxas maiores de crescimento na utilização de energia nas regiões menos desenvolvidas, ou seja, Norte e Nordeste, o que indica a existência de um mercado potencial que poderá sustentar os índices de crescimento por mais alguns anos.

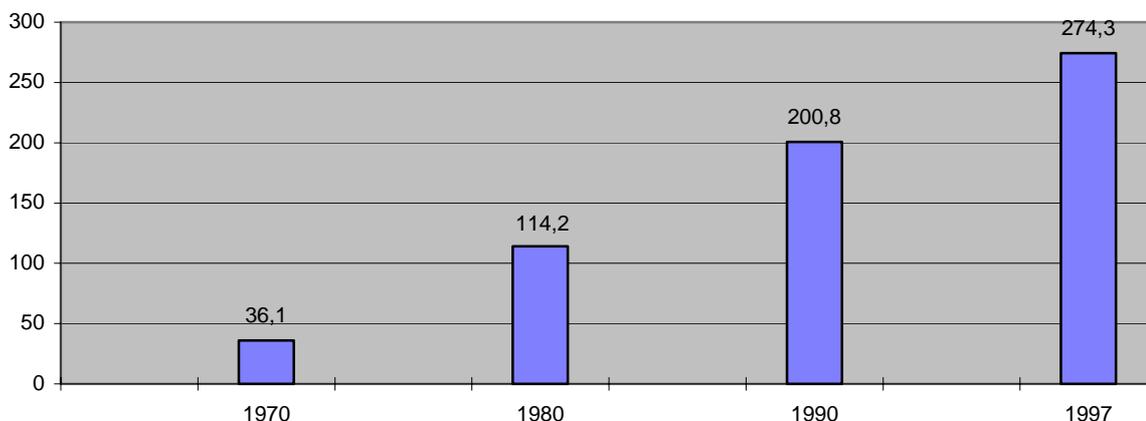
As Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste apresentaram os maiores crescimentos, nos valores de energia consumida, resultados que encontram explicação principalmente na expansão da classe industrial, durante as últimas quatro décadas, e na retomada do crescimento, em patamares elevados, da classe comercial, principalmente nos últimos 20 anos. Nas Regiões Norte e Nordeste a classe industrial não apresentou um crescimento elevado de consumo de energia, a despeito do bom desempenho das classes comercial e residencial.

A tabela a seguir apresenta o consumo total de energia elétrica segundo as regiões geográficas do País e suas respectivas participações no mercado nacional, contemplando os anos de 1970, 1980, 1990 e 1970. Estes valores históricos compõem a base estatística que apoia a elaboração das projeções do mercado de energia elétrica das concessionárias e não incluem fornecimentos interruptíveis nem autoprodução.

Tabela 1: Consumo Total de Energia Elétrica (TWh)

ANO	NORTE	NORDESTE	SUDESTE	SUL	C.OESTE	BRASIL
1970	0,4	3,1	28,4	3,6	0,6	36,1
1980	1,9	14,1	80,7	14,1	3,4	114,2
1990	8,8	31,4	124,0	28,2	8,4	200,8
1997	13,9	42,9	161,1	42,6	13,8	274,3
Taxas médias de crescimento ao ano - %						
1970/1980	16,9	16,4	11,0	14,6	18,9	12,2
1980/1990	16,6	8,3	4,4	7,2	9,5	5,8
1990/1997	6,7	4,6	3,8	6,1	7,3	4,6
Participação regional no consumo (%)						
1970	1,1	8,6	78,6	10,0	1,7	100,0
1980	1,7	12,3	70,7	12,3	3,0	100,0
1990	4,4	15,6	61,8	14,0	4,2	100,0
1997	5,1	15,7	58,7	15,5	5,0	100,0

FONTE: PLANO DECENAL DE EXPANSÃO 1998/2007

Gráfico 1: Evolução do Consumo de Energia no Brasil (TWh)

FONTE: PLANO DECENAL DE EXPANSÃO 1998/2007

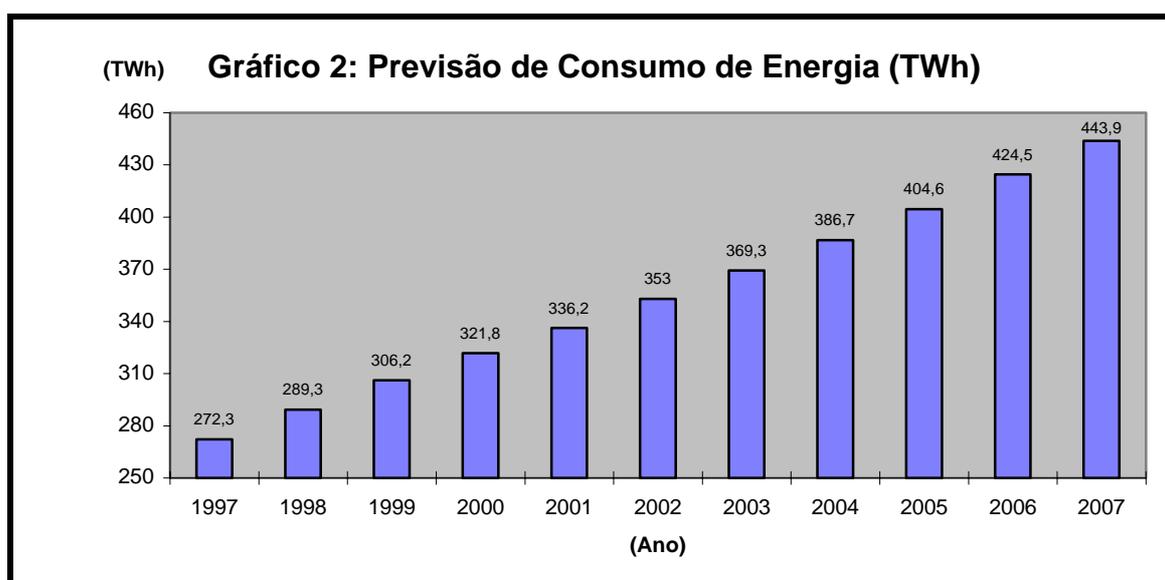
4.0 Previsão de Crescimento

O Plano Decenal de Expansão, elaborado pela Eletrobrás, previa para o período de 1998/2007, um crescimento anual médio de 5% ao ano, com a capacidade instalada do País devendo crescer de 59.300 MW para 95.700 MW, para atender este aumento de consumo, significando a necessidade de incrementos de geração da ordem de 3.640 MW por ano, destacando-se os novos empreendimentos termelétricos, que deveriam aumentar sua participação percentual de 8% para 17% no mercado. Também era previsto a instalação de cerca de 50.000 km de linhas de transmissão e 100.000 MVA em subestações, totalizando investimentos da ordem de R\$ 80 bilhões em dez anos.

Para atingir tais metas previa-se ser de fundamental importância a participação dos novos agentes, a maioria oriundos do setor privado, com capacidade de investimento.

TABELA 2: Previsões de Carga Própria de Demanda (MWh/h)				
ANO	N.ISOL	N/NE	S/SE/CO	BRASIL
1997	1.493	9.567	39.267	50.327
2002	2.429	12.543	47.957	62.929
2007	3.594	16.519	58.607	78.720
Crescimento Percentual - %				
1997/2002	63%	31%	22%	25%
2002/2007	48%	32%	22%	25%

FONTE: PLANO DECENAL DE EXPANSÃO 1998/2007



FONTE: PLANO DECENAL DE EXPANSÃO 1998/2007

5.0 Consumo de Energia por Classes de Consumidores

No Brasil identificamos seis classes (residencial, comercial, industrial, rural e governo) como as principais responsáveis pelo consumo de eletricidade, sendo apresentado a seguir a participação de cada uma delas no mercado.

Tabela 3: Consumo de Energia por Classe em TWh						
ANO	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	RURAL	GOVERNO	TOTAL
1970	8,4	5,2	16,2	0,3	6,0	36,1
1980	23,2	13,7	61,7	1,9	13,7	114,2
1990	48,1	23,8	99,9	6,5	22,5	200,8
1997	74,1	38,2	122,2	9,7	30,1	274,3
Taxas médias de crescimento - % ao ano						
1970/1980	10,7	10,2	14,3	20,3	8,6	12,2
1980/1990	7,6	5,7	4,9	13,1	5,1	5,8
1990/1997	6,4	7	2,9	5,9	4,2	4,6
Estrutura de participação - %						
1970	23,3	14,4	44,9	0,8	16,6	100,0
1980	20,3	12,0	54,0	1,7	12,0	100,0
1990	23,9	11,9	49,8	3,2	11,2	100,0
1997	27,0	13,9	44,5	3,5	11,1	100,0

FONTE: PLANO DECENAL DE EXPANSÃO 1998/2007

5.1 Consumo Residencial

O consumo residencial e seu crescimento podem ser caracterizados por dois índices: o consumo de energia por consumidor e o número de consumidores atendidos. O número de consumidores residenciais cresceu a média de 6,3% ao ano, no período entre 1970 e 1997, passando de 6,8 milhões para 35,5 milhões, fazendo com que, em relação ao consumo global, a classe residencial aumenta-se a sua participação de 23,3% para 27,0%.

Analisando o ano de 1996, isoladamente, se incorporaram 1,4 milhão de novos clientes, ou seja 4% de incremento, distribuídos da seguinte forma: Região Norte 5,5%, Região Nordeste 4,4%, Região Sudeste 3,7%, Região Sul 3,5% e Região Centro-Oeste 5,2%. Em termos nacionais, o número de consumidores residenciais cresceu 4,0%, havendo incorporação de 1,4 milhão de novos consumidores.

O consumo por consumidor residencial apresentou evolução significativa nos últimos anos, em função principalmente da melhoria do nível de renda da população. Comparativamente a 1996, o consumo por consumidor residencial cresceu às seguintes taxas: Região Norte 3,5%; Região Nordeste 3,5%; Região Sudeste 3,1%; Região Sul 3,0%

e Região Centro-Oeste 3,5%. Em nível nacional, este indicador atingiu 2.099 kWh/ano (175 kWh/mês).

5.1.1 Previsão de Crescimento Consumo Residencial

No período 1997/2007 previa-se um crescimento médio anual de 5,9%, sendo incorporados ao sistema nesse período cerca de 13,5 milhões de consumidores, correspondendo a uma média algo superior a 1,3 milhão por ano, e, de outro lado, pela estimativa de que o consumo residencial por consumidor passaria do patamar de 2.095 para 2.676 kWh/ano em 2007, isto é, respectivamente 175 e 223 kWh/mês.

Tabela 4: Previsão do Consumo Residencial (TWh)						
ANO	NORTE	NORDESTE	SUDESTE	SUL	C.OESTE	BRASIL
1997	3,3	10,5	43,3	11,6	5,2	73,9
2002	5,7	15,0	56,7	15,6	7,4	100,4
2007	8,1	20,7	71,8	20,4	9,5	130,5
Taxas médias de crescimento - % ao ano						
1997/2002	11,6	7,4	5,5	6,1	7,3	6,3
2002/2007	7,3	6,7	4,8	5,5	5,1	5,4
1997/2007	9,4	7,0	5,2	5,8	6,2	5,9
Estrutura de participação - %						
1997	4,5	14,2	58,6	15,7	7,0	100,0
2002	5,7	14,9	56,5	15,5	7,4	100,0
2007	6,2	15,9	55,0	15,6	7,3	100,0

FONTE: PLANO DECENAL DE EXPANSÃO 1998/2007

5.2 Consumo Comercial

Durante a década de 70, o consumo comercial cresceu a uma taxa média anual de 10,2%, porém no período de 1980/1990 apresentou taxas significativamente menores, atingindo uma média anual de 5,7%. No período de 1994 a 1996, o consumo de eletricidade da classe comercial voltou a registrar variação expressiva, com uma taxa média anual de 9,8%, este resultado, verificado em todas as regiões, foi fortemente influenciado pelo número crescente de “shopping centers” e grandes supermercados, pela intensificação das atividades ligadas ao turismo e, ainda, pelo processo de terceirização da economia. Deve-se ressaltar, também, a influência do processo de modernização das atividades de comércio e dos serviços. Em 1997, o consumo comercial cresceu 9,8%, mantendo a tendência de forte expansão.

5.2.1 Previsão de Crescimento Consumo Comercial

O crescimento do consumo de eletricidade da classe comercial no Brasil estimado é projetado com uma taxa média de 6,1% ao ano, entre 1997 e 2007, sua evolução estará atrelada à intensificação do processo de expansão, fortalecimento e modernização do setor de comércio e dos serviços em geral, assim como o processo de terceirização da economia, decorrência natural do atual estágio de desenvolvimento do setor industrial brasileiro. Nesse aspecto, o Brasil estará acompanhando a tendência mundial das economias desenvolvidas ou em fase de desenvolvimento, nas quais o setor de serviços passa a dominar a geração de riqueza.

Tabela 5: Previsão do Consumo Comercial (TWh)						
ANO	NORTE	NORDESTE	SUDESTE	SUL	C.OESTE	BRASIL
1997	1,6	5,2	22,4	5,7	2,6	37,5
2002	2,9	7,6	30,0	7,6	3,7	51,8
2007	4,4	10,3	38,2	9,9	4,9	67,7
Taxas médias de crescimento - % ao ano						
1997/2002	12,6	7,9	6,0	5,9	7,3	6,7
2002/2007	8,7	6,3	5,0	5,4	5,8	5,5
1997/2007	10,6	7,1	5,5	5,7	6,5	6,1
Estrutura de participação - %						
1997	4,3	13,9	59,7	15,2	6,9	100,0
2002	5,6	14,7	57,9	14,7	7,1	100,0
2007	6,5	15,2	56,5	14,6	7,2	100,0

FONTE: PLANO DECENAL DE EXPANSÃO 1998/2007

5.3 Consumo Industrial

Cerca de 45% do consumo de energia elétrica no Brasil ocorre em processos industriais consumida, esta classe apresentou crescimentos elevados durante a década de 70, chegando em meados dos anos 80 a 54%, principalmente em função da modernização e expansão do parque industrial, com o desenvolvimento de indústrias de alumínio, soda-cloro, ferroligas, entre outras com características eletrointensivas, ou seja, grandes consumidoras de energia elétrica. Após crescer 14,3% ao ano na década de 70, expandiu, em média, 4,9% nos anos 80, e a partir de uma reestruturação do parque industrial nacional, verificada a a partir de 1990, e a ausência de expansão importante na indústria de eletrointensivos justificam um crescimento médio anual de 2,9% até o ano de 1997, onde o consumo industrial cresceu 4,9%.

5.3.1 - Previsão de Crescimento do consumo Industrial

A previsão de crescimento do consumo de energia elétrica para os próximos 10 anos é de 4,2% ao ano, em média, através de acréscimos de capacidade instalada do parque produtivo e a entrada em operação de plantas de porte significativo, considerando para isto uma possível expansão do PIB e também ingresso de novos investimentos, principalmente de capitais externos. Na tabela a seguir constam as projeções do consumo de energia elétrica para a classe industrial, com discriminação regional.

Tabela 6: Previsão do Consumo Industrial de Energia Elétrica (TWh)						
PERÍODO	NORTE	NORDESTE	SUDESTE	SUL	C.OESTE	BRASIL
1997	7,7	20,9	73,7	16,5	2,8	121,6
2002	10,9	28,2	83,5	22,6	5,1	150,3
2007	16,7	34,8	96,3	29,0	6,5	183,3
Taxas médias de crescimento ao ano - %						
1997/2002	7,2	6,2	2,5	6,5	12,7	4,3
2002/2007	8,9	4,3	2,9	5,1	5,0	4,0
1997/2007	8,0	5,2	2,7	5,8	8,8	4,2
Participação regional no consumo (%)						
1997	6,3	17,2	60,6	13,6	2,3	100,0
2002	7,3	18,8	55,5	15,0	3,4	100,0
2007	9,1	19,0	52,6	15,8	3,5	100,0

FONTE: PLANO DECENAL DE EXPANSÃO 1998/2007

5.4 Demais Classes

Para o conjunto das demais classes de consumo é previsto um incremento médio anual de 4,7% para os próximos 10 anos, nesse agregado merecendo destaque dentro dessa classe de consumo os programas de eletrificação rural e de irrigação. Também

os investimentos direcionados para projetos de infra-estrutura, como implantação e expansão de redes ferroviárias, ampliação e modernização de aeroportos, melhorias nos sistemas de transportes urbanos, abastecimento de água e saneamento básico, entre outros, poderão ter efeito significativo no consumo de eletricidade desse conjunto de consumidores.

6.0 O Sistema Elétrico Brasileiro

O Sistema Elétrico Brasileiro era coordenado, até pouco tempo, tanto no âmbito de sua expansão como no da operação pela Eletrobrás, controladora de quatro empresas regionais dividindo, o país em zonas elétricas de geração e transmissão de energia elétrica, sendo a Região Norte e parte do Centro-Oeste de abrangência da Eletronorte, a Região Nordeste da CHESF, a Região Sudeste e o restante do Centro-Oeste de Furnas, ficando a Região Sul a cargo da Eletrosul.

Do ponto de vista operacional podemos considerar o Sistema Elétrico Brasileiro como formado por três subsistemas: o Sul/Sudeste/Centro-Oeste, o Norte/Nordeste e os Sistemas Isolados.

O Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste, caracteriza-se pela geração de energia a partir de grande número de usinas de médio e grande porte, totalizando 42.706 MW, referente a Dezembro de 1997 sendo 191 usinas hidrelétricas (39.275 MW - 92%) e 24 usinas termelétricas (3.431 MW - 8%), representando em termos de geração hidrelétrica 66% do total em operação e com possibilidade de transferência no seu sistema de transmissão de 3.600 MW médios no sentido Sul/Sudeste e 3.900 MW médios no sentido inverso, permitindo assim um intercâmbio de energia com características marcadamente sazonais, fluxos na direção Sudeste/Centro-Oeste durante o período de maio a novembro (período seco) e na direção Sul durante o período de Dezembro a Abril (período úmido).

O Sistema Interligado Norte/Nordeste com uma capacidade instalada de 14.686 MW, possuindo 17 usinas hidrelétricas (14.387 MW - 98%) e 3 usinas termelétricas (299 MW - 2%), representando 24,2% do potencial hidrelétrico total em operação no País. A capacidade atual de transferência da interligação entre as duas regiões é da ordem de 600 MW médios na direção Norte/Nordeste e 700 MW médios na direção Nordeste/Norte.

Mais a frente teremos comentários sobre a Interligação Norte/Sul, uma linha de transmissão com elevada potência que ajudará a aumentar a estabilidade operacional dos sistemas Norte/Nordeste e

Sul/Sudeste/Centro-Oeste, possibilitando intercâmbios de fluxos de energia em função de disponibilidades nestes sistemas.

Os Sistemas Isolados correspondem a mais de 300 localidades eletricamente isoladas uma das outras, com cerca de 85% dos sistemas isolados na região Norte, que englobam os estados do Amazonas, Roraima, Rondônia, Amapá e Acre, e têm um parque gerador de 1.652 MW (86% em usinas térmicas e 506 MW em hidrelétricas) e 269 MW no interior, dos quais 10 MW em Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH e 259 MW em usinas térmicas. Os 15% restantes da capacidade instalada total estão distribuídos pelos estados do Pará, Maranhão, Tocantins, Pernambuco, Bahia, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, que apesar de serem Estados atendidos pelos Sistemas Interligados, possuem Sistemas Isolados

de pequeno porte, totalizando 280 MW, dos quais 231 MW em usinas térmicas e 49 MW em usinas hidrelétricas.

O grande potencial hídrico faz com que tenhamos um predomínio nítido das usinas hidrelétricas sobre todas as outras formas de geração de energia, com usinas de grande porte com imensos reservatórios, muitos deles com regularização plurianual, com grandes distâncias das usinas aos principais centros de consumo e conexões inter-regionais motivadas pela diversidade hidrológica entre bacias hidrográficas.

Assim, após a sua geração no Sistema Elétrico Brasileiro, temos que elevar a tensão para um valor conveniente (alto) em função das grandes distâncias que devem ser percorridas, sendo essa energia transportada por linhas de transmissão até os centros de consumo, através das instalações das empresas supridoras, Furnas, Eletrosul Chesf e

Eletronorte. Os níveis tensão das linhas têm sido crescentes em função do surgimento de aproveitamentos cada vez mais afastados, exigindo o domínio das tecnologias correspondentes e incentivando a pesquisa aplicada e o desenvolvimento de equipamentos apropriados a tensões tão elevadas.

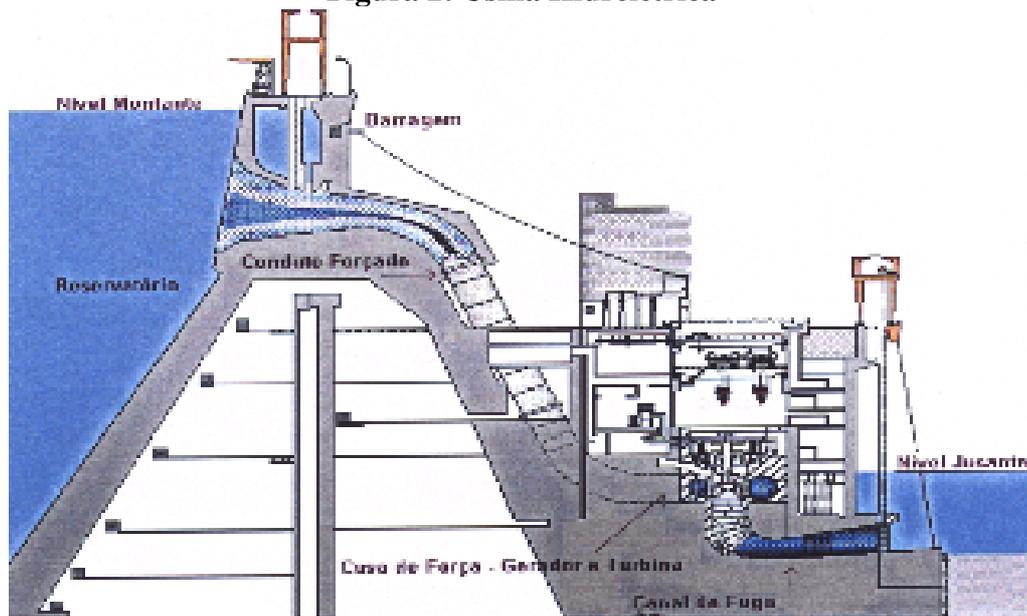
Chegando aos centros de consumo a energia sofre nova transformação sendo sua tensão rebaixada ao valor da subtransmissão. A partir daí entram em cena as empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica, que são responsáveis pelo fornecimento de energia aos clientes inseridos dentro de sua área de concessão, podendo esse fornecimento ser realizado tanto em tensão de subtransmissão quanto em tensões mais baixas, desde que nos padrões especificados de fornecimento. Tais empresas devem arcar com os custos necessários ao atendimento aos clientes, possuindo muitas vezes concessões para a geração de energia elétrica com finalidade de atendimento a sua carga própria ou suprimento ao sistema interligado.

7.0 A Geração de Energia no Sistema Brasileiro

7.1 Usina Hidrelétrica

Na usina hidroelétrica a energia é produzida pela conversão de energia potencial da água em energia mecânica na turbina e desta energia elétrica no gerador.

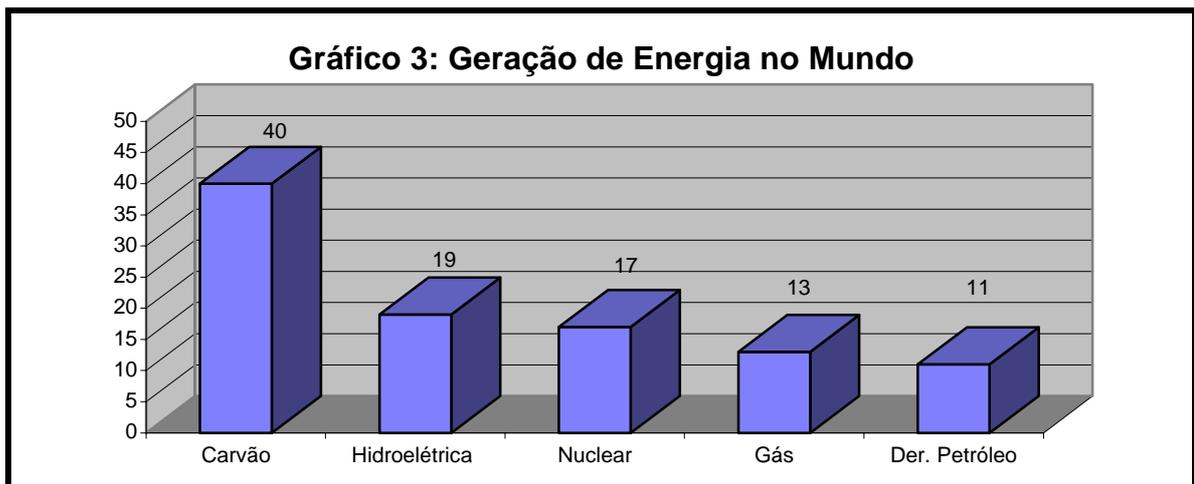
Para aproveitar o potencial hídrico de um rio, geralmente interrompe-se seu curso normal através de uma barragem, que provoca a formação de um lago artificial chamado reservatório. A barragem é atravessada por tubos (dutos forçados), que conduzem a água do reservatório até às turbinas, máquinas instaladas em nível mais baixo. A energia potencial da água, ao penetrar nesses tubos em queda é transformada, então, em energia cinética (de movimento) atingindo as pás das turbinas e fazendo girar o seu eixo, que por sua vez, aciona o gerador, produzindo eletricidade.

Figura 2: Usina Hidrelétrica

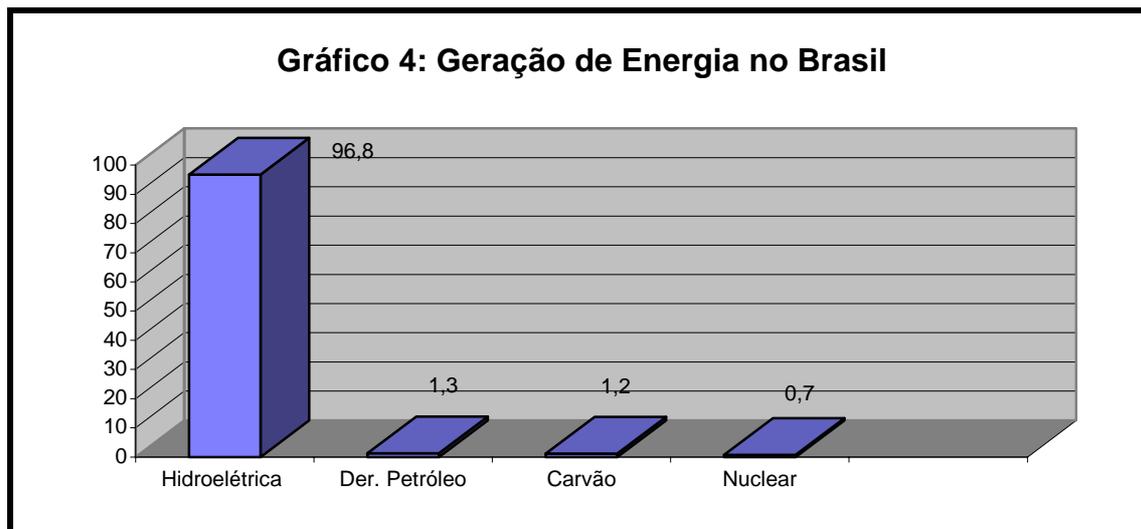
FONTE: CURSO DE FORMAÇÃO DE PREÇOS – CEPEL

7.1.1 Participação no Mercado Brasileiro

Na produção de energia elétrica, a participação hidrelétrica alcança cerca de 97% , fazendo com que o sistema gerador brasileiro seja, em termos mundiais, muito diferenciados dos demais países, a seguir é comparada a participação das diferentes fontes primárias na geração de energia elétrica.



FONTE: PLANO DECENAL DE EXPANSÃO 1998/2007



FONTE: PLANO DECENAL DE EXPANSÃO 1998/2007

A predominância da geração hidráulica, mais de 230 usinas com quase 54 GW de potência, com reservatórios de regularização plurianual e pertencentes a diferentes empresas, resulta na necessidade de ações integradas, visando a otimização eletroenergética do sistema, o aumento da eficiência e a obtenção do custo mínimo no fornecimento de energia elétrica. Tais características conferem um papel relevante a coordenação do planejamento da expansão e da operação dos Sistemas Interligados Sul/Sudeste/Centro-

Oeste, Norte/Nordeste e dos Sistemas Isolados, bem como à coordenação da operação em tempo real dos Sistemas Interligados, este fato independe da organização institucional e dos agentes que atuam nestes sistemas, pois decorre das características físicas dos sistemas elétricos, que são muito diferentes daquelas coordenadas, as perdas energéticas, segundo estudos da Eletrobrás, alcançariam cerca de 23% da energia total disponível no sistema.

7.1.2 Estimativa de Crescimento

As diretrizes econômicas para o período dos próximos dez anos orientam para uma expansão da oferta de energia elétrica com a participação da iniciativa privada, sendo direcionada para a geração de energia através de termelétricas fundamentalmente no aproveitamento no aproveitamento do gás natural, do carvão mineral e dos resíduos de refinarias, no caso dos Sistemas Interligados e no caso de Sistemas Isolados nos derivados do petróleo.

Um função de suas próprias características os projetos, principalmente os de grande porte, de geração de energia a base hidrelétrica ficam comprometidos, já sendo sinalizado o projeto da hidrelétrica de Salto Caxias, localizada no Rio Iguaçu - Paraná, com 1.240 MW como aquele que fecha a era dos grandes projetos de geração hidráulica.

7.1.3 Principais Entraves a Geração Hidrelétrica

Os projetos de geração a base hidrelétrica, em potência mais elevadas, de caracterizam como projetos de desembolso de capital muito elevado durante a fase de implantação com fluxos de caixa ocorrendo ao longo de períodos de tempo muito longo, podendo assim sofrer grandes influências de variações macroeconômicas, aliados as dificuldades ambientais referentes a inundação de grandes áreas para a criação de reservatórios de regularização, muitas vezes implicando no deslocamento de populações com a necessidade de indenização dessas e da aleatoriedade das chuvas necessários ao enchimento dos reservatórios sem a qual as usinas não apresentam receitas.

Outra desvantagem é a localização destas usinas cada vez mais distantes dos centros de consumo, o que cria a necessidade de altos investimentos em linhas de transmissão de energia, para o escoamento da produção.

Além disso, estudos recentes mostram que a grande reserva de biomassa depositada no fundo dos reservatórios deteriora-se liberando gases como o dióxido de carbono e o metano, que contribuem para o aumento do efeito estufa.

7.1.4 Principais Vantagens para a Geração Hidrelétrica

A energia gerada em usinas hidrelétricas é uma energia limpa, principalmente quando comparada as termelétricas que causam o aumento do efeito estufa e chuva ácida nos locais onde se apresentam com grandes concentrações, e renovável sendo nulo o preço pago pelo seu combustível, a água, fazendo com que não apresente grandes oscilações em seus custos em função de variações nos preços de energéticos nos mercados mundiais, principalmente os derivados de petróleo.

7.1.5 Usina de Itaipu

A Usina hidrelétrica de Itaipu é um empreendimento binacional desenvolvido pelo Brasil e pelo Paraguai no Rio Paraná. A potência instalada da Usina é de 12.600 MW (megawatts), com 18 unidades geradoras de 700 MW cada. A produção é responsável pelo suprimento de 79% da energia elétrica consumida no Paraguai e 26,4% de toda a demanda do mercado brasileiro. O reservatório, um dos menores do país, com área de apenas 1350 km², foi formado em apenas 14 dias, tendo as águas subido 100 metros e chegado às comportas do vertedouro as 10 horas do dia 27 de outubro.

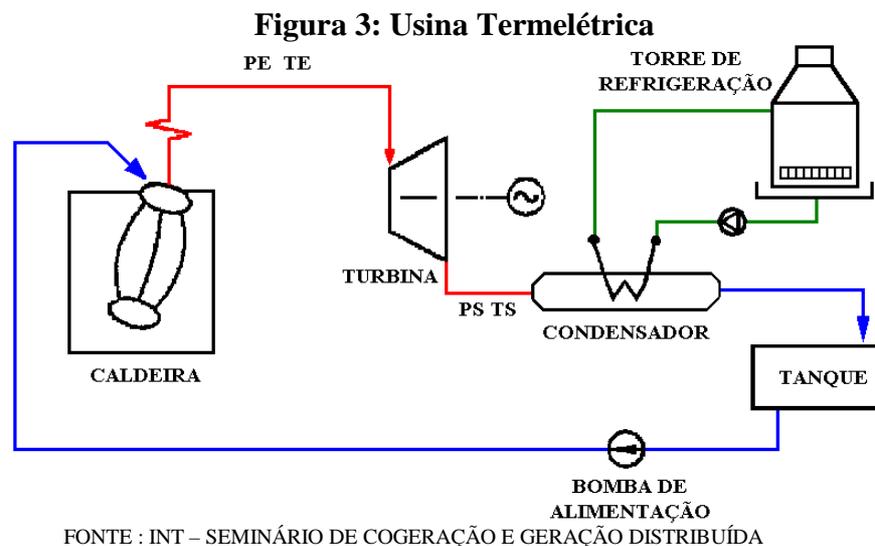
A entrada das unidades geradoras em operação comercial aconteceu a partir de 5 de maio de 1984. As unidades geradoras foram sendo instaladas, de acordo com o cronograma, ao ritmo de duas a três por ano, até que a décima oitava e última unidade geradora entrou em fase de produção comercial de energia, no dia 9 de abril de 1991.

A altura da barragem principal (196 metros) equivale a altura de um prédio de 65 andares, e a sua produção de energia equivale a queima de 434 mil barris de petróleo por dia para obter em plantas termelétricas.

A operação de Itaipu é de fundamental importância para o Sistema Elétrico Brasileiro, o que faz com que em períodos de indisponibilidades de suas turbinas ou no transporte de sua energia, o GCOS seja obrigado a tomar medidas no sentido de gerenciamento da demanda do sistema, através da solicitação as concessionárias distribuidoras para corte ou deslocamento da carga no horário de ponta do Sistema.

7.2 Usinas Termelétricas

Fundamentalmente as usinas termelétricas produzem energia num processo em três etapas, a primeira etapa consiste na queima de um combustível fóssil, como carvão, óleo, ou gás, transformando a água em vapor com o calor gerado em caldeiras. A segunda consiste na utilização deste vapor, em alta pressão, para girar a turbina que, por sua vez, aciona o gerador elétrico. Na terceira etapa, o vapor é condensado, transferindo sua energia térmica para um circuito independente de refrigeração, retornando a água a cadeia, completando o ciclo.



No sistema brasileiro as usinas termelétricas são utilizadas, basicamente, para complementar a geração hidráulica nos horários de pico dos sistemas interligados e para suprimento dos sistemas isolados nas Regiões Norte e Centro-Oeste, porém para o futuro verifica-se um novo padrão para produção de energia, com a ampliação da participação da usinas termelétricas.

Tal expectativa se deve principalmente a entrada da iniciativa privada na área de geração de energia elétrica, em função da regularização das atividades dos Autoprodutores e Produtores Independentes de Energia. Sendo iniciados estudos para a constatação da

viabilidade da instalação de uma série de usinas, a grande maioria utilizando como combustível o gás natural, em várias áreas do País.

Tabela 7: Geração Térmica no Brasil

Estado	Nº UTE	Potência Total MW
Mato Grosso do Sul	1	450
Mato Grosso	1	450
São Paulo	2	1.450
Rio Grande do Sul	1	350
Rio de Janeiro	2	1.200
Total	7	3.900

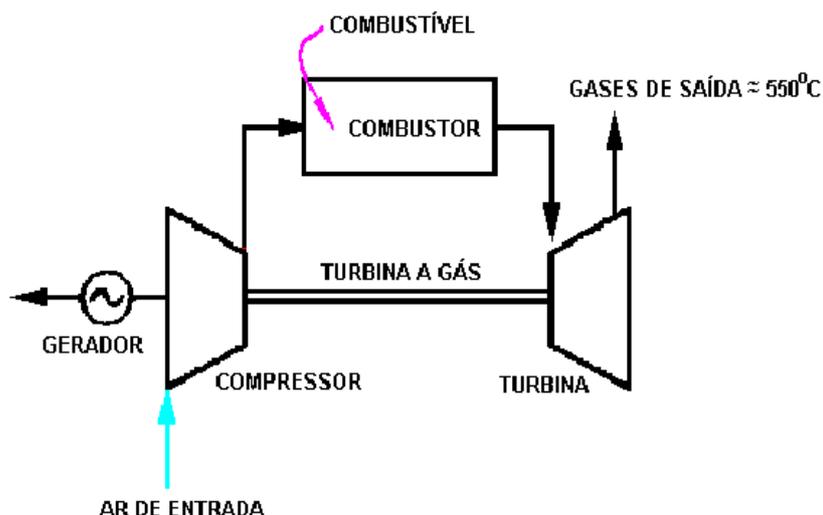
FONTE: PLANO DECENAL DE EXPANSÃO 1998/2007

7.2.1 Principais Entraves a Geração Termelétrica

As principais dificuldades para a expansão das usinas termelétricas no Brasil dizem respeito ao fornecimento do Gás Natural para esses empreendimentos, pois até o presente momento não se tem garantias de fornecimento, de políticas de preço deste combustível e condições contratuais claras e da possibilidade de no fornecimento do combustível, para atendimento das necessidades sazonais e flutuações de carga.

Estas definições são de fundamental importância para que vários empreendimentos saiam da etapa de projeto e possibilitem a definição de preços para a energia proveniente destas usinas.

FIGURA 4: TURBINA USINA TERMELÉTRICA



7.2.2 Principais Vantagens de Usinas Termelétricas

Os empreendimentos de geração termelétrica são caracterizados por investimentos menores para sua implantação, quando comparados com os hidrelétricos, sendo realizados em tempos menores e possibilitando retornos do capital em espaços de tempo mais curtos, o que vai de encontro as inspirações da iniciativa privada, principalmente em ambientes de incerteza econômica.

Outra vantagem diz respeito a flexibilidade de atendimento ao mercado, com grande potencialidade para comercialização em condições interruptíveis, de grande valor em função das condições do mercado de energia elétrica, principalmente em períodos de déficit de energia.

7.3 Energia Nuclear

Nas usinas nucleares a fissão do átomo de Urânio 235, que ocorre no vaso do reator nuclear, gera o calor necessário para a produção de vapor, a partir daí tais usinas funcionam como usinas térmicas convencionais, ou seja o vapor a alta pressão gira uma turbina que, por sua vez, aciona um gerador de energia.

É uma das formas de se obter energia elétrica em larga escala. Ela compete, embora geralmente mais cara, com o carvão, o óleo e o gás natural. Entretanto nas próximas décadas esses combustíveis serão exauridos ou se tornarão excessivamente danosos para o meio ambiente. Devido a esses motivos assiste-se uma crescente consideração da energia nuclear como uma opção energética plausível. Essa transformação é nítida em países de grande influência no cenário mundial, como é o caso dos Estados Unidos, Japão e França. Essa tendência, muito provavelmente, se manifestará no Brasil.

A energia nuclear, após o início do seu emprego para a produção comercial de energia elétrica, há apenas cerca de quatro décadas, já é a segunda fonte mais empregada para a produção de energia elétrica em países industrializados da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) e a terceira fonte mais utilizada a nível mundial, bem próximo da segunda fonte, a energia hidroelétrica. Isto demonstra que a energia nuclear constitui-se em uma tecnologia madura e comprovada e que permanecerá no balanço energético mundial por muito tempo.

No final de 1996, segundo dados da Agência Internacional de Energia Atômica (AIEA), havia em operação, em 32 países, 442 usinas nucleares perfazendo uma capacidade instalada líquida de 350.964 MWe. Na mesma época, 36 unidades encontravam-se em construção em 14 países, com um total de 27.928 MWe líquidos. Em Cuba duas unidades em construção foram suspensas em 1994 por problemas financeiros, não estando incluídas na lista oficial da AIEA, de usinas em construção. Havia adicionalmente, no final de 1996, em torno de outras 50 unidades planejadas em diversos países, com uma capacidade total de aproximadamente 50.000 MWe.

A produção total de energia nucleoeletrica líquida atingiu 2.312,1 TWh/a no mundo, em 1996. Este valor é da mesma ordem da quantidade de energia elétrica produzida no mundo por todas as fontes em 1960 (2.305,8 TWh). Representa, também,

cerca de oito vezes e meia o total de energia elétrica bruta produzida no Brasil em 1996 por todas as fontes (273,8 TWh).

Cerca de 17% - ou um sexto - do total de energia elétrica produzida no mundo em 1996 foi de origem nuclear. Para colocar este valor em perspectiva, no mesmo ano a colaboração da energia hidrelétrica na produção total de energia elétrica em todo o mundo foi de cerca de 18% (2.530 TWh). O gráfico mostra o impressionante desenvolvimento da energia nucleoeletrica na última década em comparação com o desenvolvimento da energia hidroeletrica.

Houve, também, adicionalmente, um aumento das preocupações do público em relação à energia nuclear, levando a cancelamentos ou atrasos de usinas nucleares e revisão de programas de expansão. Há fortes sinais de que se inicia uma maior aceitação pelo público da energia nuclear nos dias de hoje, após várias reuniões internacionais especializadas sobre meio ambiente e a constatação de um possível aquecimento do planeta devido ao efeito estufa adicional, em parte causado por fontes térmicas convencionais de geração de energia elétrica.

7.3.1 A Energia Nuclear no Brasil - Angra 1, Angra 2 e Angra 3

A construção de Angra 1 foi iniciada em 1972, a primeira reação nuclear em cadeia foi estabelecida em março de 1982 e a usina entrou em operação comercial em 1985. Desde então já produziu mais de 22 milhões de MWh operando com um fator de disponibilidade superior a 85%, sendo responsável por cerca de 25% da geração própria do Estado do Rio de Janeiro (2.429 GWh nucleoeletricos contra 10.529 GWh de geração total do Estado em 1996), podendo atender a cerca de 15% de geração de suas necessidades totais de energia elétrica, a maior parte destas (70%) supridas por fontes de geração de fora do Estado.

As obras civis de Angra 2 foram contratadas à Construtora Norberto Odebrecht e iniciadas em 1976. Entretanto, a partir de 1983, o empreendimento teve o seu ritmo progressivamente desacelerado devido à redução dos recursos financeiros disponíveis.

Em 1991, o Governo decidiu retomar as obras de Angra 2 e a composição dos recursos financeiros necessários à conclusão do empreendimento foi definida ao final de 1994, sendo então realizada em 1995 a concorrência para a contratação da montagem eletromecânica da usina. A fase da construção, prevista anteriormente para ser concluída em 1998, foi concluída em 1999, com a usina entrando em operação comercial em 2000.

Em 1996, a ELETROBRÁS e o MME decidiram incluir Angra 3 no Plano Decenal para entrada em operação em 2005. O progresso do empreendimento é da ordem de 45%, com parte do suprimento de equipamentos importados já concluído.

7.3.2 Eletronuclear

A ELETRONUCLEAR foi criada em 1º de agosto de 1997, proveniente da fusão da área nuclear de FURNAS Centrais Elétricas S.A., responsável pela operação de Angra 1 e pela construção e operação de Angra 2, com a NUCLEN, empresa de engenharia detentora

da tecnologia de projeto de Angra 2 e 3, sendo responsável por cerca de 25% da geração própria do Estado do Rio de Janeiro (2.429 GWh nucleoeletricos contra 10.529 GWh de geração total do Estado em 1996), podendo atender a cerca de 15% de geração de suas necessidades totais de energia elétrica, a maior parte destas (70%) supridas por fontes de geração de fora do Estado.

7.3.3 Principais Entraves a Energia Nuclear

Os principais entraves são as dificuldades para aceitação por parte do público, que se mostra muitas vezes temerosos em relação a instalação de novas centrais nucleares, principalmente após o acidente ocorrido na central de Chernobyl, na União Soviética, e os altos custos para desmantelamento deste tipo de empreendimento em função das características radioativas de seu combustível.

7.3.4 Principais Vantagens

Suas vantagens se resumem a possibilidade de instalação deste empreendimento próximo aos centros de consumo, tal qual as usinas termelétricas convencionais, porém com um índice de poluição menor do que as térmicas já que, ressaltando o caso de acidentes, não emite poluentes para a atmosfera.

7.4 Demais Formas de Energia no Brasil - Geração Distribuída

A terminologia de Geração Distribuída é usada para o conjunto de tecnologias de geração elétrica eficiente e de porte reduzido, de equipamentos de controle e de armazenamento de eletricidade que aproximam a geração elétrica do consumidor. Do ponto de vista conceitual está associada à expansão da oferta de energia elétrica a ser empreendida pela iniciativa privada, na forma de construção de pequenas centrais hidrelétricas – PCHs, de cogeração e de fontes alternativas de energia (FAE), como a energia eólica e energia de biomassa.

7.4.1 Cogeração

Por definição é a produção combinada de energia térmica e energia elétrica ou mecânica de modo simultâneo e a partir de um único combustível. A cogeração pode ser feita com variados tipos de combustíveis e equipamentos. A capacidade do equipamento é medida pela potência elétrica e pela capacidade de produzir calor ou frio.

A cogeração de energia elétrica e vapor/calor ou frio é uma antiga forma de geração de energia que permite alcançar eficiência muito superior aos 30% a 50% da geração termelétrica convencional (apenas eletricidade). Dependendo da aplicação específica, em indústrias de açúcar e álcool, alimentos, têxtil, papel e celulose, química, petroquímica e no setor terciário, podem ser alcançados eficiências globais entre 60% a 90%, com impactos ambientais incomparavelmente inferiores aos da geração térmica convencional. As altas eficiências, as novas tecnologias de aproveitamento de combustíveis não convencionais - gases de processos químicos e industriais, resíduos urbanos (lixo e biogás), bagaço de cana, cascas de arroz entre outros - e a disponibilidade de gás natural são os mesmos fatores que motivaram outros países a identificar e aproveitar excelentes oportunidades de negócios com capital privado no setor de energia elétrica.

Até 1997 já tinham sido contabilizados mais de 1.300 MW em cinco projetos de maior porte, conforme tabela a seguir, com um número em torno de 45 usinas térmicas que utilizam processos de cogeração já regularizadas junto a ANEEL, com uma expectativa de 875 MW de potência instalada.

Tabela 8: Projetos de Cogeração Brasil

Empreendedor	Localização	Potência (MW)	Prev. de Entrada em Operação	Venda de Excedentes (MW)	Combustível
CST - Cia Siderúr. Tubarão	Serra/ES	72	Jul/1998	-	Gás de Aciaria e alto Forno
PQU - Petroquímica União	Capuava/SP	30	1999	-	Gás Residual e Natural
	Capuava/SP	150	1999	85	
Grupo Cogera					
Rodhya	Paulínea/SP	169	Out/2000	117	Gás Natural
Carbocloro	Cubatão/SP	237	Out/2000	127	
Sovay	Santo André/SP	215	Out/2000	131	
CSN - Cia Siderúr. Nacional	Volta Redonda/RJ	230	2000	-	Gás Natural, de Alto Forno e Coqueria

COSIPA - Cia Siderúr. Paulista	Cubatão/SP	230	2001	-	Gás de Coqueria
--------------------------------	------------	-----	------	---	-----------------

FONTE: PLANO DECENAL DE EXPANSÃO 1998/2007

Neste contexto merece destaque um amplo programa de cogeração, com 2.745 MW, que a Petrobrás vêm desenvolvendo em suas unidades industriais, sendo estimados até o ano 2000 o ingresso de 1.325 MW.

Tabela 9: Projetos de Cogeração Petrobrás

Empreendedor	Localização	Potência (MW)	Prev. de Entrada em Operação	Venda de Exced.(MW)	Combustível
REPLAN - Refinaria Paulínea	Paulínea/SP	450	2000	-	Gás Natural
RLAM – Refinaria Mataripe	São Francisco do Conde/BA	405	2000	300	Gás Natural
RPBC – Refinaria Pres. Bernardes	Cubatão/SP	370	2000	270	Gás Natural e Residual
FAFEN – Fábrica de Fertilizantes	Camaçari/BA	20	Após 2000	5	Gás Natural
REDUC – Refinaria Duque de Caxias	Duque de Caxias/RJ	400	Após 2000	340	Gás Natural
REVAP – Refinaria Henrique Lage	São José dos Campos/SP	400	Após 2000	368	Óleo Pesado
REPAR – Refinaria Pres. Getúlio Vargas	Araucária/PR	200	Após 2000	180	Resíduo Asfáltico
REFAP – Refinaria Alberto Pasqualini	Canoas/RS	300	Após 2000	270	Gás Natural
REGAP – Refinaria Gabriel Passos	Betim/MG	100	2000	-	Gás Natural e Residual

FONTE: PLANO DECENAL DE EXPANSÃO 1998/2007

7.4.2 Fontes Alternativas de Energia (FAE)

Por definição são consideradas fontes de energia alternativas aquelas que possibilitam a geração de energia elétrica pelos modos ditos não-convencionais, o governo vem empreendendo uma série de ações para atrair os investimentos privados, buscando torná-las mais competitivas, com especial atenção às energias eólicas, solar e de biomassa, que encontram aplicações no setor.

7.4.2.1 Energia Eólica

A energia solar através do aquecimento desigual das várias partes da superfície da Terra, provoca diferenças de pressão que resultam no deslocamento do ar produzindo os ventos. Com a utilização de pás que acionam geradores podemos gerar energia elétrica a partir deste deslocamento de ar.

Ainda incipiente no País, já se identificam projetos significativos de energia eólica, como os dos estados do Pará, Paraná, Minas Gerais e Ceará.

No Paraná a usina de Palmas, primeira usina eólio-elétrica do Sul do Brasil, esta planta com 2,5 MW de capacidade, com cinco aerogeradores de 500 kW cada, com suas hélices movidas com ventos com velocidade média de 7,5 m/s, cerca de 0,5 m/s superior à média nacional, porém a usina só atinge sua capacidade nominal com ventos a partir de 12 m/s. O preço do MWh a ser vendido por este empreendimento será de R\$ 78,65. Este projeto foi concebido com um total de três fases, sendo que na última existe uma expectativa de geração de até 50 MW a serem inseridos no sistema de distribuição da COPEL.

No Ceará com 15 MW em empreendimentos já licitados, sendo 5 MW na praia de Taíba, já inaugurado, e 10 MW no empreendimento de Prainha, com 30 aerogeradores com torres com 44 metros de altura e pás com 40 metros de diâmetro, totalizando US\$ 15 milhões em investimentos.

Estima-se, de acordo com uma série de medições ainda não concluídas, um potencial de geração eólica da ordem de 3000 MW, no litoral Nordeste, de Natal à Ilha de Marajó. No Pará, estão sendo desenvolvidos dois projetos, no mais adiantado, as medições preliminares de viabilidade sinalizam um aproveitamento eólico da ordem de 100 MW.

Um outro estudo de âmbito nacional, ainda não concluído pela Eletrobrás calcula a existência de 630 MW em projetos em fase de viabilização.

7.4.2.2 Energia de Biomassa

Pode-se entender como Energia de Biomassa como aquela energia existente na matéria, podendo ser extraída de toda parte: Vegetação, Despejos Urbanos, Rejeitos Agrícolas e Rejeitos Florestais. A obtenção de energia elétrica através da biomassa tem sido feita através da queima direta e geração de calor para uma usina térmica, pela produção de álcool e sua utilização em geradores a álcool e pela geração de gás metano e sua utilização em geradores a gás.

Dentre as fontes energéticas primárias, a biomassa ocupa a quarta posição do mundo, representando 15% do consumo global de energia. Apresentando um grande potencial energético, viabilidade econômica em diversos usos, além de benefícios sociais e ambientais. Atualmente nos países em desenvolvimento como um todo, a biomassa representa por volta de 40% da energia total consumida, podendo chegar até 90% em alguns países menos desenvolvidos. No Brasil, este valor está em torno de 25%, equivalente a 0,9 milhões de BEP por dia. Vários países desenvolvidos também utilizam substancialmente a biomassa em sua matriz energética, como por exemplo os EUA(4%), Finlândia(18%), Suécia(16%) e Áustria(10%).

O tradicional uso da biomassa nos países em desenvolvimento é geralmente a queima de madeira derivada de mata nativa ou produção de carvão vegetal em fornos de superfície com baixa produtividade.

No Brasil começam a ser identificados projetos significativos de energia de biomassa. O projeto WPB/SIGAME, de gaseificação da madeira, já tem o seu consórcio constituído (CHESF, Eletrobrás, SHELL) e tem a licitação de uma UTE de 32 MW, com entrada em operação programada para dezembro de 2003. A situação dos projetos de biomassa estão identificados na tabela a seguir:

Tabela10: Projetos de Biomassa Brasil

Situação	Potência (MW)
Contratado	42,0
Em contratação	26,0
Em estudo	1.000,0

FONTES: PLANO DECENAL DE EXPANSÃO 1998/2007

7.2.2.1 Principais Vantagens da Energia de Biomassa

As principais vantagens para utilização da biomassa como fonte primária de energia são a diversificação da matriz energética regional e na redução de poluentes, com destaque à produção líquida de CO₂, já que o ciclo do carbono no uso da biomassa é fechado, ou seja, CO₂ produzido é utilizado no crescimento da planta através da fotossíntese.

7.2.2.2 Principais Entraves à Energia de Biomassa

O principal desafio para o aumento do uso de combustíveis derivados de biomassa são os baixos preços praticados no mercado internacional para os combustíveis fósseis, principalmente os derivados de petróleo. Portanto é necessário que o uso da biomassa seja feito através de processos de alta eficiência, que aumentam a produtividade global e possibilitem a introdução de um produto de qualidade a baixo custos.

7.2.3 Pequenas Centrais Hidrelétricas

As Pequenas Centrais Hidrelétricas representam a mais importante alternativa mundial de produção e uso local de energia renovável em relação aos sistemas energéticos centralizados, promovendo a ampliação da oferta de energia elétrica em áreas isoladas, pequenos centros agrícolas e industriais.

No Brasil, a legislação atual sobre concessões, permissões e autorizações de serviço públicos criou facilidades para a implantação de centrais hidrelétricas de até 30 MW, tendo

despertado grande interesse do setor privado que, na figura de autoprodutor e produtor independente de energia, solicitou ao órgão operador, nos últimos 3 anos, autorização para realizar estudos de viabilidade e de projeto básico para mais de 100 PCHs, totalizando uma potência instalada da ordem de 500 MW.

Em 1997, através do Programa Nacional de Pequenas Centrais Elétricas - PNCE, a Eletrobrás, destinou recursos no montante de US\$ 25 milhões para financiar parte (54,6%) de 14 projetos prioritizados de PCHs (usinas novas e repotenciação de usinas existentes) de empresas concessionárias de energia elétrica, totalizando 32,1 MW a serem instalados até o ano 2000. A tabela a seguir apresentam os projetos prioritizados no âmbito do PNCE.

Tabela 11: Pequenas Centrais Hidrelétricas

Empreendimento	Município/UF	Potência (MW)	Curso D'Água	Cocessionária
PCH Mogi-Guaçu	Mogi-Guaçu/SP	7,2	Mogi-Guaçu	CESP
PCH São Jorge	Ponta Grossa/PR	0,46	Pitangui	COPEL
PCH Pitangui	Ponta Grossa/PR	0,33	Pitangui	COPEL
PCH Fruteiras	Cachoeira do Itapemirim/ES	5,02	Fruteiras	ESCELSA
PCH Jucu	Domingos Martins/ES	1,06	Jucu	ESCELSA
PCH Mangaravite	Bom Jesus do Norte/ES	0,57	Calçado	ESCELSA
PCH Mimoso	Mimoso do Sul/ES	0,30	Muqui do Sul	ESCELSA
PCH Alegre	Alegre/ES	0,63	Ribeirão Alegre	ESCELSA
PCH Apuí	São Gabriel da Cachoeira/AM	0,03	Juma	CEAM
PCH Iauaretê	São Gabriel da Cachoeira/AM	0,60	Papurí	CEAM
PCH Dianópolis	Dianópolis/TO	5,50	Manoel Alvinho	CELTINS
PCH Palmeiras	Dianópolis/TO	4,80	Palmeiras	CELTINS
PCH Machadinho	Machadinho/RO	5,00	Machadinho	CERON
PCH Maici	Maici/RO	0,60	Maici	CERON
Total		32,10		

FONTE: PLANO DECENAL DE EXPANSÃO 1998/2007

8.0 Sistema de Transmissão

O sistema de transmissão é constituído por um conjunto de linhas e subestações tendo como função primordial a distribuição espacial da energia gerada, ou seja, a

interligação das usinas geradoras às subestações de distribuição, e , de grande importância em um sistema hidráulico de geração, a de propiciar a otimização temporal e econômica da energia primária para geração de energia elétrica.

Em termos de investimento global do Setor Elétrico, o ideal seria alcançar-se as usinas geradoras o mais próximo possível dos centros de carga, no entanto, devido ao fato de um potencial hidrelétrico só pode ser explorado aonde ele está disponível e às restrições ambientais para alocação de usinas térmicas, esta condição é de difícil cumprimento, originando a função primordial da rede de transmissão que é interligar usinas geradoras, bacias hidráulicas e regiões de características hidrológicas heterogêneas, de modo a atender os desequilíbrios regionais entre produção e consumo.

Construindo-se um sistema de transmissão malhado, aumenta-se a confiabilidade do sistema elétrico, minimizando-se o seu custo total. Além disso, propicia-se a otimização dos recursos energéticos primários ao se utilizar, em determinado instante, para atendimento do mercado consumidor, a fonte primária que possui custo unitário mais baixo ou a energia armazenada nos reservatórios, características dos sistemas hidráulicos com grande capacidade de armazenamento, cuja utilização, em função da hidraulicidade esperada, implicará o menor custo de operação (necessidade de utilização de usina térmica ou de racionamento).

8.1 Caracterização do Sistema Brasileiro de Transmissão

O sistema de transmissão brasileiro, devido à extensão territorial do País e por ter um parque gerador hidráulico, se desenvolveu utilizando uma grande variedade de níveis de tensão. Essa variedade ocorreu porque a escolha de uma tensão é função da potência instantânea a transmitir, da distância entre as usinas geradoras e os centros de carga e da relação custo de implantação/benefício alcançado.

Em função da constante expansão e do consumo dos centros de carga altamente heterogêneos, torna-se difícil a caracterização das fronteiras existentes entre uma rede de transmissão e uma de subtransmissão. Pode-se caracterizar a rede de transmissão como sendo aquela que possui tensão igual ou superior a 230 kV e a rede de subtransmissão como sendo aquela que engloba as tensões de 69 a 138 kV. Tal classificação não é rígida, porque a tensão de 138 kV, por ser de fronteira, também pode ser enquadrada como transmissão, o que ocorre em função da existência de linhas de transmissão em 138 kV que são importantes para dar continuidade de fluxo na eventualidade de contingências em linhas de tensão superiores paralelas a estas.

A função de otimização de recursos energéticos primários, particularmente importante no caso do sistema hidráulico brasileiro, no qual as usinas que utilizam fontes térmicas têm uma função basicamente de complementariedade, fez com que os sistemas das regiões Sul e Sudeste fossem Interligados, bem como os das Regiões Norte e Nordeste, de modo aproveitar as diversidades hidrológicas destas regiões, aportando algo em torno de 20% a mais de geração. Com a construção de uma linha de transmissão interligando os dois sistemas estima-se ganhos maiores de escala, com um acréscimo de 600 MW médios de energia ao custo de US\$ 20 / MWh na primeira etapa, cuja ampliação garantirá um acréscimo de 800 MW médios a um custo de US\$ 30 /MWh na segunda etapa.

8.2 Interligação Norte Sul

As obras propriamente ditas desta Interligação Norte - Sul, tiveram como marco inicial, a assinatura de seus contratos de fornecimento e construção em solenidade realizada no Ministério de Minas e Energia em 18 de dezembro de 1997 e, em tempo recorde, sua implantação foi realizada no decorrer do ano de 1998, e entrou em operação comercial em março de 1999.

Estudos técnicos e econômicos demonstraram que a diversidade dos regimes hidrológicos das bacias que atendem aos dois sistemas podia ser explorada através do intercâmbio de energia entre eles.

Com base nos estudos realizados, concluiu-se pela construção da primeira linha de transmissão a interligar estes dois sistemas, que com capacidade de transporte de energia de 1000 MW, permite ganhos energéticos de cerca de 600 MW médios anuais, sendo fator fundamental para controlar riscos de déficit em todo o sistema elétrico nacional.

O projeto interliga as subestações Imperatriz (no Estado do Maranhão) e Samambaia (no Distrito Federal). Coube a FURNAS o trecho que vai da SE Miracema (Tocantins) à SE Samambaia, envolvendo a construção de três linhas de transmissão em 500 kV (Miracema/Gurupi, Gurupi/Serra da Mesa e Serra da Mesa/Samambaia, com cerca de 760 km de linhas) a construção de uma subestação (SE Gurupi) e a ampliação de duas outras subestações (SE Serra da Mesa, em Goiás, e SE Samambaia).

8.3 A Evolução do Sistema de Transmissão

A partir de 1973, a expansão dos sistemas de transmissão em todo País passou a se dar por tensões padronizadas em 138, 230, 500 kV e acima. Exceções à regra são permitidas, desde que justificadas pela necessidade incontornável de reforçar os sistemas nas tensões não padronizadas, como no caso de tensões de 345 e 440 kV.

As restrições econômico-financeiras que limitam os investimentos do Setor Elétrico têm conduzido à postergação de inúmeras obras de transmissão, com sérios reflexos no comportamento do sistema, através do aumento das perdas, deterioração dos níveis de tensão, sobrecargas em equipamentos e instalações, redução dos níveis de confiabilidade e, até mesmo, da situação extrema de não atendimento a determinadas cargas.

9.0 A Eletrobrás

A Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás) foi criada pela Lei nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, e instalada em 11 de junho de 1962, com o objetivo de promover estudos e projetos de construção e operação de usinas geradoras, linhas de transmissão e subestações, destinadas ao suprimento do país. A partir da sua criação a empresa agregou como subsidiárias a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf), Furnas Centrais

Elétricas, a Companhia Hidrelétrica do Vale do Paraíba (Chevap) e a Termelétrica de Charqueadas. À época, a capacidade geradora instalada do país era de 5.800 MW.

A Eletrobrás assumiu desde o início as características de holding, núcleo de um conjunto de concessionárias com grande autonomia administrativa. A gestão dos recursos do Fundo Federal de Eletrificação transformou-a rapidamente na principal agência financeira setorial.

Em 1968, foi criada outra subsidiária de âmbito regional, a Centrais Elétricas do Sul do Brasil (Eletrosul) e em 1973, a última subsidiária regional da Eletrobrás foi instituída: a Centrais Elétricas do Norte do Brasil (Eletronorte). Neste último ano, a Eletrobrás estabeleceu, juntamente com a Administración Nacional de Electricidad, empresa estatal paraguaia, a Itaipu Binacional, visando à construção da hidrelétrica de Itaipu, no rio Paraná, na fronteira dos dois países.

Na década de 80, o desempenho da Eletrobrás passou a se ressentir das dificuldades que vinham sendo enfrentadas pela economia brasileira. A recessão e a crise da dívida externa criaram um quadro de grave estrangulamento financeiro no setor. Essa situação agravou-se em 1988, com a extinção do Imposto Único sobre Energia Elétrica e a transferência para os estados da arrecadação tributária equivalente.

No início da década de 1990, o programa de obras de geração foi praticamente paralisado e foi iniciada uma reorganização institucional do setor, com o fim de reduzir a presença do Estado na economia. Em março de 1993, diminuiu-se o controle da União sobre os preços dos serviços de energia elétrica. Em setembro do mesmo ano, foi criado o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (Sintrel), pacto operativo entre as empresas detentoras de instalações de transmissão, baseado no princípio do livre acesso à rede de transporte de energia. Em 1995, foi sancionada pelo Executivo uma nova legislação de serviços públicos, fixando regras específicas para as concessões dos serviços de eletricidade, reconhecendo a figura do produtor independente de energia, liberando os grandes consumidores do monopólio comercial das concessionárias e assegurando livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição.

Em maio de 1995, a Eletrobrás e suas quatro empresas de âmbito regional - Chesf, Furnas, Eletrosul e Eletronorte - foram incluídas no Programa Nacional de Desestatização. À época, o sistema Eletrobrás respondia por 48% da capacidade geradora instalada no país, que totalizava 55.512 MW.

10.0 - As Empresas Supridoras Regionais

Como já dito anteriormente são as empresas responsáveis pelo suprimento de energia até os centros de consumo, através de suas instalações, ou sejam são responsáveis pela conexão da geração de energia as empresas distribuidoras. São num total de 04 empresas subsidiárias dividindo o país em zonas elétricas de geração e transmissão de energia elétrica, sendo na região Norte e parte do Centro-Oeste a área de abrangência da Eletronorte, na região Nordeste e a área da CHESF, a região Sudeste e o restante do Centro-Oeste Furnas, ficando a região Sul a cargo da Eletrosul.

10.1 - Furnas Centrais Elétricas

A empresa Central Elétrica de Furnas, foi criada em 28 de fevereiro de 1957, através do Decreto Federal nº 41.066, em função da grande crise energética da década de 50, com risco de déficit de energia nos principais centros sócio-econômicos brasileiros: São Paulo, Rio de Janeiro e Belo Horizonte, sendo a sua atribuição a construção e operação da primeira usina hidrelétrica de grande porte do Brasil (1 216 MW), se apresentando como a grande solução para a viabilização de vários empreendimentos da região metalúrgica do centro de Minas Gerais e do litoral da região Rio - São Paulo. A barragem de Furnas, localizada no rio Grande, aproveita o potencial hídrico do rio, que corta a Região Sudeste, parte nas divisas de São Paulo e Minas Gerais.

Em 1º de junho de 1971, a sede foi transferida para o Rio de Janeiro e a Empresa passou a se chamar FURNAS - Centrais Elétricas S.A., para melhor expressar sua proposta: construir um conjunto de centrais elétricas e não uma única usina. A região de atuação de FURNAS compreende o Distrito Federal e os estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Espírito Santo, Goiás e Tocantins. Além disto, ficou estabelecido, por força de tratado assinado com o Paraguai, que os serviços de eletricidade de Itaipu fossem feitos por FURNAS (cerca de 83%) e pela Eletrosul. FURNAS conta, hoje, com um complexo de nove usinas hidrelétricas e duas termelétricas, totalizando uma potência de 8 230 MW. Sua área de atuação abrange a região mais desenvolvida do País, onde vive metade da população brasileira e são consumidos mais de dois terços da energia produzida em todo o Brasil. O Sistema de FURNAS é constituído de usinas, subestações e linhas de transmissão. Entre suas principais características podemos destacar a maior termelétrica da América Latina (Santa Cruz, com 600 MW) e o primeiro projeto do Setor Elétrico brasileiro desenvolvido em parceria com a iniciativa privada: a Usina de Serra da Mesa, localizada no Município de Minaçu - GO. Além disto, a Empresa tem um sistema de transmissão com mais de 18 mil quilômetros de linhas, em tensões superiores a 138 kV, onde se incluem circuitos pioneiros nas tensões de 750 kV, em corrente alternada, e ± 600 kV, em corrente contínua. FURNAS é uma empresa da administração indireta do Governo Federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia e controlada, juntamente com outras empresas federais (Eletronorte, Chesf e Eletrosul), pela ELETROBRÁS.

Sua missão é oferecer energia elétrica em condições de preços e qualidade altamente competitivos e assegurar o total funcionamento da malha de transmissão da região onde atua, utilizando-se de tecnologias adequadas e preservando o meio ambiente. FURNAS produz e transmite energia em grosso e transporta energia da Usina de Itaipu para suprir outras empresas de energia elétrica. A energia comprada da Itaipu Binacional e repassada para outras empresas tornou-se a maior parcela que transita em seu sistema de transmissão.

10.2 Companhia Hidrelétrica São Francisco - CHESF

A Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF é responsável pela produção, transporte e comercialização de energia elétrica para oito estados nordestinos

(Alagoas, Bahia, Ceará, Paraíba, Pernambuco, Piauí, Rio Grande do Norte e Sergipe), sua área de concessão é de 1,2 milhão de quilômetros quadrados, o equivalente a 14,3% do território brasileiro. Com uma capacidade de geração de energia de 10.705 megawatts (10.271MW de origem hidráulica, 432 MW de origem termelétrica e 1,3 MW de origem eólica) é a companhia com o maior parque gerador do País.

A Chesf foi criada pelo Decreto-Lei 8.031 de 3 de outubro de 1945 como uma sociedade de economia mista ligada ao Ministério da Agricultura, com a expectativa de suprir a carência de energia elétrica da região Nordeste, que passou a ser suprida com o aproveitamento do potencial hidrelétrico do rio São Francisco, sendo a primeira usina da Chesf a entrar em funcionamento foi Paulo Afonso I, inaugurada pelo presidente João Café Filho em 15 de janeiro de 1955.

10.3 Eletrosul

A ELETROSUL é uma sociedade anônima de capital fechado que atua no negócio Energia, tendo como segmento específico a transmissão de energia elétrica. Foi constituída em 23.12.68 e autorizada a funcionar através do Decreto n.º 64.395, de 23.04.69, conforme publicação no Diário Oficial da União n.º 7, de 24.04.69, seção I, parte I, folha 3494, tendo completado, portanto, 30 anos de existência.

É responsável pela transmissão do subsistema Sul, a maior parcela da energia elétrica transportada atende ao mercado da região Sul somado ao Mato Grosso do Sul, sendo também responsável pelos intercâmbios de energia com o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, possibilitando a otimização energética do sistema interligado Sul/Sudeste, assim como pela compra e pelo repasse da energia gerada pela Usina Itaipu Binacional, na sua área de atuação.

Possui uma malha de transmissão com 8.570km de extensão, uma potência de transformação de 11.385,3MVA em 28 subestações, distribuídas nos Estados de Santa Catarina, do Rio Grande do Sul, Mato Grosso do Sul e Paraná, além de uma conversora de frequência na fronteira do Brasil com a Argentina, atendendo a cerca de 26 milhões de habitantes, representando 16% da população do país. Em decorrência ao Programa Nacional de Desestatização e da Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro - RESEB, a ELETROSUL foi desverticalizada, sendo cindida em 23.12.1997; as atividades de transmissão continuaram com a empresa; e as de geração e comercialização foram desmembradas e repassadas a uma nova empresa denominada GERASUL.

A GERASUL passou à iniciativa privada em 15.09.98. Cerca de 50,01% do controle acionário, pertencente ao Governo Federal, foi adquirido, em leilão, pelo Grupo TRACTEBEL, de origem belga e especializado em energia elétrica, gás e engenharia.

10.4 Eletronorte

As Centrais Elétricas do Norte do Brasil (Eletronorte) foi instalada oficialmente em 20 de junho de 1973, a sua área de atuação compreende os estados e territórios da região Norte, a parte de Mato Grosso acima do paralelo 18 e a parte de Goiás ao norte do paralelo 15, somando ao todo 4.907 milhões de quilômetros quadrados, equivalentes a 58% do território nacional.

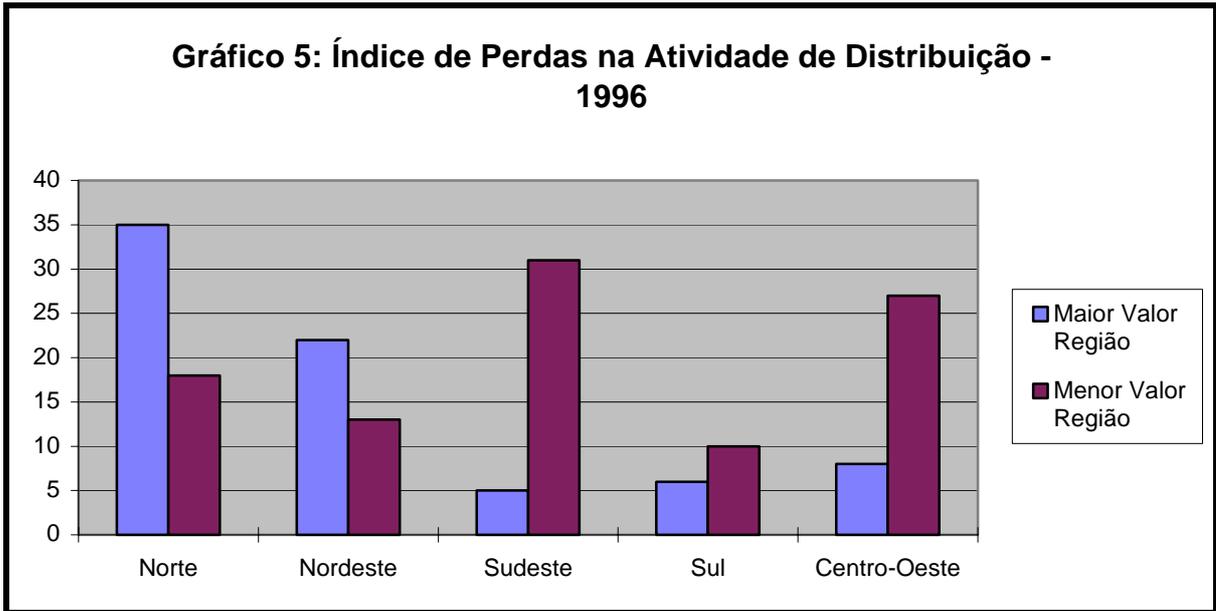
A Eletronorte possui atualmente uma capacidade de geração de energia de 5.705 megawatts, sendo 4.751 MW de origem hidráulica e 954 MW de origem termelétrica, com 6.473 quilômetros de linha de transmissão dos quais 2.722 quilômetros correspondem ao tronco de 500 kV, suas principais usinas a UHE Samuel que em conjunto com as termelétricas do Rio Madeira e Porto Velho suprem Porto Velho, a UHE Coracy Nunes e UTE Santana que suprem Macapá, a UHE Balbina que supre Manaus e a UHE Tucuruí que supre o Sistema Interligado Norte/Nordeste.

11.0 A Distribuição de Energia Elétrica

No Brasil entende-se por distribuição de energia elétrica o fornecimento aos consumidores conectados ao sistema em tensões iguais ou inferiores a 138 kV, sendo responsabilidade das empresas que possuem a concessão para esse serviço os investimentos necessários, que são de grande volume, a manutenção da qualidade do serviço prestado ao consumidor. Tal fornecimento acontece dentro de áreas determinadas nos chamados contratos de concessão.

Os ativos sobre responsabilidade dessas empresas são as subestações abaixadoras, linhas de transmissão (subtransmissão) nas tensões de 138 kV, 88 kV, 69 kV e 34,5 kV, subestações de distribuição, alimentadores, transformadores de distribuição e condutores em baixa tensão, o que faz com que tenhamos grandes fluxos de investimentos nas empresas distribuidoras.

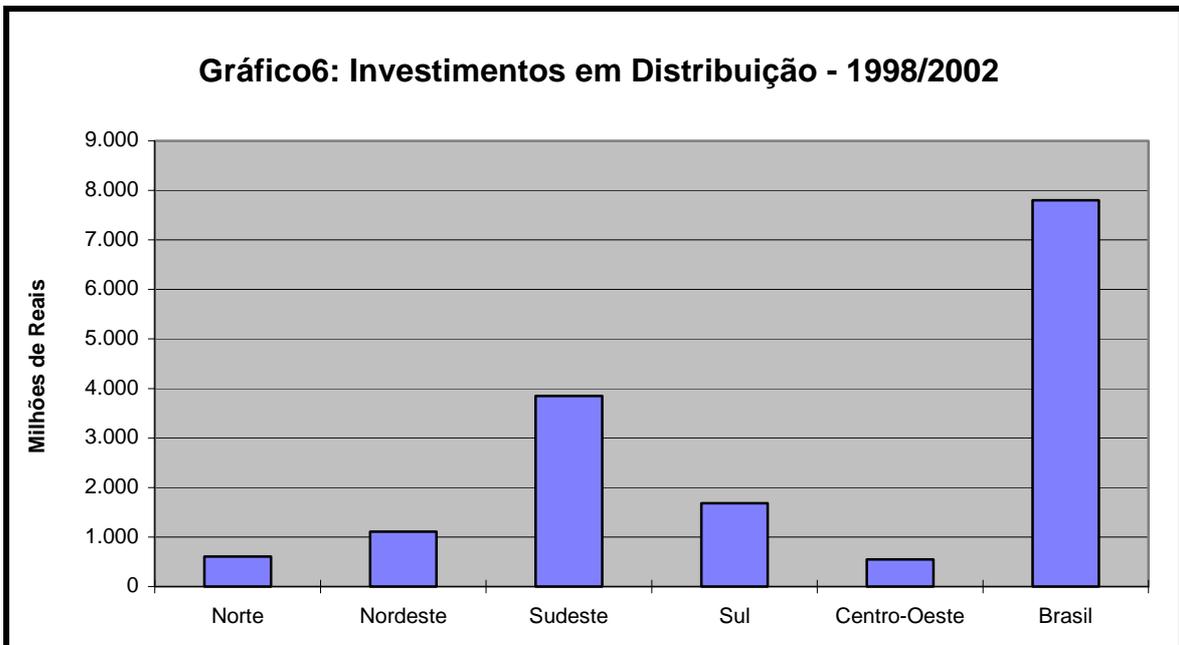
Os maiores problemas dessas empresas são os altos índices de perdas (técnicas e comerciais) com considerados desperdícios de energia e conseqüente redução da receita e da eficiência dessas empresas e também os níveis de qualidade de fornecimento de energia que em muitas áreas se encontram aquém dos níveis mínimos exigidos pelos órgãos responsáveis.



FFONTE: PLANO DECENAL DE EXPANSÃO 1998/2007

11.1 - Investimentos na Distribuição de Energia

Para o horizonte de tempo compreendido entre os anos de 1998 a 2002 a Eletrobrás estimou investimentos da ordem de 8 bilhões de reais nos sistema de distribuição no Brasil, para atendimento ao crescimento dos mercados e com melhorias na qualidade do fornecimento, divididos por região conforme o gráfico a seguir:



FFONTE: PLANO DECENAL DE EXPANSÃO 1998/2007

11.2 - As Concessionárias de Distribuição de Energia

São as empresas responsáveis pela fornecimento de energia aos consumidores finais, sendo da incumbência destas toda tipo de tratativa técnico e comercial com os clientes. No Brasil existem cerca de 56 empresas distribuidoras de energia, podendo estas serem divididas em dois grupos, as com maior representatividade devido a localização de suas áreas de concessão e a quantidade de clientes atendidos, e outro grupo com as demais, com menor expressão dentro do sistema brasileiro.

Muitas dessas empresas já se encontram privatizadas, criando desta maneira o ambiente para a concorrência na distribuição de energia elétrica, principalmente pelos clientes livres, aqueles que podem escolher o fornecedor de energia. Notamos também como reflexo da privatização um investimento maciço nos últimos anos em ativos do sistema de distribuição suprimindo desta forma as carências de longos períodos sem recursos.

A seguir apresentamos a participação de cada empresa de distribuição no mercado de energia, considerando este dividido em três subsistemas; Nordeste/Norte, Sul/Sudeste/Centro-Oeste e os Sistemas Isolados.

Tabela 12: Concessionárias Sistema Interligado Norte / Nordeste

Empresa	Estado	Mercado de Distribuição MWh	Participação Mercado Regional (%)	Participação Mercado Nacional (%)
CELPA	PA	2.897.236	5,26	1,03
CELTINS – Norte	TO	458.849	0,83	0,16
ELETRONORTE – Maranhão	MA	5.646.221	10,26	2,00
ELETRONORTE – Pará	PA	5.929.003	10,77	2,10
CEMAR	MA	2.342.774	4,26	0,83
CEPISA	PI	1.281.613	2,33	0,45
COELCE	CE	5.376.826	9,77	1,91
COSERN	RN	2.514.753	4,57	0,89
SAELPA	PB	1.929.312	3,50	0,68
CELB	PB	448.741	0,82	0,16
CELPE	PE	6.819.150	12,39	2,42
CEAL	AL	1.804.917	3,28	0,64
ENERGIPE	SE	1.652.627	3,00	0,59
SULGIPE	SE	146.872	0,27	0,05
COELBA	BA	8.996.086	16,34	3,19
CHESF	PE	6.809.982	12,37	2,42
Total Sistema Norte / Nordeste		55.054.992	100,00	19,53

FONTE: ANEEL – ATUALIZAÇÃO 31/12/1998

Tabela 13: Concessionárias Sistemas Isolados

Empresa	Estado	Mercado de Distribuição MWh	Participação Mercado Regional (%)	Participação Mercado Nacional (%)
ME	AM	2.285.684	43,49	0,81
CEAM	AM	325.636	6,20	0,12
BE	RR	230.620	4,39	0,08
CER	RR	30.058	0,57	0,01
CEA	AP	379.179	7,22	0,13
ELETRONORTE - AMAPÁ	AP	3.567	0,07	0,00
ELETROACRE	AC	304.586	5,80	0,11
CERON	RO	974.360	18,54	0,35
ELETRONORTE - SAMUEL	RO	0	0,00	0,00
CELTINS - ISOLADOS	TO	4.491	0,09	0,00
ELETRON - RIO BRANCO	AC	0	0,00	0,00
CEMAR - ISOLADOS	MA	1.102	0,02	0,00
CEEE – ISOLADOS	RS	49.993	0,95	0,02
CELPA – ISOLADOS	PA	305.046	5,80	0,11
ENERSUL - ISOLADOS	MS	174.438	3,32	0,06
CEMAT – ISOLADOS	MT	183.169	3,49	0,06
COELBA - ISOLADOS	BA	709	0,01	0,00
CELPE – ISOLADOS	PE	2.696	0,05	0,00

FONTE: ANEEL – ATUALIZAÇÃO 31/12/1998

Tabela 14: Concessionárias Sistema Interligado Sul / Sudeste / Centro-Oeste

Empresa	Estado	Mercado de Distribuição MWh	Participação Mercado Regional (%)	Participação Mercado Nacional (%)
CEMIG	MG	35.041.513	15,82	12,43
CELTINS Sul	TO	111.322	0,05	0,04
CFLCL	MG	880.838	0,40	0,31
DMEPC	MG	249.107	0,11	0,09
ESCELSA	ES	5.892.545	2,66	2,09
ELFSM	ES	257.622	0,12	0,09
LIGHT	RJ	23.614.476	10,66	8,38
CERJ	RJ	6.869.861	3,10	2,44
CENF	RJ	290.322	0,13	0,10
ELETRONUCLEAR	RJ	0	0,00	0,00
CESP	SP	4.735.148	2,14	1,68
ELEKTRO	SP	5.947.357	2,68	2,11
CPFL	SP	18.559.877	8,38	6,59
EEB	SP	536.166	0,24	0,19
CPEE	SP	227.282	0,10	0,08

Anexo 1 - O Sistema Elétrico Brasileiro

CLFSC	SP	662.368	0,30	0,24
CSPE	SP	305.631	0,14	0,11
EEVP	SP	582.869	0,26	0,21
CNEE	SP	353.790	0,16	0,13
ELETROPAULO	SP	35.462.692	16,01	12,58
EBE	SP	22.650.512	10,22	8,04
FURNAS	RJ	92.292	0,04	0,03
COPEL	PR	14.836.554	6,70	5,26
COCEL	PR	132.845	0,06	0,05
FORCEL	PR	16.214	0,01	0,01
CFLO	PR	171.298	0,08	0,06
CELESC	SC	10.631.488	4,80	3,77
EFLUL	SC	0	0,00	0,00
JOÃO CESA	SC	7.202	0,00	0,00
CEEE	RS	5.452.630	2,46	1,93
AES-SUL	RS	6.227.351	2,81	2,21
RGE	RS	5.002.978	2,26	1,78
ELETROCAR	RS	103.009	0,05	0,04
HIDROPAN	RS	47.641	0,02	0,02
UENPAL	RS	38.228	0,02	0,01
MUXFELDT	RS	14.664	0,01	0,01
ELETROSUL	RS	0	0,00	0,00
ENERSUL	MS	2.333.372	1,05	0,83
CEMAT	MT	2.512.440	1,13	0,89
CELG	GO	5.824.756	2,63	2,07
CDSA	GO	0	0,00	0,00
CHESP	GO	59.493	0,03	0,02
CEB	DF	3.433.486	1,55	1,22
XANXERE	SC	104.267	0,05	0,04
CEC	SP	711.192	0,32	0,25
CGTEE	RS	0	0,00	0,00
EPTE	SP	0	0,00	0,00
EMAE	SP	0	0,00	0,00
MOCOCA	SP	164.299	0,07	0,06
ELETRONORTE - MATO GROSSO	MT	0	0,00	0,00
JAGUARI	SP	298.003	0,13	0,11
IJUÍ	RS	77.655	0,04	0,03
GERASUL	SC	0	0,00	0,00
Total Sistema Interligado Sul / Sudeste / Centro-Oeste		221.524.655	100,00	78,63

FONTE: ANEEL – ATUALIZAÇÃO 31/12/1998