

Prospecto de Distribuição Pública de Debêntures Conversíveis em Ações de
Emissão da

Produtores Energéticos de Manso S/A– PROMAN

Companhia Aberta – CNPJ n.º 02.291.077/0001-93

Rodovia MT-351 Km 75 Chapada dos Guimarães – MT

1ª Emissão

R\$ 37.000.000,00

Classificação: Atlantic Rating: A+

Série única

NÚMERO E DATA DE REGISTRO NA CVM:

CVM/SRE/DCA/2002/001 em 7/2/2002

Primeira emissão pública da Produtores Energéticos de Manso S/A– PROMAN (“PROMAN” ou “Emissora”), em série única, num total de 10.000 (dez mil) debêntures nominativas, conversíveis em ações, perfazendo um montante total de R\$ 37.000.000,00 (trinta e sete milhões de reais).

A emissão de debêntures foi aprovada pelos acionistas da Emissora na Assembléia Geral Ordinária Extraordinária realizada em 19 de outubro de 2001, cuja ata foi arquivada na Junta Comercial do Estado do Mato Grosso em 22 de outubro de 2001 sob o protocolo n.º 01/043066-0 e publicada no Diário Oficial do Estado do Mato Grosso e no Jornal “A Gazeta” ambas em 19 de outubro de 2001, e re-ratificada pela Assembléia Geral Extraordinária de 20 de dezembro de 2001 e arquivada na Junta Comercial do Estado do Mato Grosso em 15 de janeiro de 2002. A escritura contendo as características desta emissão de debêntures (“Escritura de Emissão”) foi registrada no 1º Ofício do Registro Geral de Imóveis da Comarca de Chapada dos Guimarães, Estado do Mato Grosso, em 25 de janeiro de 2002, sob o número 3.466, fls 115-115V livro 3 Q.

Ver Seção “Fatores de Risco” para avaliação dos riscos que devem ser considerados para o investimento nas Debêntures.

“O registro da presente distribuição não implica, por parte da Comissão de Valores Mobiliários, em garantia da veracidade das informações prestadas ou julgamento sobre a qualidade da companhia Emissora, bem como sobre as debêntures a serem distribuídas.”

“Este Prospecto foi preparado com base em informações prestadas pela companhia Emissora, visando ao atendimento dos padrões mínimos de informação estabelecidos para colocação e distribuição pública de títulos e valores mobiliários definidos pelo Código de Auto-Regulação da ANBID para as Operações de Colocação e Distribuição Pública de Títulos e Valores Mobiliários no Brasil, o que não implica, por parte da ANBID, garantia de veracidade das informações prestadas ou em julgamento sobre a qualidade da companhia

Emissora, das instituições participantes e/ou dos títulos e valores mobiliários objetos da distribuição.”

PROSPER S.A. CVC

A data deste prospecto é janeiro de 2002

1 SUMÁRIO DO PROSPECTO	7
1.1 A Emissora	7
1.2 A Oferta	9
1.3 Definições	15
2 INFORMAÇÕES SOBRE A OFERTA	20
2.1 Descrição da Operação	20
2.2 Termos e Condições da Emissão de Debêntures	21
2.2.1 Composição do Capital Social	22
2.2.2 Características Básicas da Emissão	22
2.2.3 Demonstrativo do Custo da Distribuição	23
2.2.4 Condições e Prazo de Subscrição e Integralização	23
2.2.5 Contrato de Distribuição das Debêntures	24
2.2.6 Procedimento da Distribuição	25
2.2.7 Características das Debêntures desta Emissão	25
2.2.8 Emissão de certificados de debêntures	36
2.2.9 Banco mandatário	36
2.2.10 Agente fiduciário	36
2.2.11 Relações da Empresa EMISSORA com o Líder da Distribuição e Membros do Consórcio	36
2.2.12 Contrato de garantia de liquidez	37
2.2.13 Informações complementares	37
2.3 OUTRAS INFORMAÇÕES	37
2.3.1 Classificação de Risco	37
3 FATORES DE RISCO	38
4 DESTINAÇÃO DOS RECURSOS	42
4.1 Comparativo do preço das ações	43
4.2 Demonstrativo do preço das ações	44
4.2.1 Ações preferenciais a serem emitidas por conversão das debêntures	44
4.2.2 Ações ordinárias a serem resgatadas	45
4.3 Estudo de Viabilidade	46
5 INFORMAÇÕES SOBRE O EMPREENDIMENTO	46
5.1 Introdução	46
5.2 Histórico	47
5.3 O Consórcio APM-Manso	49
5.4 Síntese do Projeto Executivo	52
5.5 Principais Características Técnicas	53
5.6 Concessão do Empreendimento	54
5.7 Licenciamento Ambiental	55
6 INFORMAÇÕES SOBRE A EMISSORA	55
6.1 Dados Gerais	55
6.2 Atividades da Emissora	56
6.3 Descrição da Estrutura de Garantia de Recebimento de Venda de Energia	58

6.4	Informações Financeiras – Resumo	64
6.5	Análise e Discussão da Administração sobre as Demonstrações Financeiras	64
6.6	Contratos Relevantes	66
6.7	Informações sobre os Valores Mobiliários em Circulação	66
6.8	Pendências Judiciais	67
6.9	Transações com Parte Relacionadas	67
6.10	O Grupo Empreendedor	67
7	ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA	70
7.1	Introdução	70
7.2	Premissas	71
7.2.1	Gerais	71
7.2.2	Receita Operacional	72
7.2.3	Tarifa	72
7.2.4	Quantidade de Energia	72
7.2.5	Tributos sobre a Receita	73
7.2.6	CFURH	73
7.2.7	Despesas ANEEL	74
7.2.8	Receita Operacional Líquida	74
7.2.9	Amortização Pré-venda a Furnas	74
7.2.10	Juros da Pré-venda a Furnas	74
7.2.11	Agente Fiduciário	74
7.2.12	SND	75
7.2.13	Outras Despesas	75
7.2.14	Taxa CVM	75
7.2.15	Resultado do Período	75
7.2.16	Imposto sobre o Lucro	75
7.2.17	Imposto de Renda	76
7.2.18	TIR	76
7.3	Demonstrativo do Fluxo de Caixa	76
7.4	Análise de Sensibilidade	78
8	O SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	79

ANEXOS

ANEXO I - Estudo de Viabilidade Econômico Financeira

ANEXO II - Súmula da Agência de "Rating"

ANEXO III - Informações Anuais – IAN

ANEXO IV - Informações Trimestrais – ITR

ANEXO V - Demonstrações Financeiras Padronizadas – DFP

ANEXO VI - Demonstrações Financeiras, Notas Explicativas e Parecer dos Auditores Independentes

ANEXO VII - Atas das Assembleias Gerais que deliberaram sobre a emissão das debêntures

ANEXO VIII - Estatuto Social

ANEXO IX - Escritura Particular da Primeira Emissão Pública de Debêntures Conversíveis em Ações, da Espécie subordinada

ANEXO X - Contrato de Constituição de Consórcio Eletronorte x PROMAN

ANEXO XI - Primeiro e Segundo Termos Aditivos ao Contrato

ANEXO XII - Terceiro Termo Aditivo: Substituição da Eletronorte por FURNAS

ANEXO XIII - Contrato de Concessão entre PROMAN, FURNAS e ANEEL

ANEXO XIV - Contrato de Compra e Venda de Energia entre PROMAN, FURNAS com interveniência da ELETROBRÁS e Contrato de Garantia

ANEXO XV - Contrato de Antecipação de Energia entre FURNAS e PROMAN

ANEXO XVI - Contrato entre ECM e Fornecedor IMPSA, com interveniência da PROMAN

1 SUMÁRIO DO PROSPECTO

1.1 A Emissora

Objeto Social

A empresa tem por objeto, exclusivamente, a exploração compartilhada, em consórcio com FURNAS Centrais Elétricas S.A., sob regime de concessão, da central geradora denominada Aproveitamento Múltiplo de Manso, APM Manso, nos termos do Contrato de Concessão de Geração n.º 10/2000 – ANEEL, firmado com a União por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Razão Social

Produtores Energéticos de Manso S.A. – PROMAN

CGC

02.291.077/0001-93

Forma Jurídica

A PROMAN foi constituída em 10 de dezembro de 1997 sob a forma de Sociedade Anônima, com a emissão de ações ordinárias, sem valor nominal.

Endereço da Sede

Rodovia MT-351, Km 75 Zona Rural, Chapada dos Guimarães – Mato Grosso

Endereço Opcional para Correspondência

Praia de Botafogo, 300 - 11º andar CEP:22.250 – 040 - Rio de Janeiro RJ

Auditoria Independente

PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes

Administração

Tem o seu mandato válido até AGO de 2004.

Conselho de Administração:	
William Urquiza Veloso	Presidente
Ellos José Nolli	Conselheiro Efetivo
Antônio dos Santos Martins	Conselheiro Efetivo
Otávio Augusto de Paiva	Conselheiro Efetivo
Benedito Barbosa da Silva Junior	Conselheiro Efetivo

Diretoria Executiva:	
José Bonifácio Pinto Junior	Dir. Presidente e de Relações com Investidores
Ellos José Nolli	Diretor

Controle do Capital

Composição Acionária da PROMAN:	
	Ordinárias
CNO	10,00%
Servix	10,00%
PESA	80,00%
Total	100,00%

Composição Acionária da Participações Energéticas S.A. - PESA			
	Ordinárias	Preferenciais	Total
CNO	51,00%	49,31%	50,00%
Servix	49,00%	50,69%	50,00%
Total	100,00%	100,00%	100,00%

1.2 A Oferta

PRODUTORES ENERGÉTICOS DE MANSO S.A. - PROMAN

R\$ 37.000.000,00 (trinta e sete milhões de reais)

Emissão de Debêntures Conversíveis

Processo de Distribuição Pública	
Comissão de Coordenação:	Comissão de Coordenação: R\$63.750,00 (sessenta e três mil setecentos e cinquenta reais) equivalente a 0,1723% calculado sobre o volume total da operação. O pagamento se dará em três parcelas iguais, a saber: na assinatura do contrato, na data de entrada do pedido de registro na CVM e na data da obtenção do registro.
Comissão de Distribuição:	Comissão de Distribuição: equivalente a 1,0% calculado sobre o volume efetivamente colocado.
Regime de Colocação:	Melhores Esforços.
Sindicalização:	A Prosper, de comum acordo com a PROMAN, poderá convidar outras Instituições Financeiras para participar do sindicato de a colocação das Debêntures.
Despesas previstas e estimadas:	<p>“Due-diligence”, advogado externo (o que exceder a 100 horas, à razão de R\$250,00 a hora), e publicações dos atos societários.</p> <p>Registro de Emissão na CVM: 0,3% sobre o total da emissão limitado ao máximo de R\$ 82.870,00</p> <p>Registro de Emissão na ANBID: a taxa de registro é de R\$ 2.000,00 (dois mil reais).</p> <p>Agente Fiduciário: aproximadamente R\$ 12.000,00 a.a.</p> <p>CETIP: de 0,002% a.m. sobre volume depositado, em função do valor nominal da debênture.</p> <p>Publicações e Propectos: serão feitas no jornal "A Gazeta" e os prospectos serão impressos na sede da</p>

	<p>Emissora.</p> <p>Banco Mandatário: Aproximadamente R\$ 12.000,00 (doze mil reais) por ano.</p> <p>Custo de registro: de aproximadamente R\$1.000,00 (hum mil reais)</p> <p>Custo estimado Agência de Rating: R\$ 25.000,00 (vinte cinco mil reais)</p>
--	--

Termos e Condições das Debêntures	
Operação:	Emissão pública de debêntures conversíveis em ações ("Debêntures").
Emissor:	Produtores Energéticos de Manso S.A. – PROMAN. ("PROMAN" ou "EMISSORA")
Coordenador:	Prosper S/A Corretora de Valores e Câmbio ("PROSPER" ou "COORDENADOR").
Agente Fiduciário:	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.
Volume de Emissão:	R\$37.000.000,00 (trinta e sete milhões de reais), na data da emissão.
Data de Emissão:	19 de outubro de 2001.
Vencimento Final:	As debêntures somente vencerão Quando da dissolução ou liquidação da Emissora.
Espécie:	Subordinada.

Tipo e Forma:	Conversíveis em ações preferenciais, nominativas, podendo a Emissora emitir certificados aos debenturistas, que assim o desejarem, no prazo máximo de 15 (quinze) dias após solicitação, por escrito, encaminhada à sede da companhia Emissora.
Conversibilidade	<p>A partir do primeiro dia útil após a data de aplicação de todo o produto da emissão, cada debênture será conversível, de acordo com a seguinte fórmula:</p> $A_n = (2 \times A_o) / Deb$ <p>Onde:</p> <p>A_n = Ações preferenciais novas oriundas da conversão de cada debênture;</p> <p>Deb = Número de debêntures emitidas;</p> <p>A_o = Número de Ações Ordinárias que compõem o capital social da Emissora.</p>
Valor Nominal:	R\$ 1.960,00 (hum mil, novecentos e sessenta reais) na data da emissão.
Prêmio:	As debêntures serão emitidas com prêmio de emissão unitário de R\$1.740,00 na data de emissão.
Quantidade e Séries:	10.000 (dez mil), em série única.
Atualização do Valor da Emissão:	Pela variação acumulada do IGP-M – Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M). A partir da data de emissão, calculada de forma <i>pro rata temporis</i> por dias corridos, até a data de integralização da totalidade das debêntures. Após esta data o valor de emissão não

	mais será atualizado monetariamente.
Remuneração e Periodicidade de Pagamento:	A partir do mês de janeiro do ano de 2002, rendimentos variáveis equivalentes a uma participação no Resultado Operacional Disponível (RODI) auferido pela Emissora, apurado pelo regime de competência, conforme Escritura. Pagamento mensal, a partir de 15 de fevereiro de 2002.
Resgate Antecipado:	É proibido o resgate antecipado de debêntures.
Repactuação:	Não haverá repactuação.
Amortização Extraordinária:	A Emissora deverá promover amortizações extraordinárias do valor nominal das debêntures, sempre que possível mensalmente, utilizando para tanto os recursos remanescentes disponíveis no ativo circulante da Companhia, após o pagamento da remuneração devida aos debenturistas.
Aquisição Facultativa:	A Emissora poderá, a qualquer tempo, adquirir debêntures em circulação, por preço não superior ao seu valor nominal, observado o disposto no artigo 55 da Lei n.º 6.404/76. As debêntures objeto deste procedimento poderão ser canceladas, permanecer na tesouraria da Emissora, ou ser novamente colocadas no mercado.
Preço de Subscrição e Integralização:	As debêntures serão integralizadas à vista, em moeda corrente nacional, pelo seu valor nominal unitário, acrescido do prêmio de emissão e da atualização monetária, incidente desde a data de emissão até a data de subscrição.
Registro de	Será no SND – Sistema Nacional de Debêntures, administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela

<p>Negociação e Local de Pagamento:</p>	<p>administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP.</p>
<p>Banco Mandatário:</p>	<p>Banco Prosper S.A., instituição financeira que intermediará a liquidação de todos os eventos relacionados às debêntures junto a CETIP.</p>
<p>Vencimento Antecipado das Debêntures:</p>	<p>O Agente Fiduciário deverá declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações relativamente às debêntures, objeto desta emissão, e exigir o imediato pagamento pela Emissora do valor nominal atualizado, se for o caso, acrescido da remuneração devida até a data do Efetivo pagamento, independentemente de aviso, interpelação ou notificação judicial ou extrajudicial, na ocorrência de Qualquer um dos seguintes eventos:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) no caso de venda total dos ativos da Emissora; b) decretação de falência ou liquidação da Emissora; c) protesto legítimo e reiterado de títulos contra a Emissora, cujo valor global ultrapasse ao equivalente a 10% -(dez por cento)- do valor nominal das debêntures em circulação, salvo se o protesto tiver sido efetuado por erro ou má-fé de terceiro, desde que validamente comprovado pela Emissora, se for cancelado ou ainda se forem prestadas garantias em juízo, em qualquer hipótese, no prazo máximo de Quinze (15) dias de sua ocorrência; d) pedido de concordata preventiva formulada pela Emissora;

	<p>e) falta de cumprimento pela Emissora e/ou os Intervenientes desta emissão de qualquer obrigação prevista na Escritura de Emissão, não sanada em 30 (trinta) dias, contados da data em que for recebido aviso escrito enviado pelo Agente Fiduciário; inclusive a utilização dos recursos desta emissão, conforme previsto na Cláusula III, item 3.4, da Escritura de Emissão.</p> <p>f) vencimento antecipado de qualquer dívida da Emissora em razão de inadimplência contratual, cujo montante seja igual ou superior ao equivalente a 10% (dez por cento) do valor nominal das debêntures em circulação.</p>
<p>Compromisso dos Atuais Controladores:</p>	<p>Enquanto detiverem o controle acionário, os atuais controladores deverão assumir os compromissos adicionais constantes da Cláusula VI – Outros Direitos da Escritura de Emissão.</p>

1.3 Definições

- CONSORCIO APM MANSO - Associação entre ELETRONORTE e PROMAN para implantação e exploração do Aproveitamento Múltiplo de Manso - APM MANSO.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, entendido como Poder Concedente.
- ELETROBRAS - Centrais Elétricas Brasileiras S.A..
- GCOI - Grupo Coordenador para Operação Interligada.

- GCPS - Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos.
- SINTREL - Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica criado pelo decreto n.º 1009, de 22.12.93 e regulamentado pela portaria DNAEE n.º 337, de 22.04.94.
- MME - Ministério de Minas e Energia.
- MMA - Ministério do Meio Ambiente. Recursos Hídricos e da Amazônia Legal.
- DERMAT-MT (DVOP) - Departamento de Estradas de Rodagem dos Estado do Mato Grosso - MT.
- CONTRATO DE CONSTITUIÇÃO DE CONSORCIO - Documento subscrito pela ELETRONORTE e pela PROMAN, de acordo com as leis e regulamentos em vigor, homologado pela ANEEL, que define os direitos e obrigações das partes, com relação a conclusão das obras, a operação, a manutenção e a exploração do Aproveitamento Múltiplo de Manso - APM MANSO.
- CONSORCIADA(s) - As Empresas que assinam o contrato de constituição de consórcio.
- PARCEIRO - PROMAN - Produtores Energéticos de Manso S.A.
- COMITE GESTOR - Órgão deliberativo composto por igual número de representantes de cada consorciada com poderes legais para representar o consórcio APM MANSO nas atividades que oneram a operação e manutenção do APM MANSO.
- ENERGIA ASSEGURADA - Energia assegurada as consorciadas a ser compartilhada por estas na proporção de suas cotas-partes, em montantes contínuos independentemente das condições do Sistema Elétrico Brasileiro, modulada nos horários de ponta e fora de ponta.

- ENERGIA DISPONIBILIZADA - Conforme definido no Parágrafo Segundo, da cláusula da garantia de energia, do Contrato de Constituição de Consórcio.
- COTA-PARTE - Quantidade de energia assegurada do direito de cada consorciada, nos termos do Contrato de Constituição de Consórcio.
- FATOR DE CARGA - Relação entre a energia média num período expressa em 14W médios (megawatts médios), e a demanda máxima, expressa em 14W (megawatts), nas horas de ponta dentro desse período. Definido com valor de 0,50 para todos os efeitos do Contrato de Constituição de Consórcio.
- ENERGIA SECUNDARIA - Toda e qualquer energia gerada em excesso a energia assegurada.
- RGR - Reserva Global de Reversão, que constitui em fundo setorial, incorporada a tarifa das Empresas Públicas visando amortizar o investimento realizado, para que ao final da concessão o bem reverta a União.
- CFURH - Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos, criada pela Lei 7.990, de 28 de dezembro de 1989, complementada pela Lei 8.001, de 13 de março de 1990 e alterada pela lei 9.993 de 24 de setembro de 2000.
- COMISSIONAMENTO - Conjunto de atividades a serem desenvolvidas nas instalações do APM MANSO, após o fornecimento e montagem dos diversos sistemas e equipamentos, tais que atestem as suas corretas aplicações e que os mesmos estão em condições de entrar em operação comercial.
- OPERAÇÃO COMERCIAL - Fase em que sucede a conclusão da etapa de comissionamento de cada unidade geradora, onde esta passará a produzir energia elétrica para fins comerciais.
- MANUTENÇÃO - Atividade realizada através de processos diretos ou indiretos, em um equipamento ou instalação, durante a fase de operação

comercial do APM MANSO, com a finalidade de assegurar todas as condições necessárias à segurança e eficiência das funções para as quais o mesmo foi fabricado ou construído, levando-se em consideração as condições operativas e econômicas.

- ACORDO OPERATIVO - Documento parte integrante do Contrato de Constituição de Consórcio, que tem por objeto estabelecer as condições gerais e os direitos e obrigações da ELETRONORTE e parceiro, no que diz respeito a operação e manutenção e ao Plano de Gerenciamento Ambiental do APM MANSO, na fase de operação comercial.
- CURVA DE CARGA PADRÃO - CCP - Curva de carga que representa a cota-parte da PROMAN nos horários de ponta e fora de ponta.
- HORÁRIO DE PONTA - Período diário composto de 3 (três) horas consecutivas, situadas no intervalo compreendido entre as 17 (dezessete) e as 22 (vinte e duas) horas exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais, definido pela portaria DNAEE n.º. 33, de 11 de fevereiro de 1.908.
- HORÁRIO FORA DE PONTA - Conjunto de horas complementares ao horário de ponta
- PLANO DE OPERAÇÃO - Documento emitido anualmente pelo GOOI, referente ao ano civil subsequente, contendo os resultados, e os estudos de planejamento anual da Operação do Sistema Interligado Brasileiro.
- PROGRAMA MENSAL DE OPERAÇÃO - Documento emitido mensalmente pelo GCOI, referente ao mês subsequente, contendo as programações de geração e o programa de manutenção para as Usinas, visando o atendimento do mercado consumidor.
- PROJETO EXECUTIVO - Conjunto de desenhos e documentos, tais como relatórios, listas de materiais e memórias de cálculo, elaborados a partir do projeto básico e em nível de detalhamento necessário para a execução das obras e serviços relacionados com a implantação do APM MANSO.

- RENDIMENTO DE REFERÊNCIA DO CONJUNTO - Valor dos produtos dos rendimentos médios ponderados da Turbina e do Gerador, conforme especificação técnica.
- MEIO AMBIENTE - Conjunto de condições, leis, influências e interações de ordem física, química e biológica, que permite, abriga e rege a vida em todas as suas formas.
- FEMA - Fundação Estadual do Meio Ambiente do Estado de Mato Grosso.
- CONAMA - Conselho Nacional do Meio Ambiente - Órgão Consultivo e Deliberativo do Sistema Nacional do Meio Ambiente - SISNAMA, vinculado ao Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal, com atribuição de estabelecer as normas e procedimentos relativos em nível federal.
- IBAMA - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, órgão vinculado ao Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal, responsável pelo licenciamento ambiental em nível Federal.
- AUTORIZAÇÃO DE DESMATAMENTO - Documento emitido pelo IBAMA ou por órgão estadual conveniado, autorizando a retirada de vegetação para a construção do canteiro de obras, implantação do APM MANSO, limpeza do reservatório e recomposição de infra-estrutura e vilas.
- RELATÓRIO DE IMPACTO AMBIENTAL-RIMA - Documento que sintetiza as conclusões dos Estudos de Impacto Ambiental — EIA, apresentado em Audiência Pública e entregue ao Órgão Ambiental Licenciador e a quaisquer interessados, sendo juntamente com o EIA indispensáveis para a obtenção da licença prévia—LP.
- LICENÇA DE INSTALAÇÃO - LI - Licença Ambiental Temporária Renovável, que autoriza o início e da implantação do APM MANSO, a ser obtida junto aos Órgãos Ambientais Licenciadores.

- LICENÇA DE OPERAÇÃO - LO - Renovável, que autoriza o enchimento do reservatório, o início e o desenvolvimento da atividade, a ser obtida junto aos Órgãos Ambientais Licenciadores.
- LICENÇA PRÉVIA - Licença Ambiental Inicial que contém os requisitos básicos necessários para a implantação do APM MANSO, a ser obtida junto aos Órgãos Ambientais Licenciadores.
- TERCEIROS - Pessoas ou entidades estranhas ao consórcio APM MANSO.

2 INFORMAÇÕES SOBRE A OFERTA

2.1 Descrição da Operação

Concluída a construção e montagem da APM- Manso, que encontra-se em fase de operação, antecipadamente ao previsto, os atuais controladores da PROMAN planejam realizar uma operação financeira no mercado de capitais brasileiro, possibilitando a recuperação dos recursos investidos e, ao mesmo tempo, abrindo oportunidade para que novos investidores participem do programa de investimento em geração de energia elétrica no país, preservando os princípios regulamentares e de controle emanados pelo poder concedente.

Esta operação destina-se a um número limitado de investidores.

Ela se desenvolve pela captação de recursos através da emissão de debêntures, conversíveis em ações, cuja remuneração se dará pela participação no resultado operacional da PROMAN, com pagamento mensal, conforme demonstrado no estudo de viabilidade econômico-financeira (ANEXO I), e o seu valor nominal amortizado com a geração de caixa que exceder àquela necessária para o pagamento da remuneração prevista.

2.2 Termos e Condições da Emissão de Debêntures

(Anexo I da Instrução CVM nº13/80)

Produtores Energéticos de Manso S/A - PROMAN

Rodovia MT-351, Km 75 Zona Rural, Chapada dos Guimarães – Mato Grosso.

Emissão de 10.000 (dez mil) debêntures nominativas, conversíveis em ações preferenciais, subordinadas, no montante total de R\$ 37.000.000,00 (trinta e sete milhões de reais), com valor nominal unitário de R\$ 1.960,00 (um mil novecentos e sessenta reais) e prêmio de emissão no valor de R\$ 1.740,00 (um mil setecentos e quarenta reais) deliberada pela AGEO de 19 de outubro de 2001 e re-ratificada pela AGE de 20 de dezembro de 2001.

“O registro da presente distribuição não implica, por parte da CVM, em garantia da veracidade das informações prestadas ou julgamento sobre a qualidade da companhia EMISSORA, bem como sobre as debêntures a serem distribuídas.”

Registro na CVM:

Número:

Data:

Assinatura do Representante Legal
da Instituição Líder

Assinatura do Representante
Legal da EMISSORA

2.2.1 Composição do Capital Social:

O capital social da Emissora é de R\$1.100.000,00 (um milhão e cem mil reais), sendo representado conforme a seguir descrito (posição em 19/10/2001).

Espécie e classe das ações	Subscrito e integralizado	
	Quantidade	Valor (R\$)
Ordinárias	1.100.000	1.100.000,00
Total	1.100.000	1.100.000,00

2.2.2 Características Básicas da Emissão:

Espécie	Quantidade	Preço de emissão (R\$)	Prêmio de emissão (R\$)	Montante (R\$)
Debêntures conversíveis em ações	10.000	1.960,00	1.740,00	37.000.000,00
Custo da Distribuição				558.620,00
Montante Líquido para a Emissora				36.441.380,00

Obs.: Com base no valor da debênture na data da emissão.

2.2.3 Demonstrativo do Custo da Distribuição:

2.2.3.1

Comissão de Coordenação	R\$63.750,00
Comissão de Colocação	R\$370.000,00 (1% incidente sobre o valor de emissão da debênture na data da efetiva subscrição)
Despesas Decorrentes do Registro na CVM	R\$82.870,00
Despesas Decorrentes do Registro na ANBID	R\$2.000,00
Outras despesas (Agente Fiduciário, Agencia de "Rating" e demais despesas de emissão)	R\$40.000,00
% em Relação ao Preço Unitário de Distribuição	1,5098 %

2.2.3.2 Custo unitário do lançamento

Preço por debênture	Custo por debênture	Montante Líquido por debênture
R\$3.700,00	R\$55,86	R\$3.644,14

2.2.4 Condições e Prazo de Subscrição e Integralização:

a) A colocação e/ou subscrição das Debêntures somente terá início após a data da expedição do Registro de Distribuição pela CVM e da segunda publicação do

anúncio de início de distribuição, conforme o artigo 26 da Instrução CVM n.º 13/80.

b) O Coordenador promoverá a colocação das debêntures no mercado de balcão na data da segunda publicação do anúncio de início de distribuição pública, sendo observado o prazo regulamentar máximo de 6 (seis) meses, contados a partir da data da expedição do Registro de Distribuição pela CVM.

c) As debêntures desta emissão poderão ser subscritas e integralizadas, a qualquer tempo, dentro do prazo de distribuição pública, pelo seu valor atualizado conforme estipulado no item 7 abaixo, e será à vista, em moeda corrente nacional.

2.2.5 Contrato de Distribuição das Debêntures:

Emissora

Produtores Energéticos de Manso S.A. – PROMAN

Coordenador/Líder da Colocação e Distribuição

Prosper S/A Corretora de Valores e Câmbio

Participante do Consórcio de Distribuição

Gamex Securities Corretora de Câmbio e Valores Mobiliários S/A (até 10.000 (dez mil) debêntures)

Nos termos do Contrato de Prestação de Serviços de Coordenação, Colocação e Distribuição, mediante subscrição pública, de debêntures de emissão da Produtores Energéticos de Manso S/A – PROMAN, firmado em 19 de outubro de 2001 entre a Emissora e o Coordenador/Líder, este último compromete-se

em envidar os melhores esforços para colocação das 10.000 (dez mil) debêntures da presente emissão.

As debêntures serão objeto de distribuição pública para colocação no mercado de balcão organizado com a intermediação de instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários, autorizadas a funcionar pelo Banco Central do Brasil, sendo atendidos preferencialmente os clientes do coordenador/líder, não sendo admitidas reservas antecipadas, nem fixação de lotes máximos ou mínimos.

2.2.6 Procedimento da Distribuição:

O lançamento será público, para colocação no mercado de balcão, mediante interveniência de instituições financeiras autorizadas a funcionar pelo Banco Central do Brasil, utilizando-se o procedimento diferenciado de distribuição previsto no art. 33 da Instrução CVM n.º 13/80, fazendo as instituições participantes da presente emissão a colocação dos títulos mediante atendimento a seus clientes preferencialmente, inexistindo reservas antecipadas, lotes mínimos ou máximos.

2.2.7 Características das Debêntures desta Emissão:

Autorização da Emissão

AGOE de 19 de outubro de 2001 e re-ratificada pela AGE de 20 de dezembro de 2001.

Valor Total da Emissão

R\$37.000.000,00 (trinta e sete milhões de reais)

Quantidade de Debêntures

10.000 (dez mil)

Valor Nominal Unitário

R\$ 1.960,00 (um mil e novecentos e sessenta reais), na data da emissão, perfazendo o valor nominal total de R\$19.600.000,00 (dezenove milhões e seicentos mil reais)

Prêmio

As debêntures serão emitidas com prêmio unitário de R\$1.740,00 (um mil e setecentos e quarenta reais), na data de emissão, perfazendo o prêmio de emissão total de R\$17.400.000,00 (dezesete milhões e quatrocentos mil reais)

Número de Séries

Série única

Data de Emissão

19 de outubro de 2001

Prazo e Data de Vencimento

Quando da dissolução ou liquidação da Emissora

Atualização do Valor da Emissão

De acordo com cláusula IV, item 4.4 da Escritura de Emissão a seguir transcrita:

“Atualização do Valor da Emissão:

O valor de emissão das debêntures, conforme definido na Cláusula IV, item 4.1.2 e 4.1.3 desta Escritura, será atualizado nos termos deste item somente até a data de publicação do anúncio de encerramento de distribuição pública das Debêntures. Após esta data o valor de emissão das debêntures não mais será atualizado monetariamente.

O valor de emissão das debêntures será atualizado pela variação acumulada do IGP-M – Índice Geral de Preços do Mercado (“IGP-M”), apurada e divulgada pela FGV – Fundação Getúlio Vargas a partir da data de emissão, calculada de forma *pro rata temporis* por dias corridos.

O valor de emissão das Debêntures será atualizado de acordo com a seguinte fórmula:

$$VEA = \{VE * (In/I0)^{[(In/In-1) d/D]}\}$$

onde:

VEA = valor de emissão atualizado de cada debênture, na data de atualização, expresso em R\$;

VE = valor de emissão de cada debênture, conforme definido na Cláusula IV, item 4.1.2 e 4.1.3, na data de emissão, expresso em R\$;

I0 = valor do número-índice do IGP-M do mês anterior ao mês da emissão;

In = valor do número-índice do IGP-M do mês anterior ao mês de atualização utilizado até o dia 1º do mês de atualização; após essa data, será utilizado o novo número-índice divulgado;

In-1 = valor do número-índice do IGP-M do mês anterior ao mês “n”;

D = Número de dias corridos do mês “n”; e

d = Número de dias corridos, compreendidos entre o primeiro dia do mês de atualização e o dia de atualização das Debêntures.

Caso no mês de atualização o número-índice não esteja ainda disponível, será utilizado do último número-índice do IGP-M divulgado.

O IGP-M deverá ser utilizado considerando idêntico número de casas decimais divulgado pelo órgão responsável por seu cálculo.

A aplicação do IGP-M incidirá no menor período permitido pela legislação em vigor, sem necessidade de ajuste à Escritura ou qualquer outra formalidade.

No caso de indisponibilidade temporária do IGP-M quando do pagamento de qualquer obrigação pecuniária prevista nesta Escritura, será utilizado, em sua substituição, a última variação disponível do IGP-M, calculado *pro rata temporis* por dias corridos, não cabendo, porém, quando da divulgação do número-índice devido, quaisquer compensações financeiras, tanto por parte da Emissora quanto pelos debenturistas.

Na ausência de apuração e/ou divulgação do número-índice por prazo superior a 15 (quinze) dias após a data esperada para sua divulgação, ou, ainda, no caso de sua extinção ou por imposição legal, os debenturistas deverão definir, de comum acordo com a Emissora, o parâmetro a ser aplicado. Até a deliberação desse parâmetro será utilizada, para o cálculo do valor de quaisquer obrigações previstas na presente Escritura, a última variação percentual divulgada para o índice.”

Remuneração

De acordo com a cláusula IV, item 4.5 da Escritura de Emissão, a seguir transcrita:

“A partir do mês de janeiro do ano de 2002, as Debêntures em circulação desta emissão, perceberão, a título de remuneração mensal, rendimentos variáveis

equivalentes a uma participação no Resultado Operacional Disponível (RODI) auferido pela Emissora, apurado pelo regime de competência, de acordo com a seguinte expressão:

$$R_j = [(RODI(j)) - (RODI(j-1))] \times (1/N),$$

onde:

R_j = participação no RODI em Reais, atribuída a cada debênture no mês “j”;

N = número de debêntures emitidas;

$$RODI(j) = (RT_j - DT_j);$$

RT_j = somatório das receitas correntes, de qualquer ordem, provenientes das atividades da Emissora e de eventuais receitas financeiras apuradas, conforme definido no artigo 187, inciso V, da Lei nº 6.404, desde o primeiro dia útil de cada exercício social até o último dia útil do mês “j”;

DT_j = somatório das despesas correntes da Emissora, referentes ao mesmo período de apuração das receitas, se considerando para este efeito, inclusive, as atualizações monetárias ativas e passivas, assim como provisão para depreciação, amortização e/ou quaisquer outras despesas da Emissora que não repercutam no seu caixa, conforme definido no artigo 187, inciso V, da Lei nº 6.404, excluindo-se, tão-somente, do cálculo do somatório das despesas, o pagamento de contas patrimoniais da Emissora, que são: (i) amortização das seguintes contas passivas: quitação do principal, dos financiamentos já contratados, impostos e contribuições já contabilizados até a data da emissão, dividendos e lucros a distribuir para os acionistas e dívidas com os acionistas; e (ii) redução de capital por resgate de ações.

$RODI(j-1)$ = O critério de apuração será idêntico ao exposto acima, compreendendo o período de apuração do referido resultado do primeiro dia útil de cada exercício social até o último dia do mês anterior ao mês “j”. Especificamente no primeiro mês de cada exercício social, $RODI(j-1)$ será igual a zero.

Pagamento da Remuneração

A partir do mês de janeiro de 2002, as debêntures subscritas até o dia 15 de cada mês, inclusive, terão direito à remuneração, nos termos desta Escritura, a partir do mês em que ocorrer a subscrição inclusive. As debêntures subscritas após o dia 15 de cada mês, terão direito à remuneração, nos termos desta Escritura, a partir do mês seguinte ao mês da subscrição.

A remuneração devida às debêntures, nos termos do item 4.5 acima, será apurada no mês subsequente ao vencido e paga no dia 15 (quinze) do mês da apuração.

As parcelas da remuneração pagas aos titulares das debêntures, calculadas a partir do Resultado Operacional Disponível (RODI) da Emissora, de que trata o item 4.5. da presente Escritura, serão pagas aos titulares das debêntures em moeda corrente nacional.”

Periodicidade de Pagamento

Mensal, a partir de 15 de fevereiro de 2002.

Tipo e Forma

Conversíveis em ações preferenciais, nominativas, sem emissão de cautelas ou certificados

Forma de Conversibilidade

A partir do primeiro dia útil após a data de aplicação de todo o produto desta emissão, cada debênture será conversível, de acordo com a seguinte fórmula:

$$A_n = (2 \times A_o) / Deb$$

Onde:

An = Ações preferenciais novas oriundas da conversão de cada debênture;

Deb = Número de debêntures emitidas;

Ao = Número de Ações Ordinárias que compõem o capital Social da Emissora

Direito das Ações Preferenciais

A Companhia está autorizada, até o limite máximo permitido em Lei, a criar e/ou emitir, em decorrência de subscrição, bonificação, desdobramento ou conversão, ações preferenciais sem direito a voto, fixando-lhes as respectivas preferências, vantagens, condições de resgate, amortização ou conversão.

A Companhia poderá emitir ações preferenciais, mesmo que sem guardar proporção com as ações ordinárias, respeitado o limite de 2/3 (dois terços) do capital social. De igual forma, a Companhia poderá, ainda, aumentar as ações ordinárias sem guardar proporção com as ações preferenciais.

As ações preferenciais que venham a ser emitidas pela Companhia não terão direito a voto, serão inconversíveis em ações ordinárias, sendo-lhes, no entanto, garantido o direito a dividendos 10% (dez por cento) superiores aos atribuídos às ações ordinárias, além da prioridade no reembolso do capital em caso de liquidação da Companhia, até o valor da parcela do capital social representado por essas ações, e participação em igualdade de condições com as ações ordinárias nos aumentos de capital decorrentes de capitalização de correção monetária, de lucros ou de reservas.”

Espécie

Subordinada

Repactuação

Não há

Amortização Extraordinária

A Emissora deverá promover amortizações extraordinárias do valor nominal das debêntures, sempre que possível mensalmente, utilizando para tanto os recursos remanescentes disponíveis no ativo circulante da companhia, após o pagamento da remuneração devida aos debenturistas, conforme definido nos itens 4.5 e 4.6 da Escritura.

Preço de Subscrição e Integralização

As debêntures serão integralizadas à vista, em moeda corrente nacional, pelo seu valor nominal unitário, acrescido do prêmio de emissão e da atualização monetária, incidente desde a data de emissão até a data de subscrição.

Aquisição Facultativa

A Emissora poderá, a qualquer tempo, após decorridos 120 (cento e vinte) dias do prazo de subscrição, adquirir debêntures em circulação, observado o disposto no artigo 55 da Lei nº 6.404/76, as quais poderão ser canceladas, permanecer na tesouraria da Emissora, ou ser novamente colocadas no mercado. As debêntures adquiridas nos termos deste item, se e quando recolocadas no mercado, farão jus à mesma remuneração das demais em circulação.

Resgate Antecipado

É proibido o resgate antecipado de debêntures.

Local de Pagamento e Negociação

Será no SND – Sistema Nacional de Debêntures, administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP.

Vencimento Antecipado

O Agente Fiduciário deverá declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações relativamente às debêntures objeto desta emissão e exigir o imediato pagamento pela Emissora do valor nominal atualizado, se for o caso, acrescido da remuneração devida até a data do efetivo pagamento, independentemente de aviso, interpelação ou notificação judicial ou extrajudicial, na ocorrência de qualquer um dos seguintes eventos:

- a) no caso de venda total dos ativos da Emissora;
- b) decretação de falência ou liquidação da Emissora;
- c) protesto legítimo e reiterado de títulos contra a Emissora, cujo valor global ultrapasse ao equivalente a 10% (dez por cento) do valor nominal das debêntures em circulação, salvo se o protesto tiver sido efetuado por erro ou má-fé de terceiro, desde que validamente comprovado pela Emissora, se for cancelado ou ainda se forem prestadas garantias em juízo, em qualquer hipótese, no prazo máximo de quinze (15) dias de sua ocorrência;
- d) pedido de concordata preventiva formulada pela Emissora;
- e) falta de cumprimento pela Emissora e/ou os Intervenientes desta emissão de qualquer obrigação prevista na Escritura de Emissão, não sanada em 30 (trinta) dias, contados da data em que for recebido aviso escrito enviado pelo Agente Fiduciário; inclusive a utilização dos recursos desta emissão, conforme previsto na Cláusula III, item 3.4 da Escritura de Emissão.
- f) vencimento antecipado de qualquer dívida da Emissora em razão de inadimplência contratual, cujo montante seja igual ou superior ao equivalente a 10% (dez por cento) do valor nominal das debêntures em circulação.

Publicidade

Todos os atos e decisões que, de qualquer forma, vierem a envolver interesses dos debenturistas deverão ser, obrigatoriamente, comunicados na forma de avisos, na edição do jornal local "A Gazeta", de Cuiabá, e no Diário Oficial do Estado do Mato Grosso nos termos do art. 286 da Lei 6404 / 76.

Os anúncios de início e encerramento da distribuição serão, publicados no jornal "A Gazeta" de Cuiabá e no "Jornal Monitor Mercantil" do Rio de Janeiro, onde as debêntures serão ofertadas.

Compromisso dos Atuais Controladores

Enquanto detiverem o controle acionário, os atuais controladores deverão assumir os compromissos adicionais constantes da Cláusula VI – Outros Direitos da Escritura de Emissão:

O relatório de auditoria independente deve pronunciar-se sobre o cumprimento pela Emissora das obrigações assumidas na Escritura.

Será assegurado aos debenturistas, a qualquer tempo, o mesmo direito a informações sobre a Emissora que teriam se tivessem convertido em ações da Emissora a totalidade das debêntures que detiverem.

Os Intervenientes comparecem a este ato com o propósito específico de se obrigarem, em caráter irrevogável e irretratável, a exercer o direito de voto que lhes couber, direta ou indiretamente, nas Assembléias Gerais da Emissora, de forma a eleger para o referido Conselho o maior número possível de representantes dos debenturistas, até o máximo de 2 (dois) membros, e desde que os Intervenientes elejam, prioritariamente, a metade mais um dos membros do Conselho de Administração da Emissora como seus representantes.

Os Intervenientes comprometem-se ainda a, acatar a solicitação de instalação do Conselho Fiscal da Emissora, por parte dos debenturistas, e eleger os

membros que farão parte deste Conselho, neste caso, sendo a maioria dos membros indicados pelos debenturistas.

A Emissora e seus acionistas, aqui Intervenientes, não poderão realizar os atos elencados nos subitens abaixo sem a prévia aprovação dos titulares das debêntures, a ser manifestada conforme definido no item 9.4, Cláusula IX, da Escritura, em Assembléia de Debenturistas a ser convocada pela Emissora na forma do item 9.1. da mesma Cláusula, para esse fim:

a) alteração do(s) artigo(s) 2º, 3º, 4º, 5º, 19, 20, 21, 24 e/ou 36 do Estatuto Social da Emissora;

b) aprovação de operação de levantamento de empréstimo ou financiamento, ou captação de recursos através da emissão e colocação de notas promissórias, debêntures ou títulos de dívida, sem computar as operações direta ou indiretamente decorrentes de contratos e/ou operações já existentes até a emissão destas debêntures;

c) contratação e execução de qualquer operação de empréstimo ou financiamento entre a Emissora e seus acionistas;

d) alienação de bens integrantes do ativo da companhia,

e) oferecimento de bens da Emissora em garantia de suas obrigações ou de terceiros,

f) aumento de capital da Emissora através de subscrição de novas ações.

g) deliberação sobre honorários do Conselho de Administração e Diretoria Executiva que superem a cifra anual equivalente a R\$50.000,00.

Os recursos captados em decorrência da emissão de debêntures serão utilizados da seguinte forma:

(i) até R\$ 19.600.000,00 (dezenove milhões e seiscentos mil reais) para liquidação de obrigações contratuais da Emissora; e

(ii) o saldo remanescente destinado à conta de Reserva de Capital a ser formada com o prêmio de emissão das debêntures, conforme previsto no item 4.1.3, Cláusula IV, da Escritura, que será utilizada para o resgate, sem redução de capital, de 1.000.000 (hum milhão) de ações representativas do capital social da Emissora, ao preço de resgate de aproximadamente R\$17,40 (dezessete reais e quarenta centavos) por ação, perfazendo o preço de resgate máximo total de R\$17.400.000,00 (dezessete milhões e quatrocentos mil reais).

2.2.8 Emissão de certificados de debêntures:

A companhia Emissora, por motivo de economia, resolveu manter departamento administrativo para prestação de serviço de emissão de certificados de debêntures, não tendo sido, portanto, necessária a celebração de contrato para tal fim com instituição de mercado.

2.2.9 Banco mandatário:

Banco Prosper S.A.

2.2.10 Agente fiduciário:

Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários LTDA, instituição financeira autorizada pelo Banco Central do Brasil e pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM, com sede na Av. das Américas 500, bloco 13, grupo 205, inscrita no CNPJ sob o nº 36.113.876/0001-91.

2.2.11 Relações da Empresa EMISSORA com o Líder da Distribuição e Membros do Consórcio:

Não há relação relevante entre a EMISSORA e o Coordenador da emissão, bem como com os participantes do consórcio.

2.2.12 Contrato de garantia de liquidez:

Não há e nem será constituído fundo de manutenção de liquidez para as debêntures objeto dos melhores esforços.

2.2.13 Informações complementares:

“Quaisquer outras informações complementares sobre a companhia Emissora ou a presente distribuição poderão ser obtidas nos seguintes locais:

- i) na sede da EMISSORA;
- ii) na instituição líder da distribuição;
- iii) na CVM.”

2.3 OUTRAS INFORMAÇÕES

2.3.1 Classificação de Risco:

O Comitê de Risco da Atlantic Rating, empresa contratada para elaboração dessa análise, atribuiu o Rating Nacional **A+**, à primeira emissão pública de debêntures da Produtores Energéticos de Manso S/A – PROMAN, considerando que esta empresa possui boas condições de efetuar o pagamento dos juros e do principal na data do vencimento.

O Risco de inadimplência da empresa Emissora é baixo devido a diversos fatores sendo eles:

- O Contrato de compra e venda de energia celebrado entre FURNAS e a EMISSORA, assegura a compra de energia da Emissora até o ano de 2035, mantendo assim um elevado grau de previsibilidade em seu fluxo de caixa.

- A Eletrobrás por sua vez garante as obrigações de FURNAS, e suas demonstrações financeiras indicam uma adequada capacidade para honrar os compromissos assumidos.
- O Estatuto Social da PROMAN e a escritura possibilitam aos debenturistas participar do Conselho de Administração e ter poder de veto em matérias que descaracterizem a empresa ou agregem riscos adicionais a emissão.

A Emissora e seus controladores concluíram que, devido à sua tradição idônea, e a análise minuciosa da empresa contratada para elaboração do “rating”, não era necessário a contratação de outra empresa classificadora.

A Sumula com a análise completa elaborada pela Atlantic Rating encontra-se no ANEXO II deste prospecto.

3 FATORES DE RISCO

Risco Associados à FURNAS

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. Na condição de empresa estatal, existe o risco de ingerência política em sua administração, podendo isto acarretar um enfraquecimento de sua capacidade de pagamento.

FURNAS é a responsável, perante o Poder Concedente e a ANEEL, na forma do Contrato de Constituição do Consórcio APM Manso (ANEXO X) e da legislação em vigor, pelo cumprimento do Contrato de Concessão (ANEXO XIII), sem prejuízo da responsabilidade solidária da empresa consorciada (PROMAN) quanto às obrigações nele previstas. Assim, em caso de descumprimento do Contrato de Concessão ou da legislação aplicável, os integrantes do Consórcio estão sujeitos à caducidade da Concessão,

representando a extinção da Concessão declarada por decreto do Poder Concedente e, após instauração de processo administrativo e comprovação da inadimplência. A declaração da caducidade ocorre sem indenização prévia, havendo indenização apenas de parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido. Declarada a caducidade, o Poder Concedente não é responsável por quaisquer encargos, ônus, obrigações ou compromissos com terceiros ou empregados do concessionário.

Dentro do programa do atual Governo Federal não está mais prevista a privatização de FURNAS, porém, não se pode descartar a possibilidade de haver essa privatização, uma vez que, esse programa já pretendido pelo atual governo, pode ser retomado por futuros governos. Alterações ocasionadas em virtude do processo de privatização ainda não se pode prever quais serão. As obrigações de FURNAS estabelecidas nos diversos contratos que regulam a concessão e a relação entre as consorciadas são transferidas a seus sucessores. Em função da possível alteração do controle acionário do sócio - FURNAS, permanece o risco em relação ao desconhecimento do eventual novo controlador, seu comportamento e a qualidade do relacionamento, já que de FURNAS dependem a operação total, a compra de 100% da energia e a garantia de pagamento (1º mecanismo de garantia, ítem 6.3 do Prospecto).

Relativamente ao eventual descumprimento do contrato para a compra e venda de energia, as receitas líquidas da Emissora poderão sofrer uma diminuição, caso a margem entre as tarifas e os custos de operação a serem praticados, sejam inferiores aos previstos.

Eventuais alterações na atual estrutura regulamentar poderão afetar a capacidade de Furnas em cumprir totalmente os termos e condições contratuais, podendo haver repercussão sobre a situação financeira, resultados operacionais futuros e perspectivas comerciais da Emissora, que não é capaz de estimar seu possível impacto na presente data.

Risco Cambial

O saldo das transações correntes do país vem, constantemente, apresentando déficit, o que torna o Brasil dependente de capital externo. Diante dos últimos acontecimentos do ano de 2001, como os atentados do dia 11 de setembro e a crise vivida pela Argentina, existe um grande grau de incerteza sobre o volume de investimentos estrangeiros no Brasil, o que poderá acarretar uma depreciação do real em relação ao dólar. Mesmo o presente empreendimento não possuindo nenhuma variável que seja diretamente relacionada ao dólar, esta depreciação cambial impacta num aumento da inflação, o que reduz o ganho do debenturista conforme a análise de sensibilidade do item 7 (análise econômico-financeira).

CFURH - Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos

Criada pela Lei 7.990, de 28 de dezembro de 1989, complementada pela Lei 8.001, de 13 de março de 1990 e alterada pela lei 9.993 de 24 de setembro de 2000.

O total a ser pago é calculado segundo uma fórmula padrão: $CFURH = \text{energia gerada} \times \text{tarifa atualizada de referência} \times 6,75\%$. Esse percentual é pago pelo titular da concessão ou autorização para exploração de potencial hidráulico aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios em cujo territórios se localizarem as instalações destinadas à produção de energia elétrica, ou que tenham áreas invadidas por águas dos respectivos reservatórios. 6% ficam com os Estados e Municípios. Os 0,75% restantes são destinados ao Ministério do Meio Ambiente, para aplicação na implementação da política nacional de Recursos Hídricos. Conforme a divisão das compensações, que são pagas mensalmente, dos 6% os Estados ficam com 45% e os Municípios também com 45%. Os restantes 10% têm a seguinte divisão: 4,4% para o Ministério do Meio Ambiente; 3,6% para o Ministério das Minas e Energia e 2% para o Ministério da Ciência e Tecnologia. A Tarifa de Referência é reajustada anualmente com base em indicador econômico ajustado às especificidades dos serviços de energia elétrica a ser determinado pela ANEEL, aplicando-se para os anos de 2001,

2002 e 2003 o IGP-M (Índice Geral de Preços ao Mercado). Não há garantia de que o reajuste da Tarifa de Referência se mantenha proporcional à da Receita Operacional da empresa, podendo ocasionar uma diminuição no Fluxo de Caixa líquido apresentado no ítem 7 e 7.2.6 deste Prospecto. O valor atualmente estabelecido é o de dezembro de 1999, de R\$1,98/MWh, representando 6,75% da Tarifa de Referência de R\$ 29,40 /MWh.

Regras de Desconcentração

A ANEEL, por meio da Resolução nº 278/2000, estabeleceu certos limites para as participações cruzadas entre agentes de geração e agentes de distribuição. Conseqüentemente, a Companhia e seus acionistas controladores têm a obrigação de observar tais limites. Caso a Emissora e/ou empresas vinculadas – assim entendidas as empresas coligadas, controladas ou controladoras, que possuem em comum um ou mais acionistas que detêm, direta ou indiretamente, isoladamente ou em conjunto, participação igual ou superior a 10% (dez por cento) do capital votante, ou, no caso de sociedades limitadas, do capital social – excedam os referidos limites, estas ficarão impedidas de adquirir novas participações em controles societários e ativos de empresas do setor de energia elétrica, dos quais resultem ampliações de seus percentuais de participação no segmento considerado. Tais restrições poderão limitar a entrada de eventuais novos acionistas e sua eventual participação em aumentos de capital da Emissora.

Sanções Oriundas do Contrato de Constituição de Consórcio

De acordo com o Parágrafo Terceiro da Cláusula 21a. - Das Penalidades do Contrato de Constituição de Consórcio, as reduções de geração que vierem a ocorrer por motivo de falhas de projeto, serão de responsabilidade da PROMAN que terá sua cota-parte reduzida de forma a compensar integralmente tal redução, podendo acarretar uma redução na receita da PROMAN e conseqüentemente na remuneração dos debenturistas.

Risco Associado às Debêntures

A liquidez relativamente pequena do mercado de capitais brasileiro e as características de distribuição, podem limitar a perspectiva de um mercado ativo para as debêntures da presente emissão, assim como, atualmente não existe mercado para as ações oriundas de uma eventual conversão. A data para conversão das debêntures está sujeita ao cumprimento da obrigação de aplicação dos recursos captados conforme o item 4.8.2 da Escritura de Emissão, podendo seu início ser retardado em função da demora no cumprimento de tal obrigação.

Risco Ambiental

As instalações da Emissora estão sujeitas a diversas leis e regulamentos federais, estaduais e municipais, bem como a diversas exigências de funcionamento, atinentes à proteção da saúde e do meio ambiente, sendo que a Emissora realizou os dispêndios necessários a fim de dar cumprimento a essas disposições. Os órgãos governamentais pertinentes poderão impor leis e regulamentos adicionais, aplicar uma interpretação mais rigorosa aos já existentes ou fazer exigências ambientais adicionais com relação às operações da Emissora, obrigando a Emissora a despender recursos adicionais em questões ambientais.

4 DESTINAÇÃO DOS RECURSOS

Os recursos captados em decorrência da emissão de debêntures serão utilizados da seguinte forma:

(I.) Até R\$ 19.600.000,00 (dezenove milhões e seiscentos mil reais) para liquidação de obrigações contratuais da Emissora; e

(II.) O saldo remanescente destinado à conta de Reserva de Capital a ser formada com o prêmio de emissão das debêntures, conforme previsto no item 4.1.3, Cláusula IV, da Escritura, que será utilizada para o resgate, sem redução de capital, de 1.000.000,00 (hum milhão) de ações ordinárias representativas do Capital Social da Emissora, ao preço de resgate de aproximadamente R\$17,40 (dezessete reais e quarenta centavos) por ação, perfazendo o preço de resgate máximo total de R\$17.400.000,00 (dezessete milhões e quatrocentos mil reais).

Usos e Fontes dos Recursos da Emissão (R\$)

Usos	Valor	Fontes	Valor
Financiamentos	2.581.000,00	Valor Líquido da Emissão	36.441.380,00
Impostos	914.000,00		
Dívidas com Acionistas	6.772.000,00		
Reservas de Lucros e Dividendos	8.774.380,00		
Resgate de Ações	17.400.000,00		
Total	36.441.380,00	Total	36.441.380,00

4.1 Comparativo do preço das ações

Ação	Evento	Base do Capital (Quantidade de	Preço (R\$)
------	--------	-----------------------------------	-------------

		ações)	
Ordinárias	Resgate	1.100.000	17,40
Preferenciais	Conversão	100.000	98,00

4.2 Demonstrativo do preço das ações

4.2.1 Ações preferenciais a serem emitidas por conversão das debêntures:

Valor por ação = Valor Nominal da Emissão / Quantidade de ações convertidas

Valor por ação = R\$19.600.000,00/ 200.000 = R\$98,00

Justificativa:

a) A Assembléia de Acionistas da Emissora autorizou a emissão de um título de crédito cujo adquirente do título tenha a prerrogativa de, no limite permitido em lei, converter seu crédito em capital, transformando-se, dessa forma em acionista da Emissora.

b) O Valor Patrimonial das ações existentes imediatamente antes da conversão será de, aproximadamente, R\$11,00, enquanto o valor de conversão será de R\$98,00, não havendo, portanto, diluição do valor patrimonial das ações que compõem o capital social pertencente aos antigos acionistas.

Valor Patrimonial das ações existentes imediatamente antes da conversão:

Valor Patrimonial = Patrimônio Líquido (1) / Quantidade de ações do capital

$$\text{V.P.} = \text{R}\$2.288.000,00 / 100.000 = \text{R}\$22,88$$

Valor Patrimonial das ações existentes imediatamente após a conversão:

$$\text{Valor Patrimonial} = \text{Patrimônio Líquido (2)} / \text{Quantidade de ações do capital}$$

$$\text{V.P.} = \text{R}\$21.888.000,00 / 300.000 = \text{R}\$ 72,96$$

c) O valor de conversão das ações preferenciais de R\$98,00, reflete o valor nominal da emissão de R\$19.600.000,00, cujos recursos oriundos da emissão serão destinados integralmente à quitação de passiva da Emissora, já existente à época de emissão das debêntures e relacionados no item Destinação de Recursos da Emissão.

d) Conforme demonstrado no Estudo de Viabilidade Econômico Financeira, ANEXO I deste prospecto, a referida emissão está sendo apresentada ao mercado com expectativa de retomo baseada nos aspectos econômicos e financeiros correlatos ao segmento de atuação da Emissora e cujas premissas estão disponíveis para avaliação pelos potenciais investidores. Observa-se que ao adquirir a debênture pelo valor de emissão, a conversibilidade é uma faculdade da qual o debenturista se utilizará se lhe for conveniente no futuro, por razões estratégicas ou financeiras que o induzam a tal procedimento.

4.2.2 Ações ordinárias a serem resgatadas:

$$\text{Valor por ação} = \text{Reserva de Capital} / \text{Quantidade de ações resgatadas}$$

$$\text{Valor por ação} = \text{R}\$17.400.000,00 / 1.000.000,00 = \text{R}\$17,40$$

Justificativa:

O preço de resgate é próximo ao Valor Patrimonial da ação imediatamente antes do resgate que é de R\$17,90.

Valor Patrimonial = Patrimônio Líquido (3) / Quantidade de ações do capital

V.P.= R\$19.688.000,00 / 1.100.000,00 = R\$17,90

Observações:

(1) Patrimônio Líquido estimado em 30/09/2001 = R\$2.288.000,00

(2) Patrimônio Líquido = P.L. em 30/09/2001 + Valor da conversão
= R\$2.228.000,00 + R\$19.600.000,00 = R\$21.888.000,00

(3) Patrimônio Líquido = P.L. em 30/09/2001 + Reserva de Capital
= R\$2.288.000,00 + R\$17.400.000,00 = R\$19.688.000,00

4.3 Estudo de Viabilidade

O estudo de viabilidade econômico-financeiro é apresentado no ANEXO I deste prospecto.

5 INFORMAÇÕES SOBRE O EMPREENDIMENTO

5.1 Introdução

Objetivando o desenvolvimento do setor energético brasileiro, o Governo Federal estabeleceu um programa de concessão de hidrelétricas para a iniciativa privada com o comprometimento de investimentos e ressarcimento pela cobrança de tarifas. Nesse programa foi incluído o Aproveitamento Múltiplo

de Manso, com 210 MW, localizado no Rio Manso, no Estado do Mato Grosso, com implantação e exploração sob a forma de concessão para serviço público.

A Produtores Energéticos de Manso S.A. - PROMAN, empresa formada pela Construtora Norberto Odebrecht S.A., Servix Engenharia S.A. e Participações Energéticas S.A. foi declarada vencedora do processo licitatório, ocorrido em 1996.

Essa nova empresa, uma sociedade por ações, formou inicialmente um consórcio com a Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - ELETRONORTE, posteriormente sucedida por FURNAS Centrais Elétricas S.A., para a conclusão e exploração do Aproveitamento Múltiplo de Manso, através de Contrato de Concessão firmado com a ANEEL.

5.2 Histórico

O Aproveitamento Múltiplo de Manso – APM Manso – está localizado no Rio Manso, no município de Chapada dos Guimarães, distante 103 km da cidade de Cuiabá, capital do Estado de Mato Grosso e tem uma potência instalada de 210 MW, com quatro unidades geradoras de 52,5 MW, gerando energia firme de 92,0 MW/ano. O seu reservatório atinge áreas nos municípios de Chapada dos Guimarães e Nova Brasilândia.

O projeto foi iniciado em 1980 pelo Governo do Estado de Mato Grosso, com o objetivo inicial de controlar as cheias do rio Cuiabá, que agregam pesados ônus às comunidades ribeirinhas, por várias vezes atingidas, implicando em grandes custos sociais. Posteriormente, foi agregado ao projeto o aproveitamento hidrelétrico, objetivando atender a grande carência de energia elétrica da Região Centro-Oeste. No período de 1982 a 1984, a ELETRONORTE desenvolveu o projeto básico do empreendimento e os principais estudos de impacto ambiental – EIA/RIMA, que foram aprovados em Audiência Pública, tendo sido emitida Licença de Instalação em março de 1988 e renovada em outubro de 1998.

As obras da hidrelétrica foram então iniciadas em setembro de 1988, com previsão de geração da primeira unidade para dezembro de 1992. Naquela ocasião, os recursos financeiros para o empreendimento seriam aportados via Convênio Interministerial. Como o aporte de recursos não se concretizou, a ELETRONORTE se viu obrigada a paralisar as obras em novembro de 1989.

Posteriormente, em 1996, na Concorrência Pública CC-CO 20.107/96 para conclusão e exploração do APM Manso, foi vencedora a PROMAN, cuja composição acionária está distribuída entre as empresas Construtora Norberto Odebrecht S.A., Servix Engenharia S.A. e Participações Energéticas S.A., a qual assinou juntamente com a ELETRONORTE o Contrato SUP.1.7.4.0212 para constituição do Consórcio APM Manso em 18/12/97 (ANEXO X).

A PROMAN contratou o ECM- Consórcio de Empresas Construtoras de Manso para executar todas as obras e serviços pertinentes ao APM – Manso, e este celebrou, em 20 de fevereiro de 1998, o Contrato de Fornecimento com o fornecedor dos equipamentos eletro-mecânicos IMPSA, com a interveniência da PROMAN (ANEXO XVI).

Em 26 de abril de 1999, a ANEEL transferiu para FURNAS os ativos e passivos da ELETRONORTE referentes ao APM Manso, passando assim o Consórcio a ser uma associação entre FURNAS e PROMAN, para a sua implementação e operação (ANEXO XII e ANEXO XIII).

Em 9 de junho de 2000 foi assinado o Contrato de Compra e Venda de Energia entre FURNAS e PROMAN (ANEXO XIV), para todo o período da concessão.

Em 15 junho de 2000 foi assinado o Contrato de Antecipação de Pagamento de Energia, entre FURNAS e PROMAN, no valor de R\$45 milhões, para serem utilizados exclusivamente na conclusão das obras do APM Manso (ANEXO XV).

Em novembro de 2000 entrou em operação a primeira unidade geradora, dando início à geração de energia, antecipadamente ao previsto.

5.3 O Consórcio APM-Manso

Foi originalmente constituído entre PROMAN e ELETRONORTE para a conclusão e a exploração do APM-MANSO e seu sistema de transmissão associado mediante o CONTRATO SUP. 1.7.4.0212 (ANEXO XII ao Prospecto) em 18.12.1997. A ELETRONORTE foi sucedida por FURNAS nos direitos e obrigações do CONTRATO em 26.04.1999, mediante celebração de TERMO DE CESSÃO E TRANSFERÊNCIA e TERMO DE EMISSÃO DE POSSE e COMPROMISSO DE COMPRA E VENDA do APM-MANSO, passando assim, o CONSÓRCIO APM-MANSO a ser uma associação entre FURNAS e PROMAN para exploração da APM-MANSO.

O Consórcio APM-MANSO, hoje liderado por FURNAS, teve por objetivo a implantação do Projeto conforme descrito no item 5.4 bem como da exploração da concessão pelo de 35 anos, contados a partir da assinatura, em 10.02.2000, do Contrato de Concessão nº 010/2000 ANEEL-UHE MANSO, entre FURNAS, PROMAN, e o Poder Concedente, podendo ser prorrogado, nos termos da Cláusula 2ª do Contrato de Concessão, a critério da ANEEL, na forma da legislação em vigor, mediante requerimento das partes com antecedência mínima de 36 meses do término do prazo de vigência.

A participação de cada consorciada no montante de investimento previsto para a conclusão do APM Manso foi de 2/3 para a FURNAS e de 1/3 para a PROMAN. Nessas participações não estão incluídos os recursos oriundos da União, a fundo perdido, destinados a compensar os custos sociais anteriormente mencionados.

A previsão inicial da entrada em operação comercial das unidades geradoras era a seguinte:

1ª unidade	31.12.2000
2ª unidade	30.04.2001

3ª unidade	31.08.2001
4ª unidade	31.12.2001

Efetivamente, a entrada em operação das máquinas foi antecipada e se deu em:

1ª unidade	30.11.2000
2ª unidade	07.02.2001
3ª unidade	30.03.2001
4ª unidade	25.05.2001

A cota-parte da energia assegurada à PROMAN e à ELETRONORTE, anteriormente à sucessão desta por FURNAS, era de 30% e 70% respectivamente. As cotas partes entretanto, foram temporariamente redistribuídas na forma do terceiro aditivo ao CONTRATO SUP. 1.7.4.0212, FIRMADO EM 14.11.2000 (ANEXO XII ao Prospecto), refletindo a sucessão da ELETROBRAS por FURNAS.

Atualmente, a energia assegurada do APM Manso correspondente à cota-parte de furnas e da PROMAN corresponde aos seguintes montantes (cláusula XIII) do CONTRATO SUP. 1.7.4.0212), com a redação dada pelo Terceiro Aditivo de 14.11.2000:

Energia Assegurada (MWh/ano)		
Ano de Geração	FURNAS	PROMAN

2001	26.549,74	642.189,26
2002 e 2003	261.643,26	544.276,74
2004	280.733,05	525.186,95
2005	371.409,56	434.510,44
2006	413.174,56	392.745,44
2007 a 2031	775.450,25	30.469,75
2032 (até 30/11)	716.446,37	22.313,63
2032 (após 30/11)	59.003,88	8.156,12
2033 e 2034	777.611,41	28.308,59
2035 (até 12/02)	90.366,54	3.289,46

A PROMAN venderá à FURNAS e esta se obriga a comprar a totalidade de energia assegurada a que tem direito a PROMAN, ao preço de R\$ 36,98/MWh, base abril de 1997. Tal preço é reajustado anualmente pelo IGP-DI, sendo hoje de R\$51,56 com base em janeiro de 2001.

O pagamento das duplicatas de emissão da PROMAN referentes ao suprimento de energia que esta fizer a FURNAS será garantido pela ELETROBRÁS a partir da assinatura do específico CONTRATO DE CONSTITUIÇÃO DE GARANTIAS, conforme previsto na Cláusula 6º do CONTRATO DE COMPRA E VENDA DE

ENERGIA, e será operacionalizado pelo mecanismo de pagamento apresentado no fluxograma no item 6.3.

Além de líder do consórcio, FURNAS foi contratada pelo mesmo para ser a responsável pela operação e manutenção do APM Manso e o seu sistema de Transmissão Associado e o Centro de Operação Ambiental – CPA, nos termos das Especificações, ANEXO III ao Contrato de Constituição de Consórcio (ANEXO X).

5.4 Síntese do Projeto Executivo

O empreendimento APM Manso encontra-se concluído e em operação, desde novembro de 2000.

O Projeto APM Manso compreende a conclusão do projeto executivo, obras civis, implantação do reservatório, aquisição e montagem dos equipamentos eletromecânicos, fiscalização, gerenciamento da obra, comissionamento bem como a operação e manutenção até o término da concessão do APM Manso e seu sistema de transmissão associado.

O projeto executivo foi desenvolvido para a execução adequada das seguintes obras:

- Barragem principal de terra com 3.680 metros de extensão e altura máxima de 73 metros;
- Sete diques de fechamento de fugas topográficas, com altura média da ordem de 5 metros;
- Obras de desvio do rio, compreendendo um túnel de 175 m² de seção e 180 metros de comprimento e ensecadeiras de montante e jusante com 30 metros e 20 metros de altura, respectivamente;
- Vertedouro principal de superfície, com controle e capacidade de 2.990 m³/s;

- Vertedouro auxiliar de soleira livre, escavado em rocha, com capacidade de 155 m³/s;
- Tomada d'Água do tipo gravidade, em concreto, com quatro aberturas, promovendo a captação e a adução máxima de 4 x 104,6 m³/s através de quatro condutos forçados em aço, com 5,2 metros de diâmetro;
- Casa de Força do tipo abrigada, com quatro grupos turbogeradores tipo Francis, de eixo vertical, com potência nominal de 52,5 MW, rotação de 180 rpm e queda líquida nominal de 57,5 metros;
- Casa de Comando e Controle da Casa de Força;
- Dois muros do tipo gravidade, ligando as estruturas de concreto com a barragem principal;
- Um muro tipo gravidade, promovendo a separação das estruturas do Vertedouro e a Tomada d'Água;
- Subestação seccionadora com quatro entradas e duas saídas em 230 kV;
- Linha de Transmissão em 230 kV, com extensão de 70 km
- Instalação de apoio, compreendendo alojamento e outras facilidades;
- Obras de melhoria na MT-351 e implantação de 12 km de acesso ao local da usina.

5.5 Principais Características Técnicas

Potência Instalada	210 MW (4 x 52,5 MW)
Geradores Síncronos	4 x 62,5 MVA (potência nominal – f.p. = 0,85)
Turbinas	4 x 52,5 MW (Turbina Francis)

Queda Nominal	57,5 M
Energia Firme	92,0 MW ano
Área de Drenagem da Bacia	9.365 km ²
Área do Reservatório	387 km ²
Área Máxima do Reservatório	427 km ²
Vazão Média do Rio Manso	170,3 m ³ /s
Comprimento Total da Barragem	3.680 m
Comprimento Total dos Diques	3.855 m
Comprimento Total do Barramento	7.535 m
Altura máxima	73 m

5.6 Concessão do Empreendimento

A concessão foi prorrogada pelo prazo de 35 anos, necessários à amortização do investimento, contados da data de assinatura do contrato. Conforme a Resolução n.º 07, de 13/01/1998, a ANEEL homologou o Contrato de Parceria entre a Eletronorte e a PROMAN, e pela Portaria n.º 505 de 26 de novembro de 1998 do Ministério das Minas e Energia, foi concedida a referida prorrogação da concessão. Ao término do prazo, em fevereiro de 2035, poderá haver renovação da concessão.

5.7 Licenciamento Ambiental

Em relação ao licenciamento ambiental, a ELETRONORTE preparou e apresentou o EIA/RIMA exigido pela legislação ambiental, tendo a licença de instalação sido renovada em 01/10/98.

6 INFORMAÇÕES SOBRE A EMISSORA

6.1 Dados Gerais

Razão Social

Produtores Energéticos de Manso S.A. – PROMAN

CGC

02.291.077/0001-93

Forma Jurídica

A PROMAN foi constituída em 10 de dezembro de 1997 sob a forma de Sociedade Anônima, com a emissão de ações ordinárias, sem valor nominal.

Endereço da Sede

Rodovia MT-351, Km 75 Zona Rural, Chapada dos Guimarães – Mato Grosso

Endereço Opcional para Correspondência

Praia de Botafogo, 300 - 11º andar, CEP: 22.250 – 040 Rio de Janeiro, RJ

Auditoria Independente

PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes

6.2 Atividades da Emissora

A empresa tem por objeto, exclusivamente, a exploração compartilhada, em consórcio com FURNAS Centrais Elétricas S.A., sob regime de concessão, da central geradora denominada Aproveitamento Múltiplo de Manso, APM Manso, nos termos do Contrato de Concessão de Geração nº 10/2000 – ANEEL, firmado com a União por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Tem o seu mandato válido até 2004.

Conselho de Administração:	
William Urquiza Veloso	Presidente
Ellos José Nolli	Conselheiro Efetivo
Antônio dos Santos Martins	Conselheiro Efetivo
Otávio Augusto de Paiva	Conselheiro Efetivo
Benedito Barbosa da Silva Junior	Conselheiro Efetivo

Diretoria Executiva:	
José Bonifácio Pinto Junior	Dir. Presidente e de Delegações com Investidores

	Relações com Investidores
Ellos José Nolli	Diretor

Comitê Gestor

Órgão deliberativo composto por igual número de representantes de cada consorciada com poderes para representar o Consórcio APM Manso nas suas atividades de operação e manutenção, sendo regulado por um estatuto próprio, cláusula 11ª e Anexo X do Terceiro Termo Aditivo (ANEXO XII).

Controle do Capital

Composição Acionária da PROMAN:	
	Ordinárias
CNO	10,00%
Servix	10,00%
PESA	80,00%
Total	100,00%

Composição Acionária da Participações Energéticas S.A. - PESA			
	Ordinárias	Preferenciais	Total
CNO	51,00%	49,31%	50,00%

Servix	49,00%	50,69%	50,00%
Total	100,00%	100,00%	100,00%

Mercado da Empresa

A energia total gerada pelo APM Manso será vendida à FURNAS, que se obriga a comprar a totalidade da energia assegurada (item 3.1. do CCVE). O preço foi definido com base em abril de 1997 (item 3.6. do CCVE), e é reajustado pelo IGP-DI, sendo de R\$51,56/MWh o preço praticado em 2001.

6.3 Descrição da Estrutura de Garantia de Recebimento de Venda de Energia

Com o objetivo de garantir o fiel cumprimento das obrigações de pagamento das duplicatas de emissão da PROMAN referentes ao suprimento de energia que esta fizer a FURNAS, foi firmado entre elas, o Contrato de Constituição de Garantias, que constitui o Anexo I do Contrato de Compra e Venda de Energia. Esse instrumento tem como interveniente a ELETROBRÁS, na condição de garantidora e principal pagadora das obrigações de FURNAS.

Na hipótese de FURNAS não efetuar a quitação total do débito na data estabelecida, será acionado imediatamente o Mecanismo de Garantia, com o bloqueio das Contas Centralizadoras e transferência dos recursos para a Conta Especial, até o cumprimento da obrigação. O mecanismo prevê uma segunda instância de proteção, contando inclusive com procurações de FURNAS e ELETROBRÁS para que o Gestor do contrato possa debitar diretamente suas contas bancárias.

O Banco Gestor e Suas Atribuições

O Banco Gestor (GESTOR) será o Banco do Brasil S/A, o qual terá as atribuições listadas a seguir.

Definições

CONTA : Conta corrente de titularidade da PROMAN, utilizada para recebimento dos créditos oriundos dos pagamentos das faturas mencionadas na Cláusula 4ª do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica;

CONTA CENTRALIZADORA : Conta corrente de titularidade de FURNAS , mantida pelo GESTOR para recebimento, dentre outros, dos pagamentos decorrentes do suprimento efetuado por FURNAS à SUPRIDA;

CONTA ESPECIAL : Conta corrente de titularidade de FURNAS, mantida junto ao GESTOR , a ser utilizada para recebimento dos recursos transferidos das CONTAS CENTRALIZADORAS ;

SUPRIDA : Empresa suprida de energia por FURNAS, indicada por esta e aprovada pela PROMAN, com obrigação de efetuar os pagamentos decorrentes do referido suprimento na CONTA CENTRALIZADORA;

Atribuições do Gestor

O GESTOR atuará como mandatário especial de FURNAS de forma irrevogável e irretroatável, nos termos dos incisos I e II do artigo 1.317 do Código Civil Brasileiro, para executar o MECANISMO DE GARANTIA conforme descrito abaixo.

Na hipótese de FURNAS não efetuar a quitação total do débito na data estabelecida na Cláusula 4ª do CCVE, a PROMAN comunicará, por escrito, o montante em atraso ao GESTOR , o qual, na data do recebimento do aviso emitido pela PROMAN, efetuará o bloqueio da CONTA CENTRALIZADORA no seu estabelecimento, até o valor do débito informado no aviso acrescido dos encargos moratórios, transferindo para a CONTA ESPECIAL os recursos ali

disponíveis, e notificará, por escrito, à ELETROBRÁS da inadimplência de FURNAS.

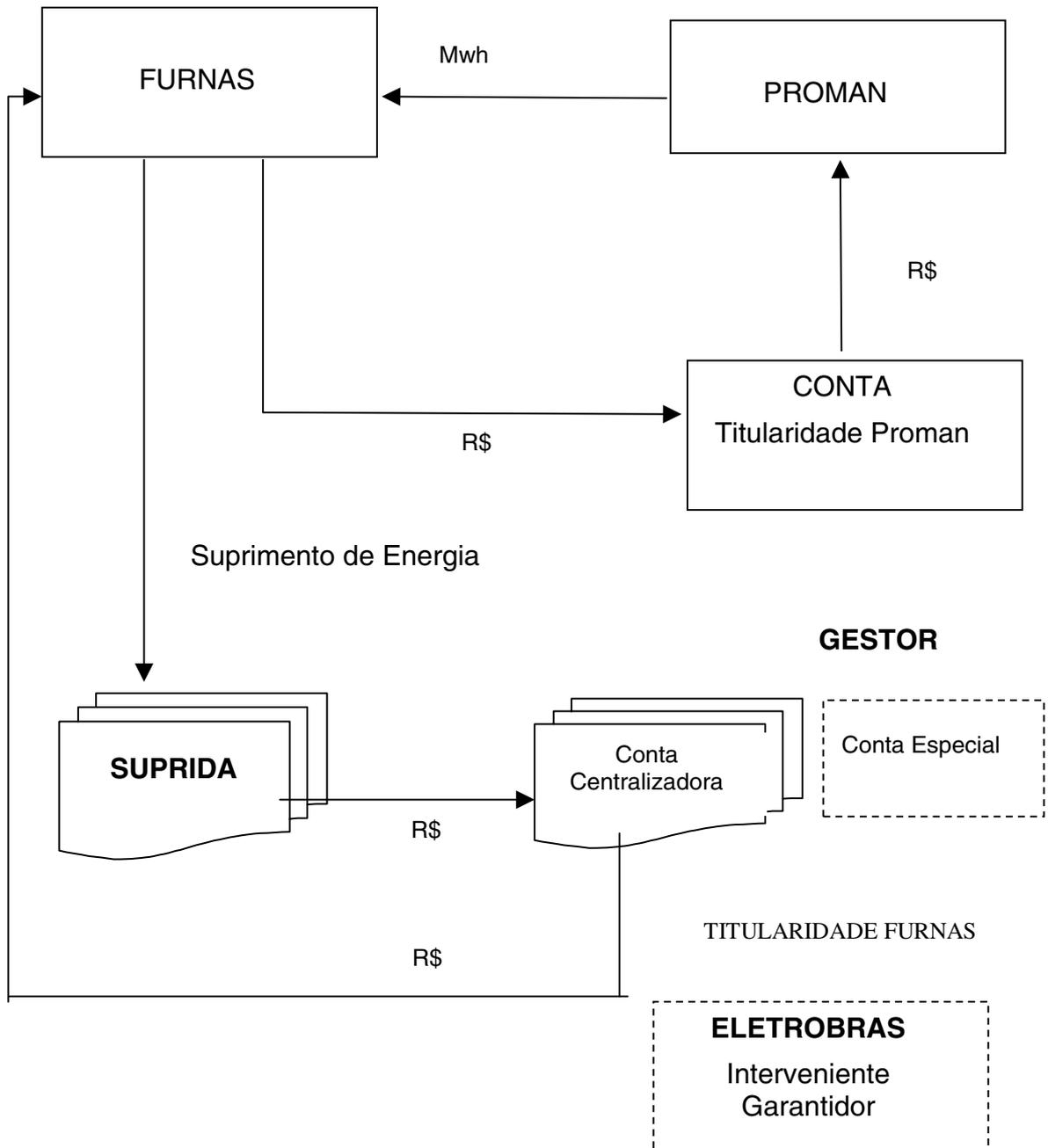
Diariamente, o GESTOR transferirá os recursos disponíveis na CONTA ESPECIAL para a CONTA. Na data em que tenham sido transferidos para a CONTA os recursos suficientes para a quitação do débito de FURNAS junto à PROMAN, o bloqueio e a transferência de recursos da CONTA CENTRALIZADORA será suspenso.

O GESTOR será responsável pela arrecadação mensal, através do pagamento do faturamento realizado por FURNAS contra a SUPRIDA, de forma a manter um saldo mínimo equivalente à soma das três próximas faturas vincendas.

Através de mandato fornecido pela ELETROBRÁS na condição de garantidora e principal pagadora das obrigações de FURNAS, o GESTOR estará autorizado a transferir para a CONTA corrente da ELETROBRÁS suficientes para o atendimento dos compromissos que não forem honrados por FURNAS.

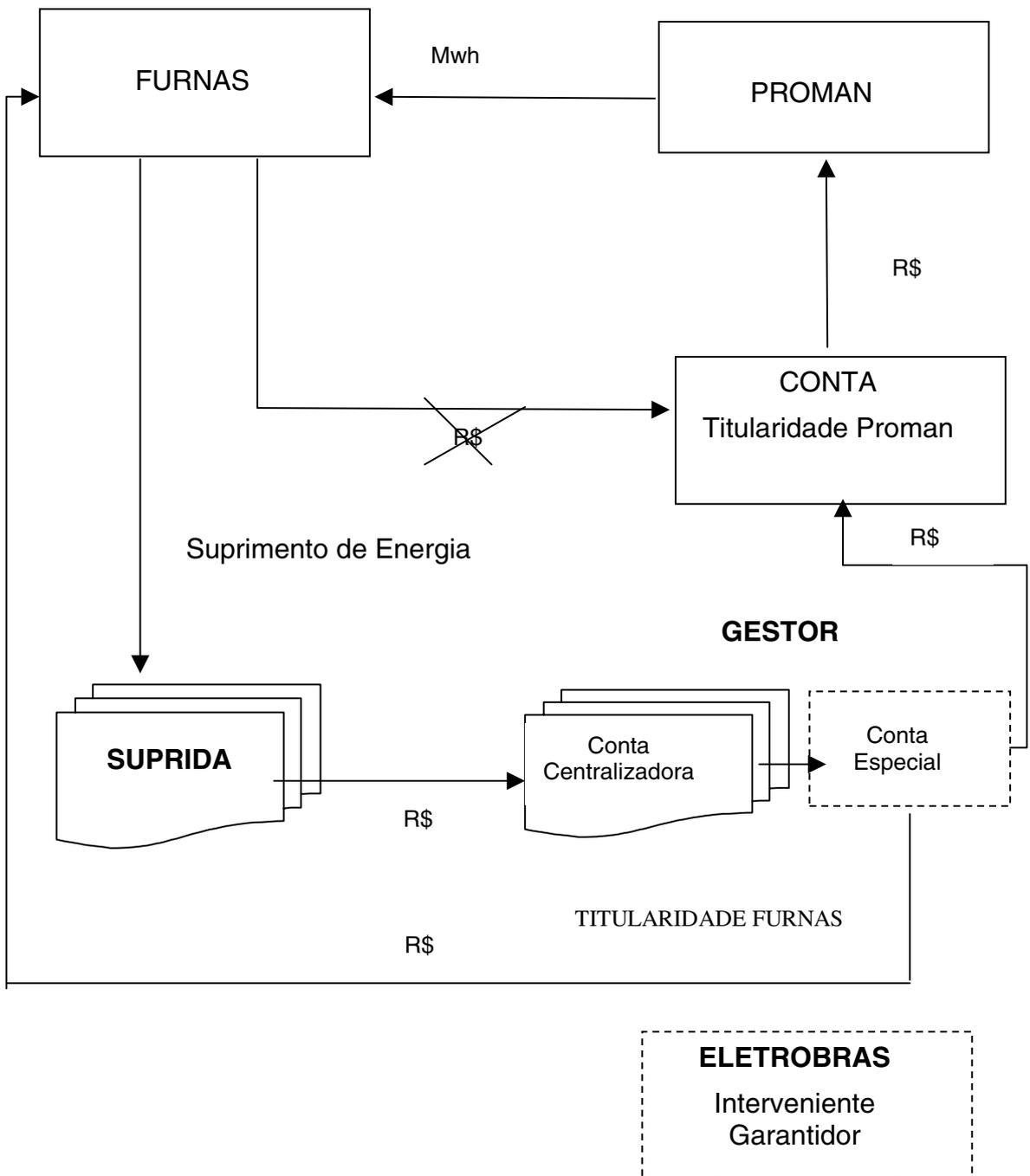
A seguir são apresentados os fluxogramas representativos do esquema de garantias estabelecido no contrato, nos seus diversos níveis ESPECIAL recursos de conta de execução.

APM MANSO
MECANISMO DE GARANTIA
FLUXOGRAMA MENSAL
SITUAÇÃO NORMAL



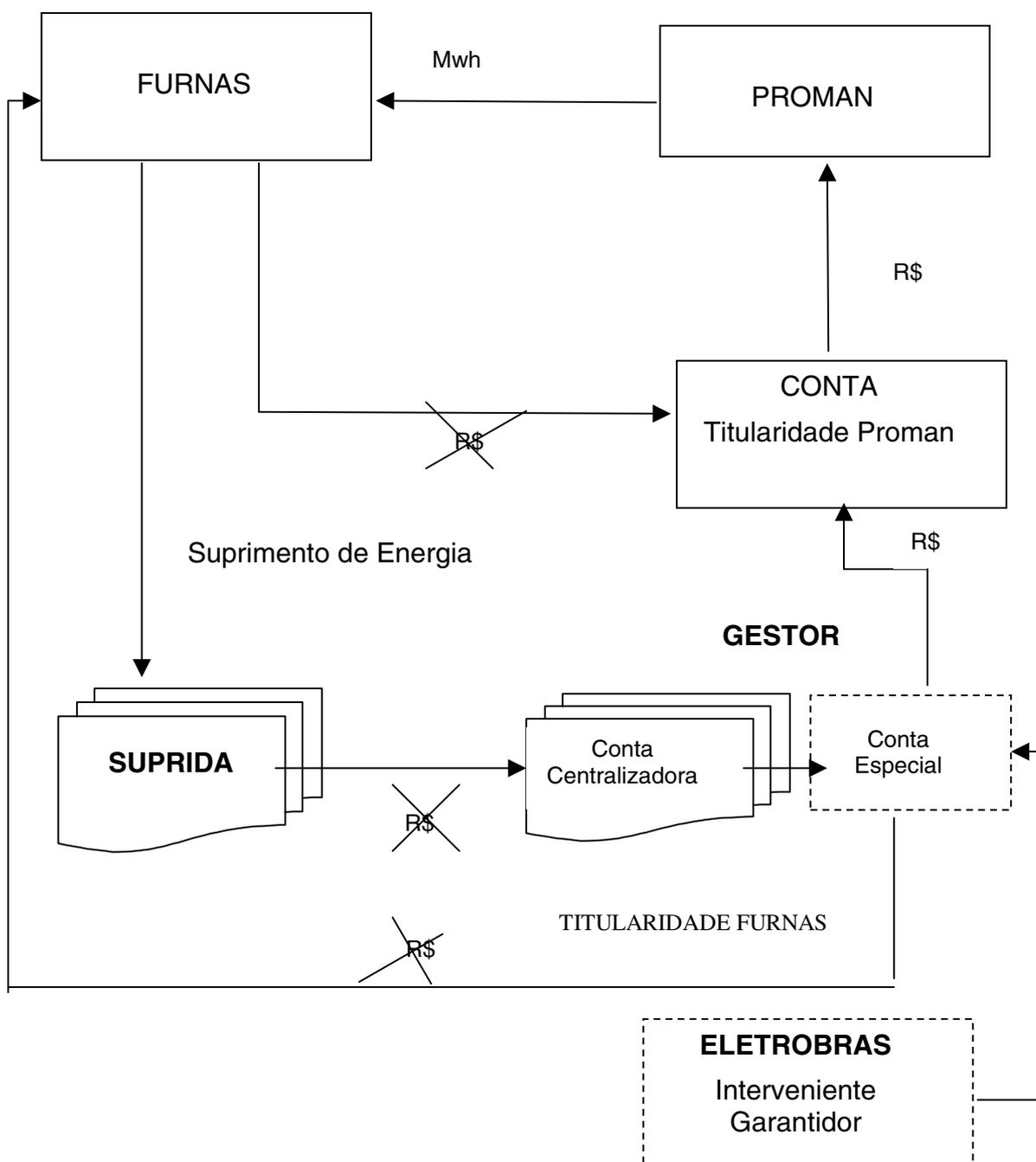
APM MANSO
MECANISMO DE GARANTIA
FLUXOGRAMA MENSAL

NÃO QUITAÇÃO DE FURNAS
ACIONAMENTO DO 1º MECANISMO DE GARANTIA



APM MANSO
MECANISMO DE GARANTIA
FLUXOGRAMA MENSAL

NÃO QUITAÇÃO DE FURNAS E DO INTERVENIENTE PAGADOR
ACIONAMENTO DO 2º MECANISMO DE GARANTIA



6.4 Informações Financeiras – Resumo

ITEM	31/12/99	31/12/00	30/09/01*
Ativo Circulante	763	4.255	4.338
Realizável Longo Prazo	721	721	9
Permanente Imobilizado	19.384	72.014	81.158
Permanente Diferido	504	262	231
Ativo Total	21.372	77.252	85.736
Passivo Circulante	1.088	9.252	25.190
Exigível longo Prazo	19.184	66.849	58.258
Patrimônio Líquido	1.100	1151	2.288
Passivo Total	21.372	77.252	85.736
Receita Operacional Líquida*	0	1.011	22.939
Resultado Financeiro Líquido*	0	(577)	(12.115)
Lucro Líquido após IR*	0	67	1.137

*Referem-se aos valores acumulados até a data do balanço.

6.5 Análise e Discussão da Administração sobre as Demonstrações Financeiras

Período pré-operacional até dezembro de 2000

As variações relevantes se dão no imobilizado representando os investimentos realizados, e no passivo exigível a longo prazo representado por adiantamentos

de acionistas e de clientes, oriundos da venda antecipada de energia para FURNAS, no valor de R\$45.000.000,00, para conclusão das obras do APM-Manso.

Período operacional até setembro de 2001

A variação da Receita Operacional líquida entre períodos encerrados em dezembro de 2000, de R\$ 1.011 mil, e setembro de 2001, de R\$ 22.939 mil, deve-se ao ritmo de entrada em operação das unidades geradoras: a primeira em 29/11/2000 contribuindo somente um mês para geração de receita; a segunda em fevereiro de 2000, a terceira em março de 2001 e a quarta em maio de 2001, contribuindo para a formação da receita dos nove primeiros meses do exercício em andamento.

A variação no exigível circulante refere-se basicamente ao financiamento de curto prazo obtido junto ao Banco Santander, conforme mencionado no item 6.6.3. O saldo dos recursos de adiantamento dos acionistas variou de R\$17.260 mil em dezembro de 2000 para R\$5.822 mil em setembro de 2001.

Endividamento da empresa

A PROMAN não apresenta endividamento oriundo de seus investimentos passados, exceto os relativos ao Contrato de Adiantamento de Energia com FURNAS no valor de R\$57.401 mil em 30/09/01, cujo pagamento será contemplado pela geração de caixa da empresa, conforme demonstrado no Fluxo de Caixa do estudo de viabilidade (ANEXO I deste prospecto); ao empréstimo junto ao Banco Santander no valor de R\$ 10.075 mil em 30/09/01, o qual será liquidado até dezembro de 2001; e aos contratos de mútuo com seus atuais acionistas controladores, no valor de R\$5.822 mil em 30/09/01, os quais deverão ser liquidados com o produto da emissão.

6.6 Contratos Relevantes

Além dos contratos que regulam a concessão, apresentados nos ANEXOs deste prospecto, a PROMAN possui os seguintes contratos relevantes, que representam compromissos de pagamentos e de recebimentos futuros:

Contrato de Compra e Venda de Energia entre PROMAN, FURNAS e com interveniência da ELETROBRÁS, incluindo o Contrato de Garantia que garante suas receitas operacionais futuras durante todo o prazo de concessão;

Contrato de Antecipação de Energia entre FURNAS e PROMAN, que representa a venda antecipada, já realizada, para obter recursos para implantação do projeto.

6.7 Informações sobre os Valores Mobiliários em Circulação

A Emissora tem em circulação somente ações ordinárias, nominativas, sem valor nominal, cabendo um voto a cada ação nas deliberações das Assembléias Gerais.

A Emissora está registrando as debêntures da presente emissão, cujas características estão apresentadas no item 2.7 deste prospecto.

A Companhia está autorizada, até o limite máximo permitido em Lei, a criar e/ou emitir, em decorrência de subscrição, bonificação, desdobramento ou conversão, ações preferenciais sem direito a voto, fixando-lhes as respectivas preferências, vantagens, condições de resgate, amortização ou conversão.

A Companhia poderá emitir ações preferenciais, mesmo que sem guardar proporção com as ações ordinárias, respeitado o limite de 2/3 (dois terços) do capital social. De igual forma, a Companhia poderá, ainda, aumentar as ações ordinárias sem guardar proporção com as ações preferenciais.

As ações preferenciais que venham a ser emitidas pela Companhia não terão direito a voto, serão inconversíveis em ações ordinárias, sendo-lhes, no entanto, garantido o direito a dividendos 10% (dez por cento) superiores aos atribuídos às ações ordinárias, além da prioridade no reembolso do capital em caso de liquidação da Companhia, até o valor da parcela do capital social representado por essas ações, e participação em igualdade de

condições com as ações ordinárias nos aumentos de capital decorrentes de capitalização de correção monetária, de lucros ou de reservas.

Não existem outros valores mobiliários em circulação emitidos pela Emissora, além dos acima citados.

6.8 Pendências Judiciais

De acordo com a Administração, a Emissora não possui pendências judiciais relevantes.

6.9 Transações com Parte Relacionadas

De acordo com a Administração, a Emissora não celebrou qualquer outra operação relevante com seus acionistas e/ou empresas coligadas, além dos contratos de mútuo com seus atuais acionistas controladores, no valor de R\$9.942 mil em 30/06/01, os quais deverão ser liquidados com o produto da emissão.

6.10 O Grupo Empreendedor

O grupo responsável pelo empreendimento é formado pela CNO-Construtora Norberto Odebrecht S.A. e pela Servix Engenharia S.A.

Construtora Norberto Odebrecht S.A.

As empresas de Engenharia e Construção da Odebrecht atuam de forma integrada sob a liderança da CNO-Construtora Norberto Odebrecht S.A., criada há 55 anos na Bahia, prestando serviços de projeto, suprimento, construção civil e montagem eletromecânica.

Atuam também em engenharia especializada em óleo e gás por meio da construção, adaptação e operação de equipamentos para a prospecção e produção de petróleo no Brasil, na Inglaterra e em outros países, com destaque para as unidades de produção em águas profundas.

Do ponto de vista geográfico, a atuação das empresas de Engenharia e Construção da Odebrecht cobre todo o Brasil e países da América do Sul, América do Norte, África e Europa.

Companhia Brasileira de Projetos e Obras S.A.

Fundada em 1.931, passou a integrar a Organização Odebrecht em 1980.

Ao longo de sua história, as empresas de engenharia participaram da construção e instalação de :

- 46.000 MW em hidrelétricas;
- 4.000 km de linhas de transmissão de energia;
- 4.000 km de rodovias;
- 1.600 km de ferrovias;
- 70 km de linhas de metrô e 52 estações;
- 70 km de túneis;
- Estrutura off-shore responsáveis pela produção de 300.000 barris de petróleo/dia no Brasil;
- Barragens e canais capazes de irrigar 85.000 há;
- 3,5 milhões de metros quadrados de área de edificações;

Dados Econômico-Financeiros da Construtora Norberto Odebrecht S.A.

Entre as empresas de engenharia, a Construtora Norberto Odebrecht S.A. que detém o controle da PROMAN, apresentou nos últimos 2 exercícios, o seguinte quadro econômico-financeiro, em R\$ milhões:

Ano	2000	1999
Ativo Total	2.246	2.524
Patrimônio Líquido	1.364	1.516
Receita Líquida	1.637	1.253
Lucro Líquido após IR	20	89

Servix Engenharia S.A

A Servix Engenharia S.A. é uma empresa com mais de 70 anos de atuação no Brasil e no exterior, construindo obras para órgãos governamentais e empresas privadas.

Fazendo da diversificação sua principal estratégia de atuação, a Servix tem atuado nos setores de engenharia civil, elétrica e mecânica, bem como nos serviços concessionados de limpeza urbana e de infra-estrutura.

A partir de 1987 a Servix teve seu controle acionário adquirido pelo Grupo Tratex-Rural, quando lhe foi possível adicionar a tradição, solidez e evolução tecnológica do Sistema Financeiro Rural e a experiência da Construtora Tratex, detentora de uma significativa carteira de clientes e obras.

Em sintonia com os novos tempos, a partir de 1996, a Servix vem incrementando as parcerias com outras empresas, participando ativamente do processo de privatização em andamento no País, principalmente nas áreas de rodovias, energia e saneamento.

Atualmente, no segmento de concessões, a Servix participa acionariamente dos seguintes empreendimentos:

- Complexo Rodoviário Anhanguera-Bandeirantes, através da AutoBan;
- Rodovia do Sol – Ligação Vitória-Guarapari – ES, através da Rodosol;
- Usina Hidrelétrica de Ponte de Pedra, com 180 MW, através da Ponte de Pedra Energética S/A, e
- Aproveitamento Múltiplo de Manso, com 210 MW, através da Produtores Energéticos de Manso S/A – PROMAN e da Participações Energéticas S/A

Dados Econômico-Financeiros da Servix Engenharia (R\$ milhões)

Ano	2000	1999
Ativo Total	135,8	136,6
Patrimônio Líquido	76,6	95,7
Receita Líquida	65,2	61,9
Lucro Líquido após IR	(19,1)	11,5

7 ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA

7.1 Introdução

O presente estudo tem a finalidade de apresentar aos investidores potenciais os fatores que determinam a viabilidade econômico financeira do projeto apresentado pelo Emissor da debenture em questão, bem como analisar de que

forma a variação na taxa de inflação pode impactar a rentabilidade do investidor.

Em decorrência das condições específicas deste projeto, a rentabilidade desta emissão estará condicionada ao cumprimento do Contrato de Compra e Venda de Energia celebrado entre Produtores Energéticos de Manso S.A. - PROMAN e a Furnas Centrais Elétricas S.A., com interveniência da Centrais Elétricas Brasileiras - Eletrobrás (a íntegra do contrato encontra-se no ANEXO XIV do presente prospecto).

O fluxo de caixa descrito nesta análise é fruto, exclusivamente, da negociação da energia conforme descrito nas premissas abaixo no Item 7.2.3, relativo às tarifas a serem pagas, e no Item 7.2.4, relativo à quantidade de energia negociada.

7.2 Premissas

7.2.1 Gerais:

Ano inicial do projeto PROMAN	1997
Período de construção	5 anos
Ano inicial de geração de energia	2001
Fluxo de caixa considerado para a emissão	A partir de janeiro de 2002
Custos de Operação e Manutenção	Assumido por Furnas conforme cláusula 7ª do Terceiro Termo Aditivo ao Contrato n.º sup.1.7.4.02120.0, n.º 12785 em Furnas, firmado entre PROMAN e FURNAS
Seguros	Incluídos nos Custos de Operação e Manutenção

	Manutenção
--	------------

7.2.2 Receita operacional:

É o produto da quantidade de energia assegurada pela tarifa.

7.2.3 Tarifa:

É estabelecida conforme parágrafo 4º da cláusula 14ª do Contrato de Constituição de Consórcio: tarifa base em abril/97, de R\$ 36,98/ MWh, reajustada anualmente pelo IGP-DI.

IGP-DI de abril de 1997 = 139,807 e IGP-DI de dezembro de 2000 = 194,928 (com base 100 em junho de 1994). No período, entre abril de 1997 e dezembro de 2000, o IGP-DI apresentou variação de 39,4267 %,

Tarifa a partir de janeiro de 2001= R\$ 36,98 x (1,394267) = R\$ 51,56/ MWh

Tarifa estimada a partir de janeiro de 2002= R\$ 51,56 x (1,10) = R\$ 56,72/ MWh

A partir de janeiro de 2003 a tarifa estimada considerada a variação de 5% a.a. para o IGP-DI

7.2.4 Quantidade de energia:

É a energia assegurada conforme cláusula 13ª do Contrato de Constituição de Consórcio alterada pela cláusula 8ª do Terceiro Termo Aditivo, entre PROMAN e FURNAS:

Anos de Geração	MWh/ano
2002 e 2003	544.276,74

2004	525.186,95
2005	434.510,44
2006	392.745,44
2007 a 2032	30.469,75
2033 e 2034	28.308,59
2035 (até 12/02)	3.289,46

7.2.5 Tributos sobre a Receita:

PIS: alíquota de 0,65% sobre a Receita

COFINS: alíquota de 3,0% sobre a Receita, com 1,0% de compensação na Contribuição Social.

7.2.6 CFURH:

Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos

Criada pela Lei 7.990, de 28 de dezembro de 1989, complementada pela Lei 8.001, de 13 de março de 1990 e alterada pela lei 9.993 de 24 de setembro de 2000. É estabelecida em 6,75% da Tarifa de Referência = 6,75% de R\$ 19,50/MWh = R\$ 1,17/MWh em abril/97. O valor atualmente praticado é o de dezembro de 1999, de R\$1,98/MWh. A ANEEL determina, pela Resolução n.º 66, de 22 de fevereiro de 2001, que a tarifa de referência seja ajustada pelo IGP-M até 2003, quando a ANEEL revisará a permanência do ajuste por este índice.

7.2.7 Despesas ANEEL:

0,5% sobre a Receita.

7.2.8 Receita Operacional Líquida:

Diferença entre a Receita Operacional e os impostos e taxas.

7.2.9 Amortização Pré-venda a Furnas:

Amortização da venda antecipada de energia a FURNAS, iniciando em 2002 e terminando em 2006, com pagamento mensal, conforme Contrato de Antecipação de Pagamento de Energia, entre PROMAN e FURNAS.

A amortização é apurada pelo sistema “Tabela Price” de pagamentos mensais constantes.

7.2.10 Juros da Pré-venda a Furnas:

Juros de 12% ao ano, relativo ao Contrato de Antecipação de Pagamento de Energia, entre PROMAN e FURNAS. Os juros são capitalizados até o final de 2001, e o seu desembolso iniciando em 2002 e terminando em 2006, com pagamento mensal.

7.2.11 Agente Fiduciário:

Custo relativo ao serviço de Agente Fiduciário da emissão, conforme estabelecido na Escritura de Emissão.

7.2.12 SND:

Custo relativo à negociação da debêntures no SND, considerada a alíquota de 0,002% ao mês sobre o valor depositado no sistema.

7.2.13 Outras Despesas:

Custos estimados com:

- Publicações legais societárias, no jornal local :R\$40.000,00/ano;
- Contabilidade : R\$1.000,00/mês;
- Auditoria : R\$12.000,00/trimestre.
- Banco Mandatário : R\$1.000,00/ mês.

Controle Societário é o custo relacionado à atividade da empresa contratada para exercer a função de controlador societário (R\$10.000,00/ mês), após a transferência do controle acionário da PROMAN para os novos controladores, conforme proposta recebida.

7.2.14 Taxa CVM:

Taxa trimestral de fiscalização no valor de R\$ 1.243,00, corrigido anualmente pelo IGP-DI, segundo nossa hipótese.

7.2.15 Resultado do Período:

É o resultado da geração de caixa da PROMAN.

7.2.16 Imposto sobre o lucro:

Contribuição social: 8,0% sobre o lucro tributável (-) 1,0% sobre a receita como compensação cofins.

7.2.17 Imposto de renda:

15% Sobre o Lucro Tributável

10% sobre o que exceder R\$ 240.000,00

7.2.18 TIR:

É a Taxa Interna de Retorno do Investimento nas debêntures, calculada a partir do fluxo de caixa da debênture e do valor presente da emissão, considerando a própria taxa interna de retorno para reinvestimento de fluxo de caixa recebido até o final do processo.

7.3 Demonstrativo do Fluxo de Caixa

ITEMS	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
(+) Receita da Venda de Energia	30.889.214,33	32.412.675,05	32.839.622,75	28.528.127,51	27.075.311,07	2.205.588,78	2.315.888,22	2.431.661,63	2.553.244,71	2.680.906,94	2.814.952,29	2.955.699,91	3.103.484,90	3.258.669,15	3.421.592,10	3.592.671,71	3.772.305,29
(-) Impostos e taxas																	
Pis 0,65%	200.649,89	210.882,39	213.457,55	185.432,83	175.989,52	14.336,33	15.053,14	15.805,80	16.596,09	17.425,90	18.297,19	19.212,05	20.172,65	21.181,28	22.240,35	23.352,37	24.519,98
Cofins 3,0%	926.076,43	972.390,25	985.188,68	855.843,83	812.259,33	66.167,66	69.476,05	72.949,85	76.597,34	80.427,21	84.448,57	88.671,00	93.104,55	97.759,77	102.647,76	107.780,15	113.169,16
Fiscalização aneel 0,5%	154.346,07	162.063,38	164.198,11	142.640,64	135.376,56	11.027,94	11.579,34	12.158,31	12.766,22	13.404,53	14.074,76	14.778,50	15.517,42	16.293,30	17.107,96	17.963,36	18.861,53
CFURH	1.188.129,48	1.247.535,95	1.263.968,80	1.098.023,06	1.042.105,41	84.891,21	89.135,77	93.592,56	98.272,19	103.185,80	108.345,09	113.762,34	119.450,46	125.422,98	131.694,13	138.278,84	145.192,78
(=) Receita Operacional Líquida	28.400.012,46	29.820.013,08	30.212.809,60	26.246.187,16	24.909.580,25	2.029.165,63	2.130.623,91	2.237.155,11	2.349.012,86	2.466.463,51	2.589.786,68	2.719.276,02	2.855.239,82	2.998.001,81	3.147.901,90	3.305.296,99	3.470.561,84
(-) Agente Fiduciário	12.000,00	12.600,00	13.230,00	13.891,50	14.586,08	15.315,38	16.081,15	16.885,21	17.729,47	18.615,94	19.546,74	20.524,07	21.550,28	22.627,79	23.759,18	24.947,14	26.194,50
(-) SIND	4.789,67	5.162,51	5.912,18	7.308,44	9.530,37	10.937,47	10.782,32	10.619,42	10.448,37	10.268,77	10.080,19	9.882,18	9.674,27	9.455,97	9.226,75	8.986,06	8.733,35
(-) Outras Despesas*	233.200,00	244.860,00	257.103,00	269.968,15	283.456,06	297.628,86	312.510,30	328.135,82	344.542,61	361.769,74	379.868,23	398.851,14	418.793,70	439.733,38	461.720,05	484.806,05	509.046,35
(-) CVM	4.972,00	5.220,60	5.481,63	5.755,71	6.043,50	6.345,67	6.662,96	6.996,10	7.345,91	7.713,20	8.098,86	8.503,81	8.929,00	9.375,45	9.844,22	10.336,43	10.853,25
(-) Amortização DPO + CPMF	54,00	54,00	54,00	54,00													
(-) Amortização / Juros pré-venda	16.429.423,08	17.250.894,24	18.113.438,95	19.019.110,90	19.970.066,44												
(=) Resultado do Período	11.715.573,70	12.301.221,74	11.817.589,84	6.930.108,46	4.625.897,80	1.688.938,25	1.784.587,19	1.874.518,56	1.968.946,51	2.068.095,85	2.172.202,67	2.281.514,82	2.396.292,58	2.516.809,22	2.643.351,70	2.776.221,31	2.915.734,39

*Outras Despesas = Publicações / Contabilidade / Auditoria / Banco Mandatário / Controle Societário

ITEMS	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
(+) Receita da Venda de Energia	3.960.920,56	4.158.966,59	4.366.914,92	4.595.260,66	4.814.523,70	5.055.249,88	5.308.012,37	5.573.412,99	5.852.083,64	6.144.687,83	6.451.922,22	6.774.518,33	7.113.244,24	7.468.906,46	7.826.154,79	8.186.462,53	8.552.269,41
(-) Impostos e taxas																	
Pis 0,65%	25.745,98	27.033,28	28.384,95	29.804,19	31.294,40	32.859,12	34.502,08	36.227,18	38.038,54	39.940,47	41.937,49	44.034,37	46.236,09	48.547,89	50.967,01	53.492,01	56.120,38
Cofins 3,0%	118.827,62	124.769,00	131.007,45	137.557,82	144.435,71	151.667,50	159.240,37	167.202,39	175.562,51	184.340,63	193.557,67	203.235,55	213.397,33	224.067,19	235.284,64	247.001,88	259.270,68
Fiscalização aneel 0,5%	19.804,60	20.794,83	21.834,57	22.926,30	24.072,62	25.276,25	26.540,06	27.867,06	29.260,42	30.723,44	32.259,61	33.872,59	35.566,22	37.344,53	39.203,77	41.143,31	43.163,45
CFURH	152.452,42	160.075,04	168.078,79	176.482,73	185.306,87	194.572,21	204.300,83	214.515,87	225.241,66	236.503,74	248.328,93	260.745,38	273.782,65	287.471,78	291.837,82	294.459,71	35.921,51
(=) Receita Operacional Líquida	3.644.089,93	3.826.294,43	4.017.609,15	4.218.469,61	4.429.414,09	4.650.884,80	4.883.429,04	5.127.800,49	5.383.980,51	5.653.179,54	5.935.838,51	6.232.630,44	6.544.261,96	6.871.475,06	7.203.341,54	7.538.508,62	7.880.636,39
(-) Agente Fiduciário	27.504,22	28.879,43	30.323,40	31.839,57	33.431,55	35.103,13	36.858,29	38.701,20	40.636,26	42.668,07	44.801,48	47.041,55	49.393,63	51.863,31	54.466,47	57.179,30	60.011,30
(-) SIND	8.488,00	8.189,38	7.896,83	7.589,65	7.267,12	6.928,45	6.572,86	6.199,48	5.807,44	5.395,79	4.963,56	4.509,72	4.033,19	3.532,83	3.024,98	2.512,46	2.000,00
(-) Outras Despesas*	534.498,67	561.223,61	589.284,79	618.749,02	649.686,48	682.170,80	716.279,34	752.093,31	789.697,97	829.182,87	870.642,01	914.174,12	959.882,82	1.007.876,96	1.058.270,81	1.111.184,35	1.166.614,79
(-) CVM	11.395,92	11.965,71	12.564,00	13.192,20	13.851,81	14.544,40	15.271,62	16.036,20	16.836,96	17.678,80	18.562,74	19.490,88	20.465,43	21.488,70	22.563,13	23.691,29	24.869,06
(-) Amortização DPO + CPMF																	
(-) Amortização / Juros pré-venda																	
(=) Resultado do Período	3.062.223,13	3.216.036,31	3.377.540,14	3.547.119,16	3.725.177,14	3.912.138,02	4.108.446,94	4.314.571,30	4.531.001,89	4.758.254,00	4.996.868,72	5.247.414,17	5.510.486,90	5.786.713,26	6.075.826,14	6.378.941,22	6.695.614,06

* Outras Despesas = Publicações / Contabilidade / Auditoria / Banco Mandatário / Controle Societário

7.4 Análise de Sensibilidade

Considerando um IGP-DI de 5%a.a., a Taxa Interna de Retorno deverá ser de 14,60%a.a.

A rentabilidade é inversamente proporcional ao IGP-DI

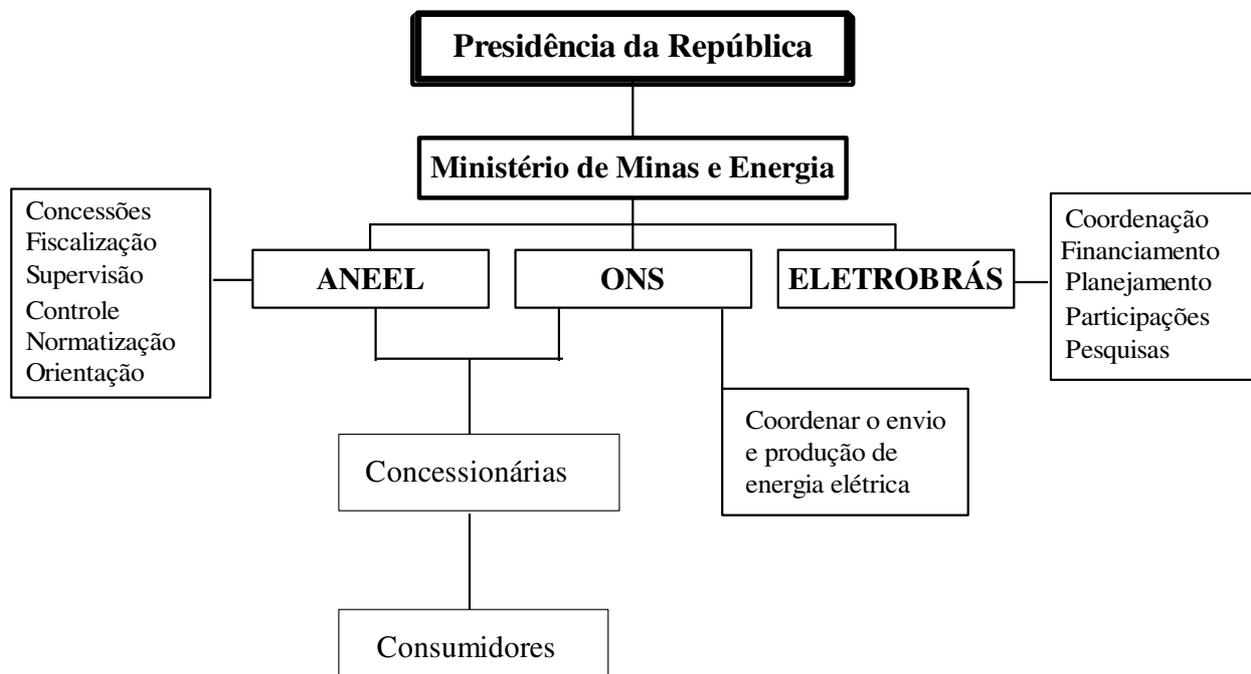
IGP-DI	TIR
1,00%	14,92%
2,00%	14,87%
3,00%	14,80%
4,00%	14,71%
5,00%	14,57%
6,00%	14,49%
7,00%	14,37%
8,00%	14,25%
9,00%	14,13%
10,00%	14,01%

8 O SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

O SETOR ELÉTRICO NO BRASIL



1 - ORGANOGRAMA



O Setor Elétrico Brasileiro encontra-se atualmente regulado pelo Governo Federal, representando o poder concedente está o Agência Nacional de Energia Elétrica que, principalmente, normatiza toda a política tarifária do país. Hoje o sistema está representado por 70 empresas, três grandes geradoras controladas pelo Governo Federal, seis concessionárias estaduais, empresas privadas, municipais de menor porte e Itaipu (maior usina do mundo com 12,6 mil MW de potência e em segundo Guri na Venezuela com 10,2 mil

MW), sendo uma associação do Governo Federal com o Paraguai onde o Brasil detém 50%. Abaixo descrevemos a estrutura do setor por empresas, sua atividade, sua área de atuação, bem como o controle acionário. No tópico 11, detalharemos melhor algumas das principais características das maiores empresas do setor.



2 – AS EMPRESAS QUE COMPÕEM O SETOR

Região	Atividade	Atividade Predominante	Controle Acionário	Área de Atuação
Norte				
ELETRONORTE – Centrais Elétricas do Norte.	Geradora / Distribuidora	Geradora	Federal	RO/AC/AM/PA /AP/MA/MT/T O
CERON - Centrais Elétricas de Rondônia S.A.	Geradora / Distribuidora	Distribuidora	Privado	RO
ELETROACRE - Cia de Eletricidade do Acre	Geradora / Distribuidora	Distribuidora	Privado	AC
CEAM - Companhia Energética do Amazonas	Geradora / Distribuidora	Distribuidora	Privado	AM

CELPA - Centrais Elétricas do Pará S.A*.	Geradora / Distribuidora	Distribuidora	Privado	PA
CER - Companhia Energética de Roraima	Geradora / Distribuidora	Não há	Privado	RR
CEA - Companhia de Eletricidade do Amapá	Geradora / Distribuidora	Distribuidora	Privado	AP
CELTINS Cia de Ener. Elétr. do Tocantins	Geradora / Distribuidora	Não há	Particular	TO
Nordeste				
CHESF - Cia Hidroelétrica do São Francisco	Geradora	Geradora	Federal	PI/CE/PB/PE/ AL/ BA/RN
CEMAR - Cia Energética do Maranhão	Distribuidora	Distribuidora	Estadual	MA
CEPISA - Companhia Energética do Piauí S.A.	Distribuidora	Distribuidora	Estadual	PI
COELCE - Companhia	Distribuidora	Distribuidora	Privado	CE

Companhia Energética do Ceará*				
COSERN - Cia. Energética do Rio G. do Norte	Distribuidora	Distribuidora	Privado	RN
SAELPA - Soc. Anônima de Eletric do Paraíba	Distribuidora	Distribuidora	Estadual	PB
CELB - Cia de Eletricidade da Borborema	Distribuidora	Distribuidora	Municipal	PB
CTRT - Companhia de Tecidos Rio Tinto	Distribuidora	Distribuidora	Particular	PB
CELPE - Cia Energética de Pernambuco	Distribuidora	Distribuidora	Privado	PE
CEAL - Companhia Energética de Alagoas	Distribuidora	Distribuidora	Estadual	AL
ENERGIPE - Empresa Energética de	Distribuidora	Distribuidora	Privado	SE

Sergipe				
SULGIPE - Cia Sul Sergipana de Eletricidade	Geradora / Distribuidora	Distribuidora	Particular	SE
COELBA - Cia. de Eletric do Estado da Bahia *	Geradora / Distribuidora	Distribuidora	Privado	BA
Sudeste				
FURNAS - Furnas Centrais Elétricas S.A.	Geradora	Geradora	Federal	MG/RJ/SP/ES/ GO/DF
CEMIG - Cia Energética de Minas Gerais *	Geradora / Distribuidora	Não há	Estadual	MG
CFLCL - Cia F.e L. Cataguases- Leopoldina	Geradora / Distribuidora	Distribuidora	Particular	MG
DME - Dep. Munic. de Eletr.de Poços de Calda	Geradora / Distribuidora	Distribuidora	Municipal	MG
EIM - Empresa Industrial Mirahy S.A.	Geradora / Distribuidora	Não há	Particular	MG

ESCELSA - Esp. Santo Centrais Elétricas S.A. *	Geradora / Distribuidora	Distribuidora	Privado	ES
ELFSM - Empr. Luz e Força Santa Maria S.A.	Geradora / Distribuidora	Distribuidora	Particular	ES
LIGHT - Serviços de Eletricidade S.A. *	Geradora / Distribuidora	Distribuidora	Privado	RJ
CERJ - Cia de Eletr. do Estado do Rio Janeiro *	Geradora / Distribuidora	Distribuidora	Privado	RJ
CENF - Cia de Eletric. de Nova Friburgo	Geradora / Distribuidora	Distribuidora	Particular	RJ
CESP – Companhia Energética de São Paulo *	Geradora / Distribuidora	Geradora	Estadual	SP/MS
Cia de Geração TIÊTE *	Geradora/Distr ibuidora	Geradora	Privado	SP
Cia de Geração PARANAPAN	Geradora / Distribuidora	Geradora	Privado	SP

EMA *				
Elektro – Cia de Distribuição de Energia de SP *	Distribuidora	Distribuidora	Privado	SP
CPFL - Companhia Paulista de Força e Luz *	Geradora / Distribuidora	Distribuidora	Privado	SP/MG
EB – Empresa Elétrica de Bragantina S.A.	Geradora / Distribuidora	Distribuidora	Particular	SP/MG
CAIUÁ - Serviços de Eletricidade S.A. *	Geradora / Distribuidora	Distribuidora	Particular	SP
CJE - Companhia Jaguari de Energia	Geradora / Distribuidora	Distribuidora	Particular	SP
CLFM - Companhia Luz e Força de Mococa	Geradora / Distribuidora	Distribuidora	Particular	SP/MG
CPEE - Cia Paulista de Energia Elétrica	Geradora / Distribuidora	Distribuidora	Particular	SP

CLFSC - Companhia Luz e Força Santa Cruz	Geradora / Distribuidora	Distribuidora	Particular	SP/PR
CSPE - Companhia Sul Paulista de Energia	Geradora / Distribuidora	Distribuidora	Particular	SP
EEVP - Empr. de Eletr. Vale Paranapanem a	Geradora/Distr ibuidora	Distribuidora	Particular	SP
CNEE - Cia Nacional de Energia Elétrica	Geradora / Distribuidora	Distribuidora	Particular	SP
EBE - Bandeirantes de Energia Elétrica *	Distribuidora	Distribuidora	Privado	SP
ELETROPAUL O - Eletric. de São Paulo S.A.*	Geradora / Distribuidora	Distribuidora	Privado	SP
Sul				
GERASUL - Centrais Geradoras do Sul do Brasil *	Geradora	Geradora	Privado	PR/SC/RS/MS

COPEL - Companhia Paranaense de Energia *	Geradora / Distribuidora	Não há	Estadual	PR
COCEL - Cia Campo Larguense de Eletric.	Distribuidora	Distribuidora	Municipal	PR
FORCEL - Força e Luz Coronel Vivida Ltda.	Geradora / Distribuidora	Distribuidora	Particular	PR
CFLO - Companhia Força e Luz do Oeste	Distribuidora	Distribuidora	Particular	PR
CELESC - Centrais Elétri. de Santa Catarina *	Geradora / Distribuidora	Distribuidora	Privado	SC
EFLUL - Empr. Força e Luz de Urussanga Ltd.	Distribuidora	Distribuidora	Particular	SC
MXL - Hidrelétrica Xanxere Ltda.	Distribuidora	Distribuidora	Particular	SC
JOÃO CESA - Empr. Força e	Distribuidora	Distribuidora	Particular	SC

Luz João Cesa.				
CEEE - Cia Est.de Energia Elétrica (NE/NO) *	Geradora / Distribuidora	Distribuidora	Privado	RS
CEEE - Cia Est.de Energia Elétrica (CO)*	Geradora / Distribuidora	Distribuidora	Privado	RS
ELETROCAR - Centrais Elétri. de Carazinho.	Geradora / Distribuidora	Distribuidora	Municipal	RS
HIDROPAN - Hidroelétrica Panambi S.A.	Geradora / Distribuidora	Distribuidora	Particular	RS
UENPAL - Usina Hidrelétrica Nova Palma	Geradora / Distribuidora	Distribuidora	Particular	RS
PMIJUI - Prefeitura Municipal de Ijuí	Geradora / Distribuidora	Distribuidora	Municipal	RS
MUXFELDT - Muxfeldt, Marin & Cia.	Geradora / Distribuidora	Distribuidora	Particular	RS
PMPUTINGA - Prefeitura	Geradora /	Distribuidora	Municipal	RS

Munic. de Putinga	Distribuidora			
Centro-Oeste				
ENERSUL - Emp. de E. Elétri. de MG do Sul. *	Geradora / Distribuidora	Distribuidora	Privado	MS
CEMAT - Centrais Elétricas Matogrossenses *	Geradora / Distribuidora	Distribuidora	Privado	MT
CELG - Centrais Elétricas de Goiás S.A. *	Geradora / Distribuidora	Não há	Privado	GO
CHESP - Cia Hidrelétrica São Patrício	Geradora / Distribuidora	Distribuidora	Particular	GO
CEB - Companhia de Eletricidade de Brasília *	Geradora / Distribuidora	Distribuidora	Privado	DF
ITAIPU BINACIONAL	Geradora	Geradora	Federal	BR/PY

Obs.: Cias negociadas nas Bolsas de Valores



3 – UMA SÍNTESE DA CRIAÇÃO E NORMATIZAÇÃO DO SETOR

1962 – Criação da Eletrobrás e a partir de 1964 compra das empresas do grupo Amforp pela Eletrobrás, responsáveis na época por 12,6% da capacidade total instalada no país. Mais tarde a maioria dessas empresas foram incorporadas pelos governos estaduais.

1971 – Lei N.º 5.655 estabelece a remuneração legal do investimento a ser computada no custo do serviço dos concessionários de serviços públicos de energia elétrica (10% à 12%). A diferença entre a remuneração resultante da aplicação do valor percentual e a efetivamente verificada no resultado do exercício seria registrada na Conta de Resultados a Compensar (CRC).

1973 – Lei N.º 5.899 estabeleceu que seriam consideradas subsidiárias da Eletrobrás a Eletrosul, Furnas, Chesf e Eletronorte. Estabeleceu que o Brasil se comprometeria a adquirir a totalidade dos serviços de eletricidade de Itaipu e estes repassados as empresas concessionárias nas cotas que lhes foram destinadas pelo poder concedente. Ficam designadas Furnas e Eletrosul para aquisição da totalidade dos serviços de eletricidade de Itaipu.

1974 – Decreto-lei N.º 1.383 estabeleceu que os concessionários depositariam anualmente 3% do valor do seu investimento operacional na conta Eletrobrás - Reserva Global de Reversão, com remuneração de 10% ao ano. A Eletrobrás poderia utilizar esses recursos para encampação e expansão do sistema elétrico.

1976 – Decreto-lei N.º 1.506 estabeleceu que as obras em andamento realizadas mediante a utilização de capital próprio do concessionário ou empréstimo venceriam juros de 10% ao ano, capitalizados e acrescidos ao respectivo custo, até a data que entrariam em serviço.

1988 – Decreto-lei N.º 2.432 instituiu a Reserva Nacional de Compensação de Remuneração (RENCOR) com a finalidade de compensar as insuficiências de remuneração do investimento das concessionárias de energia elétrica. Os recursos seriam provenientes da receita excedente das concessionárias atendida a taxa de remuneração legal do investimento, saldos

credores registrados na CRC e outras receitas. As concessionárias depositariam mensalmente suas cotas na conta Eletrobrás - RENCOR, ficando estabelecido que as concessionárias poderiam reter até 49% dessas cotas e aplicar em obras e instalações próprias. Ficou autorizada a União a subscrever ações da Eletrobrás mediante utilização da RGR. O DNAEE poderia estabelecer adicionais tarifários registrando a correspondente arrecadação em conta especial - contribuição dos consumidores. Ficou criada a tarifa de transporte oriunda de Itaipu, a qual destinou-se a cobrir as despesas operacionais do sistema-tronco de transmissão de Furnas.

1993 – Lei N.º 8.631 constituiu um grande marco para a recuperação econômica do setor elétrico. Citaremos as principais medidas: 1) Desequalização tarifária - a tarifa de fornecimento foi proposta pelos concessionários estaduais e fixada, o aumento nas margens dependerá do controle de custos. Com a tarifa de suprimento o problema foi mais complexo, as empresas federais tiveram ganhos decorrentes pela regularização dos fluxos financeiros do setor e os ganhos de margem só virão via redução de custos . 2) Houve reajustamento mensal das tarifas, preservando os valores reais inicialmente propostos. 3) Obrigação de se fixar contratos, a longo prazo, de compra e venda de energia, com garantias contratuais que só seriam exercidas após a verificação dos atrasos no pagamento. 4) Extinção da RENCOR e das CRC's através do encontro de contas com a União, beneficiando a liquidação das dívidas e o reequilíbrio patrimonial da concessionárias. 5) Possibilidade de utilização da RGR para novos financiamentos ou para o refinanciamento ou reescalonamento dos empréstimos concedidos por entidades internacionais. 6) Extensão da Conta de Combustíveis Fósseis (CCC) a todas concessionárias como forma de ratear o ônus de combustíveis nos sistemas isolados. 7) Criação do conselho de consumidores junto às empresas concessionárias de distribuição.

1995 – Lei N.º 8.987 1) Concessões - As prorrogações de concessões, permissões e autorizações devem ser requeridas até 36 meses antes do final do respectivo prazo. 2) Define o produtor independente de energia elétrica e disciplina a venda dessa energia por ele, diferenciando-o assim do autoprodutor que tem como finalidade a produção de energia para uso exclusivo. 3) Opção

de compra de energia elétrica; fica estabelecido que decorridos três anos da publicação desta Lei alguns consumidores poderão estender sua opção de compras a qualquer empresa do sistema interligado, excluídas as concessionárias supridoras regionais. 4) Viabiliza a figura do transmissor independente submetendo-o às regras de operação interligada. 5) Autoriza a constituição de consórcios no âmbito da geração de energia elétrica, incluindo a geração térmica e a produção independente. 6) Autoriza a prorrogação, por até 20 anos, de todas concessões de geração, porém foi mantida a extinção das concessões outorgadas antes de 1988, sem licitação, cujas obras não haviam sido iniciadas. Com relação as obras paradas entre 02/95 e 08/95 deve ser apresentado um plano Efetivo de conclusão e o concessionário solicitar a prorrogação da concessão, para isto o poder concedente faculta o concessionário associar-se a iniciativa privada. 7) Autoriza a União a aprovar cisões, fusões e transferência de concessões, bem como estabelece condições para a privatização de concessionárias estaduais. Foi publicado na Gazeta Mercantil no dia 9 de agosto que o Estado não pretende privatizar o sistema de transmissão do setor elétrico e que a idéia é ampliar o Sistema Nacional de Transmissão. Só serão privatizados o setores de geração e distribuição. A privatização também excluirá as usinas termonucleares e a usina de Itaipu por ser Binacional. Neste mesmo ano o governo cria a figura do consumidor livre.

1996 – Em 6 de janeiro foi publicado um decreto no Diário Oficial que autorizou a redução da cota anual de reversão paga pelas empresas de energia elétrica à Eletrobrás, de 3% para 2,5%. O teto da arrecadação também foi reduzido de 12% par 3% da receita da concessionária. Em julho de 1996 foi dada a largada para a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

1997 – Em julho foi lançada a minuta da regulamentação do transporte de energia elétrica (fixa as condições gerais de acesso ao sistema de transmissão e distribuição) questão preponderante para viabilizar os investimentos em geração. Em outubro de 1997 o Governo edita uma medida provisória que abre um leque de novas oportunidades aos agentes do setor: altera a Lei das Licitações, amplia o acesso dos agentes do setor à importação

e exportação de energia, permite ao autoprodutor vender seu excedente aos consumidores livres entre outras.

1998 – Em maio foi assinado o Acordo Final que visa reger as obrigações e direitos dos seus membros e as regras para o funcionamento do MAE (Mercado Atacadista de Energia), que é composto pelos agentes da Categoria Produção que buscarão alocar toda sua energia elétrica ao MAE e os agentes da Categoria Consumo buscarão atender a todas as necessidades de energia elétrica de seus consumidores no âmbito do MAE. Neste mesmo ano em agosto de 1998 foi ratificada a criação do ONS (Operador Nacional do Sistema de Energia Elétrica) que tem como objetivo promover a otimização da operação do sistema eletroenergético, visando o menor custo para o sistema, observados os padrões técnicos, os critérios de confiabilidade e as Regras do Mercado; garantir que todos os agentes do setor elétrico tenham acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória; contribuir, de acordo com a natureza de suas atividades, para que a expansão do sistema eletroenergético se faça ao menor custo e vise as melhores condições operacionais futuras.

1999 – Foi editada medida Provisória, no dia 1 de abril de 1999,. adiando por uma ano a transferência total para a iniciativa privada do GCOI (Grupo Coordenador de Operação Interligadas). Em julho de 1999 o governo aprovou a inclusão no PND 28 projetos de construção de linhas de transmissão de energia elétrica. Neste mesmo ano fornecedores e consumidores começam a se movimentar tendo em vista a liberação do mercado.

2000 – A portaria número é 459 reeditada e o limite mínimo de demanda para o consumidor livre passa de 10 MW para 3 MW, viabilizando ainda mais o MAE.

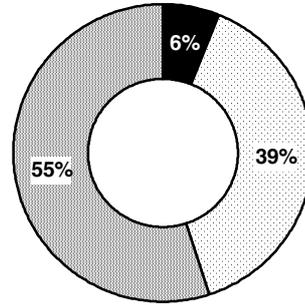
2001 – A Agência Nacional de Energia Elétrica autoriza as concessionárias de distribuição a negociar a redução na demanda de energia, está implantado o racionamento. Para fazer face a atual conjuntura, o Governo libera a Eletrobrás para investir em hidrelétricas, termelétricas e linhas de transmissão.



4 - POTENCIAL HIDRÁULICO BRASILEIRO

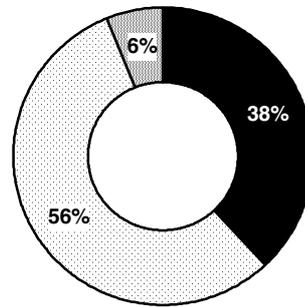
Norte/Centro-Oeste
(139 GW)

- Aproveitado
- ▨ Disponível
- ▩ Estimado



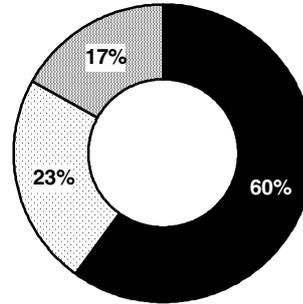
Nordeste
(27 GW)

- Aproveitado
- ▨ Disponível
- ▩ Estimado



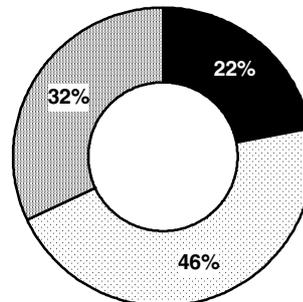
Sudeste/Centro-Oeste
(53 GW)

- Aproveitado
- ▨ Disponível
- ▩ Estimado



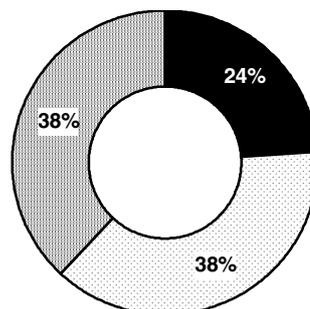
Sul
(42 GW)

- Aproveitado
- ▨ Disponível
- ▩ Estimado



Brasil
(261 GW)

- Aproveitado
- Disponível
- ▨ Estimado



O Brasil em 2000 utilizou aproximadamente 67.682 MW, o que representa 25,9% do seu potencial hidrelétrico. A oferta atual se não for redimensionada sofrerá, como estamos observando neste ano de 2001, sérios problemas a médio prazo em função do crescimento do consumo. Para se ter uma idéia em 1999 foram acrescentados ao sistema 2,8 mil MW, resultado bastante aquém dos 4,3 mil MW previstos. Para o ano de 2001 espera-se que o incremento na matriz energética venha das usinas vinculadas ao Programa Prioritário de Termelétricas (PPT), com 2.371 MW, seguidas pelas hidrelétricas de médio e grande porte, 1.207 MW. As térmicas de empresas que não participam do PPT também têm um peso importante nas contas, 521 MW, superam inclusive a energia comprada nos países vizinhos, 220 MW, e a produção de 67 MW das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's), assim chamadas porque geram até 30 MW por unidade, totalizando 4.386 MW.

Para atender a demanda até 2009, de acordo com o plano decenal elaborado pela Eletrobrás, a energia gerada por hidrelétricas deverá representar 80 mil MW, enquanto as térmicas aumentarão para 23,8 mil MW e as nucleares somarão 3,2 mil MW, totalizando uma capacidade instalada de 107 mil MW. Essa programação é questionada por profissionais do setor que não acreditam ser possível aumentar a geração em 40 mil MW até 2009, já que o mercado de energia elétrica cresce em média 3,8% ao ano se considerarmos o período de 1995 a 2000, período pós privatização. Esta consideração também está apoiada no fato de que o investidor estrangeiro pensará duas vezes antes de implantar um projeto industrial, pois atualmente o racionamento está afetando regiões

com participação expressiva no PIB, ou seja, os projetos de implantação ou aumento de capacidade no setor industrial dependem do tempo de duração do racionamento. Atualmente é drástico o nível dos reservatórios nas regiões sudeste, nordeste e centro-oeste. O crescimento industrial está na razão direta da oferta de energia, portanto, é de extrema importância uma nova configuração na matriz energética.

No gráfico acima podemos notar que a área disponível representa quase o dobro da aproveitada, necessitando apenas de investimentos. Apesar do grande potencial, o tempo é o grande vilão na corrida contra o aumento do consumo (vide item 11). Foi descartada nesta análise a área estimada de 38%, sendo principalmente concentrada na região Amazônica, por se tratar de uma região com forte pressão mundial na questão ambiental.



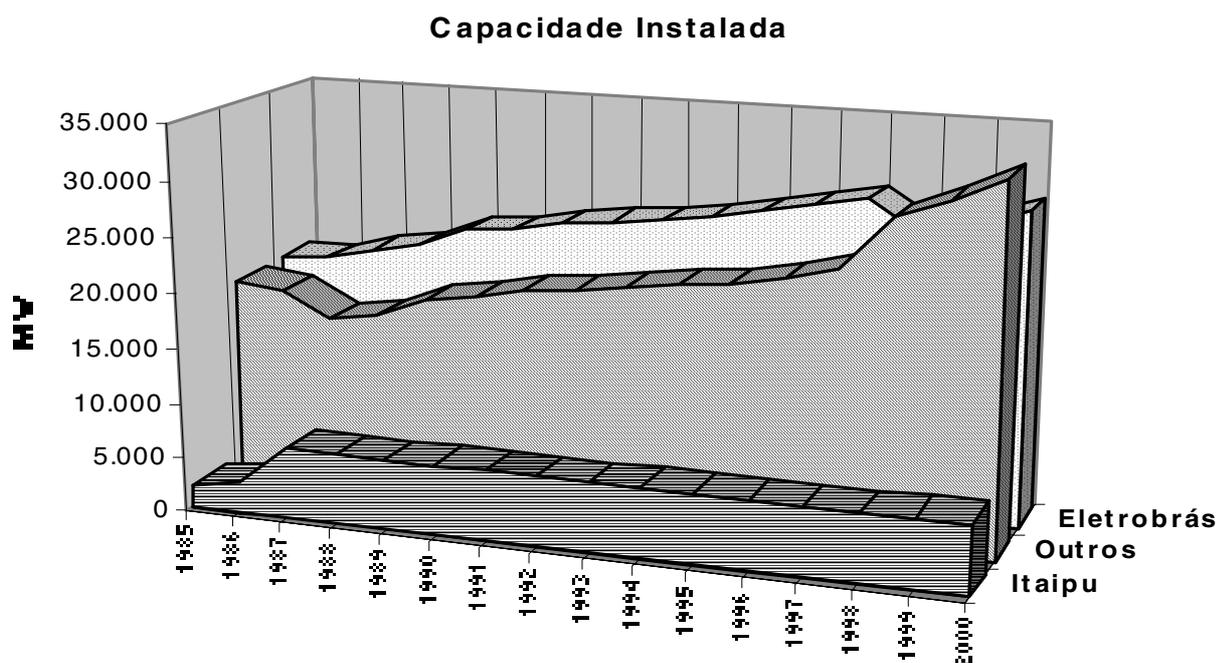
5 – A EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA NO PAÍS (MW)

Ano	Sistema			Total	Crescimento Anual (%)
	ELETROBRÁS	Outros	ITAIPU *		
1970	2.878	7.451	-	10.329	-
1971	3.264	8.389	-	11.653	12,82
1972	3.832	8.558	-	12.390	6,32
1973	5.768	8.744	-	14.512	17,13
1974	6.533	9.451	-	15.984	10,14
1975	7.249	11.262	-	18.511	15,81
1976	8.478	11.558	-	20.036	8,24

1977	9.249	12.488	-	21.737	8,49
1978	9.287	15.080	-	24.367	12,10
1979	10.104	17.006	-	27.110	11,26
1980	13.556	16.528	-	30.084	10,97
1981	17.304	16.975	-	34.279	13,94
1982	17.807	18.105	-	35.912	4,76
1983	18.498	18.732	-	37.230	3,67
1984	19.200	18.791	-	37.991	2,04
1985	19.102	18.676	2.100	39.878	4,97
1986	19.367	18.266	2.800	40.433	1,39
1987	20.444	15.936	6.300	42.680	5,56
1988	21.286	16.853	6.300	44.439	4,12
1989	22.952	18.665	6.300	47.917	7,83
1990	23.453	19.210	6.300	48.963	2,18
1991	24.309	20.140	6.300	50.749	3,65
1992	24.783	20.656	6.300	51.739	1,95
1993	25.266	21.182	6.300	52.748	1,95
1994	25.916	21.889	6.300	54.105	2,57
1995	26.749	22.331	6.300	55.380	2,36
1996	27.625	23.269	6.300	57.194	3,28
1997	28.569	24.281	6.300	59.150	3,42

1998	25.751	29.018	6.300	61.069	3,24
1999	26.843	30.770	6.300	63.913	4,66
2000	28.429	32.956	6.300	67.682	5,90
Média					6,56

* 50% da capacidade de Itaipu pertencente ao Brasil



Obs.: No final ano de 1998 o Sistema Eletrobrás privatizou a Gerasul fazendo com que a participação das demais empresas obtivesse um incremento da ordem de 19,5%, ou seja, foram agregados ao sistema privado/estadual 3.680 MW provenientes da Gerasul e ao sistema brasileiro apenas 1.919 MW. No ano de 1999 foram agregados ao sistema Brasil apenas 2.844 MW, mais uma vez

muito aquém da meta estipulada de 4.300 MW ano. O ano de 2000 foram agregados ao sistema 3.769 MW provenientes da Argentina (1.000), Angra II (1.300), UHE Itá (590), UTE Uruguiana (460), UTE Cuiabá (330) e outros . Cabe lembrar, que a Eletrobrás tem a intenção de aumentar a capacidade de Itaipu dos atuais 12,6 MW para 14,0 mil MW com a implantação de novas turbinas.



5.1 - CARACTERÍSTICA DA CAPACIDADE DE GERAÇÃO – 2000 (MW)

	Hidráulica	Diesel	Térmicas	Carvão	Urânio	Outros	Total
			Combustível	Mineral			
Sistema Eletrobrás	23.559	789	1.057	0	657		26.062
Furnas	8.504	-	630	-			9.134
Chesf	10.272	142	290	-	-		10.704
Eletronorte	4.783	610	137		-		5.530
Eletronuclear	0				657		657
Outras Empresas	28.629	486	4503	1.415	0	324	35.357
Itaipu *	6.300	-	-	-	-		6.300
Total	58.488	1.275	1.784	1.415	657	324	67.682

* Inclui 50% da capacidade total de Itaipu pertencente ao Brasil.

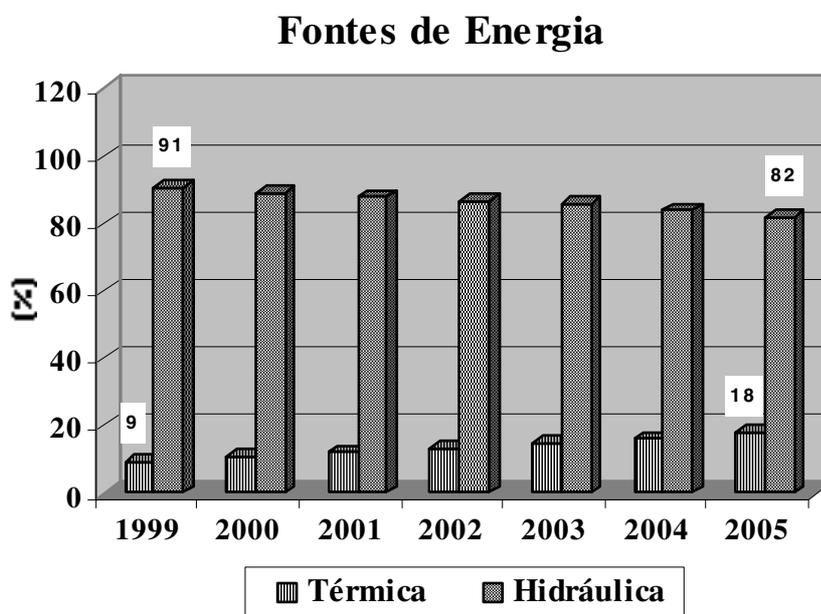
Segundo o Mercado Atacadista de Energia, a expectativa da estrutura da capacidade elétrica no Brasil ficará assim distribuída até o ano de 2009.

	2000*	Part. (%)	2009	Part. (%)
Hidráulica	59.468	87,9	80.131	74,7
Térmicas	6.248	9,2	23.789	22,2
Angra I e II	1.966	2,9	3.275	3,0
Total	67.682	100,0	107.195	100,0

* Realizado



5.2 – PROJEÇÃO DAS PRINCIPAIS FONTES DE GERAÇÃO (%)



Colocamos este gráfico em destaque por acharmos que as previsões até 2005 são mais consistentes.



6 – A EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA NO PAÍS

Consumo em GWh															
	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Industrial	97,2	97,4	99,4	102,8	99,9	102,6	103,3	107,0	107,2	111,7	116,5	121,9	122,0	123,9	131,2
Residencial	35,8	38,4	40,6	43,7	48,1	51,1	51,9	53,6	56,0	63,6	69,0	74,1	79,4	81,3	83,5
Comercial	19,6	20,5	21,4	22,4	23,8	25,0	25,9	27,4	28,9	32,3	34,8	38,2	41,6	43,5	47,4
Outros	24,7	25,7	27,2	28,2	29,0	30,4	31,7	32,7	34,0	33,6	37,3	39,2	41,7	43,4	43,5
Total	177,2	182,0	188,5	197,1	200,8	209,0	212,8	220,7	226,0	241,2	257,6	273,4	284,7	292,1	305,6
Análise Horizontal															
	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Industrial	8,54	0,23	2,08	3,42	-2,82	2,70	0,68	3,58	0,19	4,20	4,30	4,64	0,08	1,55	5,93
Residencial	9,52	7,31	5,62	7,78	9,92	6,36	1,48	3,40	4,34	13,66	8,49	7,39	7,15	2,39	2,69
Comercial	6,19	4,39	4,31	4,79	6,42	4,82	3,91	5,65	5,39	11,85	7,74	9,77	8,90	4,57	8,93
Outros	6,59	4,12	5,79	3,68	2,97	4,66	4,50	2,92	4,13	-1,22	11,01	5,09	6,38	4,12	0,10
Total	8,20	2,66	3,60	4,55	1,88	4,11	1,82	3,69	2,42	6,70	6,80	6,13	4,13	2,6	4,61

O mercado de energia elétrica no ano de 2000 voltou a seguir sua trajetória de crescimento com taxas superiores a 3,5%, tal comportamento deveu-se a queda nas taxas de juros, expansão de 4,2% no PIB e uma estabilização no câmbio neste período.

No resultado desagregado, a classe comercial, que representa 15,5% do mercado total, foi a que obteve o maior crescimento no ano, com taxa de 8,9% na comparação com 1999. Este aumento reflete o bom desempenho em todos os Sistemas Elétricos, com destaque para o Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste, que cresceu 8,7% no ano.

Com referência a classe industrial observou-se um dos melhores desempenhos desde 1986, isto deveu-se ao incremento verificado no setor siderúrgico e em especial na produção de veículos automotores, no setor de mineração, não ferrosos, alumínio e químico, ou seja, no setor eletrointensivo.

A classe residencial, com participação de 27,3% no consumo total brasileiro, manteve a tendência de baixo crescimento verificada nesses últimos 2 anos, resultando numa expansão de 2,7%. O fraco resultado deste segmento é explicado pelo decréscimo do consumo médio residencial, em decorrência da queda do rendimento médio das pessoas ocupadas e do aumento dos níveis tarifários, associados à ocorrência de temperaturas amenas ao longo do ano.

A classe outros, composto pelas classes rural, pública e consumo próprio, verificou-se uma variação inexpressiva, com taxa de 0,1%. Contribuiu para isso uma diminuição dos níveis de irrigação, com destaque para a Região Sul.

eletrodomésticos e aumento da atividade industrial na Zona Franca de Manaus, cujo faturamento teve o expressivo crescimento de 43,3%, em comparação com o verificado no ano anterior, sendo o setor eletroeletrônico o que maior peso nas vendas industriais. Este resultado foi favorecido pela melhora no ambiente macroeconômico em geral, com redução nos juros e a reativação do consumo e do investimento. No ano, as indústrias investiram 2,6% a mais que em 1999 e aumentaram as exportações em 79,0%, contribuindo para a elevação do

consumo industrial de energia elétrica, que registrou incremento de 9,9% no mês e de 17,7% no ano, no conjunto dos Sistemas Isolados da Região Norte.

A classe comercial foi a que apresentou o melhor desempenho no ano, com incremento de 9,1% no mês e 5,6% no ano. No mês, vale destacar a boa performance deste segmento nas capitais Boa Vista (19,1%) e Manaus (9,6%), sendo esta última responsável por cerca de 45,0% do consumo comercial dos Sistemas Isolados.

O segmento residencial foi o que apresentou menor taxa de crescimento no ano, de 2,9%. O setor, que vinha apresentando pequenas taxas de crescimento (até mesmo negativas) durante o ano, recuperou-se nos últimos quatro meses, influenciado principalmente pelo aumento do consumo em Manaus, ocasionado pela redução do nível de desemprego na Zona Franca e pela elevação da temperatura.



6.1 CONSUMO POR REGIÕES - GWH

BRASIL	Capacidade Instalada-MW	12 Meses		%
		Dezembro		
		1999	2000	
NORDESTE	10.731	47.334	49.462	4,5
SUDESTE	29.506	168.036	174.565	3,9
SUL	14.806	46.317	49.003	5,8
CENTRO-OESTE	2.571	15.624	16.555	6,0
NORTE	6.353	14.877	15.985	7,4
TOTAL	63.913	292.188	305.570	4,6

Com relação ao consumo por regiões devemos dar destaque ao sistema interligado Norte/Nordeste, pois a classe industrial no Sistema Norte foi a que

apresentou o melhor desempenho do ano. O aumento da atividade industrial na Zona Franca de Manaus, cujo faturamento teve o expressivo crescimento de 43,3%, em comparação com o verificado no ano anterior, sendo o setor eletroeletrônico o que maior peso nas vendas industriais, foi favorecido pela melhora no ambiente macroeconômico em geral, com redução nos juros e a reativação do consumo e do investimento. No ano, as indústrias investiram 2,6% a mais que em 1999 e aumentaram as exportações em 79,0%, contribuindo para a elevação do consumo industrial de energia elétrica, que registrou incremento de 17,7% no ano de 2000. Na região nordeste o incremento foi da ordem de 4,9% somente no consumo industrial, onde o maior impacto positivo foi o da indústria do Ceará, cuja produção industrial se expandiu em 8,4% no ano de 2000.

Cabe destacar que a classe comercial também surpreendeu, com incremento de 5,6% no ano, com destaque capitais Boa Vista (19,1%) e Manaus (9,6%), sendo esta última responsável por cerca de 45,0% do consumo comercial dos Sistemas Norte/Nordeste.

O segmento residencial foi o que apresentou menor taxa de crescimento no ano, de 2,9%. O setor, que vinha apresentando pequenas taxas de crescimento (até mesmo negativas) durante o ano, recuperou-se nos últimos quatro meses, influenciado principalmente pelo aumento do consumo em Manaus, ocasionado pela redução do nível de desemprego na Zona Franca e pela elevação da temperatura.

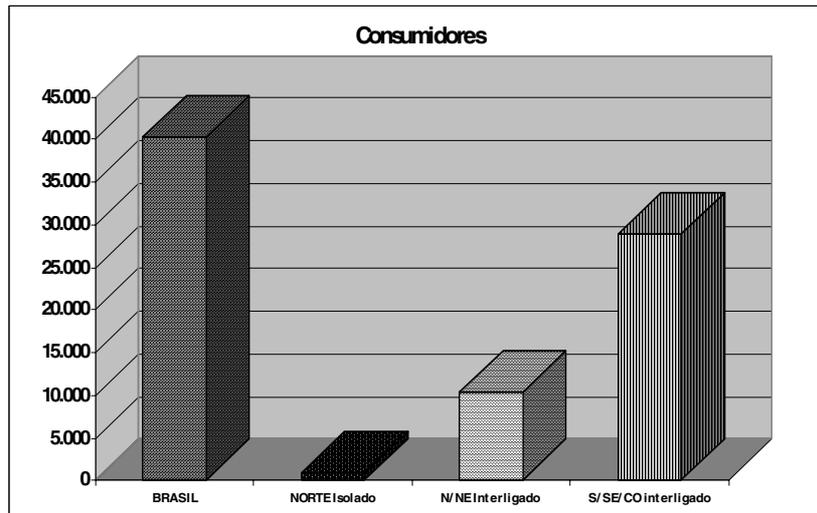
Com relação ao sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste o comportamento da classe industrial foi influenciado pelo forte aumento da produção industrial nos estados do Sudeste, alcançando um incremento da ordem de 6,1%. Este aumento não foi superior em função da saída da carga da CSN, que passou a ser atendida por auto-produção.

Neste mesmo segmento o setor comercial apresentou uma taxa de expansão no ano de 8,7%. Este bom desempenho deveu-se a modernização do setor e da terceirização de atividades antes desenvolvidas dentro da indústria.

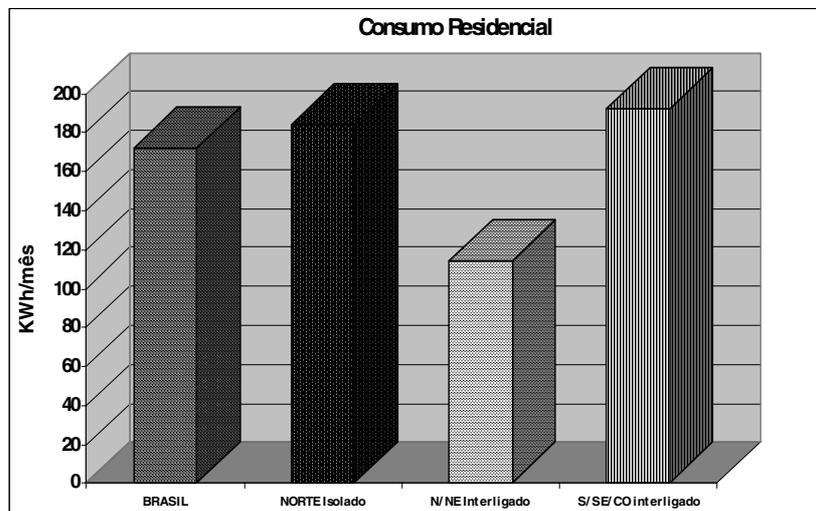
O setor residencial registrou um incremento de 3,1%, tal comportamento contribui para o fraco desempenho desta classe no consumo do país.



7 COMPOSIÇÃO DO CONSUMO POR CONSUMIDORES NOS SISTEMAS



REGIÕES	2000	1999	%
NORTE	984	942	4,46
N/NE	10.33	9819	5,28
S/SE/CO	29.00	2768	4,77
BRASIL	40.32	38.44	4,89



REGIÕES (KWh/mês)	2000	1999	%
NORTE Isolado	184	188	(2,13)
N/NE Interligado	114	114	-
S/SE/COIinterligado	192	198	(3,03)
BRASIL	172	176	(2,27)

Como podemos verificar o consumo médio por consumidor residencial, em nível nacional, situou-se em 172 kWh/mês, o que resultou num decréscimo de 2,3% em 2000 em relação a 1999. Este resultado reflete as quedas verificadas nos Sistemas Sul/Sudeste/C. Oeste Interligado (3,0%) e Norte Isolado (2,1%) e uma estabilidade no Sistema Norte/Nordeste Interligado. O incremento de 4,9% no número de consumidores pouca influência exerceu sobre o aumento do consumo residencial, pois parcela significativa das novas ligações refere-se a consumidores de baixo consumo. Este fato, associado aos já citados anteriormente, contribuiu para a redução do consumo médio residencial



8 – TARIFA MÉDIA POR CLASSES DE CONSUMO (R\$/MWh)

Classe de Consumo	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001*
Residencial	76,26	106,63	119,8	126,19	139,19	158,84	172,57
Industrial	43,59	50,45	54,61	56,54	63,08	71,09	74,2
Comercial	85,44	99,62	107,99	111,6	121,62	136,87	145,48
Rural	55,19	62,21	67,27	69,25	75,47	85,34	90,13
Poder Público	84,07	98,34	106,1	109,77	119,5	136,09	142,59

Iluminação Pública	51,59	60,31	65,31	68,53	75,49	85,81	90,27
Serviço Público	50,45	57,47	62,65	64,99	70,57	79,51	83,53
Consumo Próprio	69,59	64,92	69,5	70,76	85,83	80,17	73,55
Brasil	59,58	74,47	82,17	86,59	95,95	108,53	117,11

* Até março de 2001



8.1 – TARIFA MÉDIA POR REGIÕES (R\$/MWh)

Regiões	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001*
Norte	41,83	51,75	58,46	76,39	84,05	92,9	100,1
Nordeste	57,99	72,98	80,62	78,37	85,07	94,48	97,58
Sudeste	59,95	75,32	82,39	87,12	97,7	112,24	122,2
Sul	65,44	79,86	88,43	91,86	99,57	109,4	118,15
Centro-Oeste	68,91	86,64	97,59	101,59	111,16	123,78	134,05
Brasil	59,58	74,47	82,17	86,59	95,95	108,53	117,11

Até março de 2001



9 O GERENCIADOR DO CONSUMO – ONS

Antes de falarmos sobre o Operador Nacional do Sistema resumimos as principais finalidades do órgão regulador ANEEL. Em 26 de dezembro de 1996 através da Lei N.º 9.427 foi instituída a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL que tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal. Assim sendo, expomos a seguir as principais incumbências da ANEEL:

I - Implementar as políticas e diretrizes do governo federal para a exploração da energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais hidráulicos.

II - 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;

III - Celebrar e gerir os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica, de concessão de uso de bem público, expedir as autorizações, bem como fiscalizar, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais, as concessões e a prestação dos serviços de energia elétrica;

IV - Fixar os critérios para cálculo do preço de transporte e arbitrar seus valores nos casos de negociação frustrada entre os agentes envolvidos;

V - 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 elétrica, receber, apurar e solucionar as reclamações dos usuários. Para que este item seja satisfatoriamente cumprido, o Governo estabeleceu que:

a) O diretor geral e os demais diretores da ANEEL serão nomeados pelo Presidente da República para cumprir mandatos não coincidentes de quatro anos.

b) Está impedida de exercer cargo na direção a pessoa que mantiver os seguintes vínculos com qualquer empresa concessionária, permissionária, autorizada, produtor independente, autoprodutor ou prestador de serviço contratado dessas empresas sob regulamentação ou fiscalização da autarquia:

b.1) acionista ou sócio com participação individual direta superior a três décimos por cento no capital social ou superior a dois por cento no capital social de empresa controladora;

b.2) membro do conselho de administração, fiscal ou de diretoria executiva;

b.3) empregado, mesmo com o contrato de trabalho suspenso, inclusive das empresas controladoras ou das fundações de previdência de que sejam patrocinadoras.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

O ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) foi instituído em 26 de maio de 1999, em substituição ao GCOI. Vinculado ao MME, tem por atribuições coordenar o envio e produção de energia elétrica no País, elaborando todos os contratos de transmissão de energia e recolhendo o faturamento das tarifas para redistribuí-las às empresas do sistema; e definir as novas linhas de expansão do sistema elétrico. No que concerne ao ONS é vedado exercer atividade comercial de compra e venda de energia e atividades relativas à contabilização, conciliação e liquidação, de atribuição do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE. As principais diretrizes do ONS são apresentadas a seguir:

I - Promover a otimização da operação do sistema eletroenergético, visando o menor custo para o sistema, observados os padrões técnicos, os critérios de confiabilidade e as Regras do Mercado;

II - Garantir que todos os agentes do setor elétrico tenham acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória.

III - Elaborar as instruções e procedimentos para as solicitações e o processamento dos acessos aos sistemas de transmissão;

IV - Propiciar o relacionamento comercial com os usuários, no que tange ao uso das instalações de transmissão componentes da Rede Básica, prestando as informações necessárias;

V - Efetuar as avaliações de viabilidade técnica dos requerimentos de acesso aos sistemas de transmissão, fornecendo aos interessados todas as informações a eles pertinentes;

VI - Elaborar, em consonância com o planejamento da expansão da geração e dos sistemas de transmissão, estudos de avaliação técnica e econômica dos reforços da Rede Básica, decorrentes das solicitações de acesso, e propor a ANEEL as expansões necessárias, e indicando os orçamentos e os prazos para implantação;

VII - Celebrar, em nome das empresas de transmissão, os contratos de uso dos sistemas de transmissão e firmar, como interveniente, os contratos de conexão, encaminhando-os para homologação da ANEEL;

VIII - Efetuar, com base em informações mensais encaminhadas pelas concessionárias de transmissão, concessionárias e permissionárias de distribuição, o controle dos montantes de uso dos sistemas de transmissão e os faturamentos de sua competência.

A Tarifa e o ONS

Os encargos de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição deverão ser suficientes para a prestação destes serviços e serão devidos aos respectivos concessionários, permissionários e ao ONS.

As tarifas de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, em base mensal, serão determinadas para todos os barramentos com tensão igual ou superior a 69 KV e serão revistos anualmente pela ANEEL. As tarifas de uso dos sistemas de distribuição, para os níveis de tensão inferiores a 69 KV, em base mensal, serão propostas pelas concessionárias ou permissionárias de distribuição e aprovadas pela ANEEL, por nível de tensão e tipo de consumidor, com base nos custos marginais de expansão, até cada nível de tensão.

Cabe lembrar que os usuários que celebrarem o Contrato de Uso do Sistema terão assegurado o valor real da tarifa de uso da transmissão, vigente por ocasião da assinatura do contrato, até a data de entrada em operação da sua unidade geradora, de forma a garantir competitividade à energia ofertada por estes empreendimentos. Assim sendo poderá obedecer o seguinte critério abaixo:

I - durante o primeiro e o segundo ano após o início Efetivo do acesso ao sistema de transmissão, o encargo será calculado com base no valor real da tarifa contratada;

II - durante o terceiro ano, o encargo será calculado com base em 80% do valor real da tarifa contratada e 20% do valor vigente;

III - durante o quarto ano, o encargo será calculado com base em 60% do valor real da tarifa contratada e 40% do valor vigente;

IV - durante o quinto ano, o encargo será calculado com base em 40% do valor real da tarifa contratada e 60% do valor vigente;

V - durante o sexto ano, o encargo será calculado com base em 20% do valor real da tarifa contratada e 80% do valor vigente;

VI - a partir do sétimo ano, inclusive, o encargo será calculado com base no valor da tarifa vigente.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico é constituído por membros associados e membros participantes.

O ONS terá caráter privado e será integrado pelos titulares de concessão, permissão ou autorização e pelos consumidores livres. Tais membros associados serão os agentes de geração com usinas despachadas centralizadamente, os agentes de transmissão, agente importador, agente exportador, os agentes de distribuição e os consumidores livres. Entende-se como consumidor livre aquele que- que está legalmente autorizado a escolher seu fornecedor de energia elétrica.

São membros participantes do ONS o Poder Concedente, através do Ministério de Minas e Energia - MME e os Conselhos de Consumidores.



10 – O COMERCIALIZADOR DO MERCADO – MAE

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL estabeleceu através da Resolução n.º 249, de 11 de agosto de 1998, as obrigações e os direitos dos agentes que integrarão o Mercado Atacadista de Energia – MAE, no Âmbito no qual serão realizadas transações de compra e venda de energia.

Devem participar do MAE:

- a) os concessionários ou autorizados de geração de energia elétrica que possuam central geradora com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW; os concessionários, permissionários ou autorizados que comercializem o montante de energia elétrica igual ou superior a 300 GWh/ano e os importadores e exportadores de energia elétrica com carga igual ou superior a 50 MW;
- b) autoprodutores de energia elétrica cuja central termelétrica tenha capacidade instalada igual ou superior a 50 MW, desde que suas instalações de geração estejam diretamente conectadas às instalações de consumo; c) os concessionários, permissionários e autorizados de geração, comercialização, importação e exportação de energia elétrica não incluídos nas especificações acima e também os consumidores livres.

Os contratos de compra e venda de energia elétrica registrados no MAE deverão ser lastreados por energia assegurada de usinas próprias ou por contratos de compra de energia de outro gerador. Do montante de energia comercializada pelos agentes participantes do MAE, com consumidores finais, pelo menos 85% deverá estar coberto por energia assegurada de usinas próprias ou por contratos de compra de energia, cuja duração seja de, no mínimo, dois anos;

O Mecanismo de Realocação de Energia – MRE será gerido pelo MAE e durante a fase de transição, que durará de 1998 a 2005, deverá abranger também as usinas termelétricas;

Limites

São as seguintes condições relativas à participação dos Agentes de Geração nos serviços e atividades de energia elétrica:

I – um Agente de Geração não poderá deter participação superior a 20% (vinte por cento) da capacidade instalada nacional;

II – um Agente de Geração que atue no sistema interligado das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste não poderá deter participação superior a 25% (vinte e cinco por cento) da capacidade instalada nesse sistema;

III - um Agente de Geração que atue no sistema interligado das regiões Norte e Nordeste não poderá deter participação superior a 35% (trinta e cinco por cento) da capacidade instalada nesse sistema.

São as seguintes condições relativas à participação dos Agentes de Distribuição nos serviços e atividades de energia elétrica:

I – um Agente de Distribuição não poderá deter participação superior a 20% (vinte por cento) do mercado de distribuição nacional;

II – um Agente de Distribuição que atue no sistema interligado das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste não poderá deter participação superior a 25% (vinte e cinco por cento) do mercado de distribuição desse sistema;

III - um Agente de Distribuição que atue no sistema interligado das regiões Norte e Nordeste não poderá deter participação superior a 35% (trinta e cinco por cento) do mercado de distribuição desse sistema;

Um mesmo agente, atuando como Agente de Geração e como Agente de Distribuição, não poderá ter a soma aritmética de sua participação na capacidade instalada nacional com a sua participação no mercado de distribuição nacional superior a 30% (trinta por cento).

Um Agente de Geração ou Agente de Distribuição poderá adquirir novas participações acionárias em processos de privatização de empresas mesmo que ultrapasse os limites estabelecidos, desde que firme compromisso com o Poder Concedente com o objetivo de se enquadrar nos referidos limites no prazo máximo de 24 (vinte e quatro) meses, contados a partir da data de assinatura do contrato de concessão ou da publicação do ato de autorização. Abaixo transcrevemos parte do documento que a ANEEL utilizou para estabelecer a participação no mercado de distribuição nacional e participação no mercado de geração das principais empresas no maior sistema interligado, pois somente neste sistema é que pode ocorrer excesso nos limites estabelecidos.

PARTICIPAÇÃO DAS PRINCIPAIS EMPRESAS NO MERCADO DE DISTRIBUIÇÃO

			Mercado de Distribuição		
			Sistema Nacional %	Sistema S/Se/Co %	Sistema N/NE %
Limite Superior	(Conforme		20,00	25,00	35,00
Resolução ANEEL 070/00					

Resolução ANEEL 278/00)			
LIGHT	20,08	25,53	0,00
ELETROPAULO METROPOLITANA	12,25	15,57	0,00
LIGHTGÁS Ltda.	12,25	15,57	0,00
CEMIG	12,25	15,57	0,00
CPFL	9,84	12,51	0,00
ELETROBRAS	9,05	0,00	42,46
EDF - Eletctrcité de France	8,16	10,37	0,00
BANDEIRANTE	7,37	9,37	0,00
AES International Holding Ltd. (EUA)	7,20	9,14	0,00
EDP - Eletricidade de Portugal	6,22	7,65	0,97
COPEL	5,44	6,91	0,00
VBC Energia (Votorantim, Bradesco, C. Correia)	5,40	6,86	0,00
IBERDROLA (Espanha)	5,18	0,00	24,30
ELETRONORTE	4,93	0,00	23,14
RELIANT Energy Cayman	4,52	5,74	0,00
SEMESA	4,42	5,62	0,00
ENERPAULO - Energia Paulista Ltda.	4,13	5,25	0,00
521 Participações S/A (Fundos Investimentos BB)	4,10	5,21	0,00

FUNDOS DE INVESTIMENTOS BB	4,10	5,21	0,00
GUARANIANA	3,96	0,00	18,60
CELESC	3,91	4,97	0,00
COELBA	3,71	0,00	17,40
ELEKTRO	3,69	4,69	0,00
ENRON	3,69	4,69	0,00
EPC - Empresa Paranaense Comercializ. Ltda. (Enron)	3,69	4,69	0,00
DRAFT 1 Participações S/A	3,24	4,12	0,00
CERJ	3,08	3,01	3,32
ESCELSA	3,01	3,83	0,00
ENDESA ESPANHA	2,91	2,13	5,77
CSN - Companhia Siderúrgica Nacional	2,89	3,67	0,00
AES SUL	2,68	3,40	0,00
DENERGE S/A (Jorge Queiroz de Moraes Jr.)	2,58	1,94	4,95
JORGE QUEIROZ DE MORAES Jr.	2,58	1,94	4,95
VALE PARANAPANEMA	2,58	1,94	4,95
CHESF	2,48	0,00	11,65
ADL Energy (Iberdrola)	2,42	0,00	11,37
CELPE	2,42	0,00	11,37

CAIUÁ	2,38	1,68	4,95
DRAFT 2 Participações S/A	2,15	2,74	0,00
CELG	2,13	2,71	0,00
ANTONIO ERMÍRIO DE MORAES E SÓCIOS	2,05	2,60	0,00
HEJOASSU Administração Ltda. (Antônio Ermírio de Moraes e sócios)	2,05	2,60	0,00
IVEN S/A (EDP, Opportunity e Citibank)	2,04	2,59	0,00
CEEE	2,02	2,57	0,00
COELCE	1,94	0,00	9,11
INVESTILUZ S/A	1,94	0,00	9,11
RGE	1,85	2,36	0,00
BANCO BRADESCO S/A	1,80	2,29	0,00
CAMARGO CORRÊA S/A (Dirce Navarro de Camargo Penteado)	1,80	2,29	0,00
CIDADE DE DEUS (Fund. Bradesco e Cx. Benef. Funcionários BNDES.	1,80	2,29	0,00
CELPA	1,25	0,00	5,85
CEB	1,23	1,57	0,00
CATAGUAZES-LEOPOLDINA	1,18	0,54	3,54
CEMAT	1,03	1,31	0,00

ENERSUL	0,91	1,16	0,00
COSERN	0,89	0,00	4,19
ENERGIPE	0,75	0,00	3,54
CESP	0,69	0,88	0,00
SAELPA	0,68	0,00	3,21
CERON	0,34	0,00	1,61
CELTINS	0,23	0,00	1,07
CSPE	0,21	0,26	0,00
BRAGANTINA	0,20	0,25	0,00
CELB	0,16	0,00	0,77
Fonte: SISEN/AMP e RIT			

PARTICIPAÇÃO DAS PRINCIPAIS EMPRESAS NO MERCADO DE GERAÇÃO

	Capacidade Instalada		
	Sistema Nacional %	Sistema S/Se/Co %	Sistema N/NE %
Limite Superior (Conforme Resolução ANEEL 278/00)	20,00	25,00	35,00
ELETROBRAS	38,88	18,94	86,96
CHESF	14,91	0,00	56,54
FURNAS	11,17	15,17	0,00

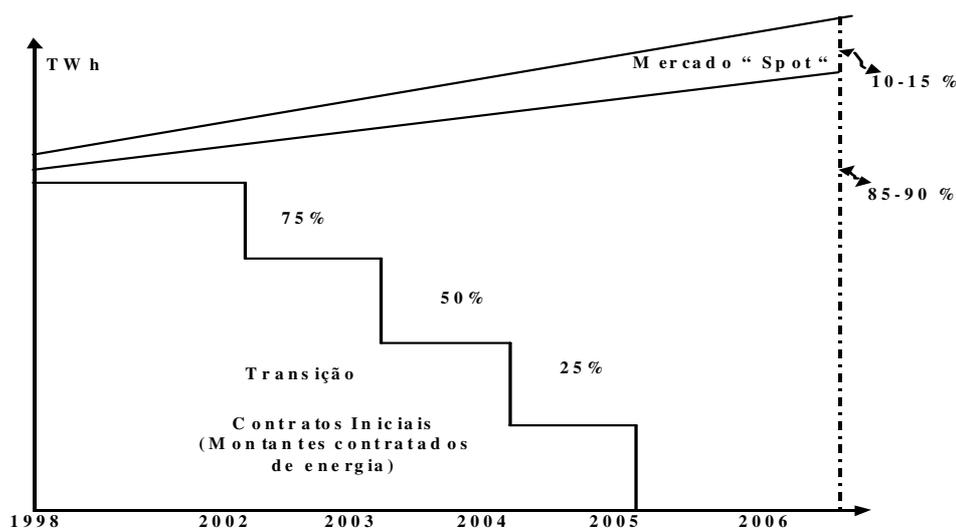
CESP	10,48	14,24	0,00
CEMIG	7,86	10,68	0,00
ELETRONORTE	7,65	0,00	29,01
COPEL	6,43	8,73	0,00
GERASUL	5,35	7,26	0,00
TRACBEL	5,35	7,26	0,00
AES	4,95	6,73	0,00
CGEET	3,75	5,09	0,00
CGEEP	3,03	4,12	0,00
DUKE	3,03	4,12	0,00
ELETRONUCLEAR	2,78	3,77	0,00
EMAE	1,97	2,68	0,00
VBC	1,92	2,61	0,00
SEMESA	1,90	2,59	0,00
LIGHT	1,35	1,83	0,00
CEEE	1,31	1,77	0,00
ENDESA ESPANHA	1,00	1,36	0,00
ENERSIS S/A	0,99	1,35	0,00
CDSA	0,93	1,26	0,00
ENDESA CHILE	0,93	1,26	0,00
LAJAS	0,93	1,26	0,00

AES SUL	0,90	1,23	0,00
MANAUS	0,85	0,00	3,24
ANTONIO ERMIRIO DE MAORAES E SÓCIOS	0,67	0,91	0,00
HEJOASSU	0,67	0,91	0,00
BANCO BRADESCO S/A	0,64	0,87	0,00
CAMARGO CORRÊA S/A	0,64	0,87	0,00
CIDADE DE DEUS	0,64	0,87	0,00
MAJOLE	0,64	0,87	0,00
NOVA CIDADE DE DEUS S/A	0,64	0,87	0,00
PART. MORRO VERMELHO	0,64	0,87	0,00
VOTORANTIM	0,64	0,87	0,00
CGTEE	0,63	0,86	0,00
BRADESPLAN	0,61	0,83	0,00
EDF -	0,55	0,74	0,00
ESCELSA	0,40	0,55	0,00
S/A INDUSTRIAS VOTORANTIM	0,40	0,55	0,00
SIDERÚRGICA BARRA MANSA	0,31	0,43	0,00
RELIANT	0,30	0,41	0,00
CBA	0,28	0,39	0,00
CEAM	0,28	0,00	1,05

VALE PARANAPANEMA	0,24	0,17	0,43
CAIUÁ	0,24	0,17	0,43
CPFL	0,20	0,27	0,00
CEMAT	0,18	0,25	0,00
CELPA	0,14	0,00	0,53
CELESC	0,12	0,16	0,00
CERJ	0,10	0,14	0,00
CATAGUAZES LEOPOLDINA	0,09	0,13	0,00
ENERSUL	0,09	0,13	0,00
CERON	0,07	0,00	0,26
CEB	0,04	0,05	0,00
CSPE	0,04	0,05	0,00
DMEPC	0,03	0,04	0,00
COELBA	0,03	0,00	0,10
ELETROACRE	0,03	0,00	0,10
CELTINS	0,02	0,00	0,08
Fonte: SISEN/AMP e RIT			

Cabe lembrar que o ANEEL estabeleceu através de resoluções os montantes de energia e demanda de potência para contratos iniciais de compra e venda de energia elétrica. Os montantes de energia e potência demandados devem ser segregados pelas atividades de geração e distribuição no âmbito do MAE.

Para garantir a competitividade na geração e na comercialização de energia elétrica, a ANEEL determinou que até o ano de 2005 haverá a regulação dos montantes de energia e demanda de potência a serem contratados. Assim, os montantes de energia e demanda de potência serão correspondentes a 100% dos valores indicados até 2001, reduzindo-se 25% ao ano até a completa extinção em 2006. A partir deste ano, todas as compras e vendas de energia elétrica ocorrerão livremente no âmbito do Mercado Atacadista de Energia – MAE ou em contratos bilaterais entre as partes. Cabe lembrar que as quotas de suprimento de Itaipu para o sistema interligado permanecem inalteradas até 2003, podendo ser prorrogados por mais 10 anos de acordo com órgão competente. Lembramos que esta energia ficará competitiva vis à vis a depreciação da usina e sua tarifa terá competitividade num mercado já ajustado pela lei da oferta e procura.



Consumidores livres

Consumidores Livres, de acordo com a legislação do setor elétrico brasileiro, são todos aqueles que consomem acima de 10 MW mensais (atendidos em tensão maior ou igual a 69 KV). A eles é facultado o direito de escolher, de qualquer parte do país, o fornecedor de energia elétrica. Fábricas, shoppings, indústrias e outros grandes consumidores já podem escolher de quem irão

comprar a energia. A partir de julho desse ano (2000), consumidores acima de 3 MW também serão incluídos nessa categoria.

A minuta de resolução colocada em Audiência Pública pela ANEEL introduz várias alterações à legislação, entre elas: 1) redução para 50 KW de consumo mensal, a partir de 8 de julho de 2003, para que o consumidor possa se tornar "livre"; 2) a partir de 1º de janeiro de 2005, todos os consumidores de energia elétrica serão classificados como "livres"; 3) estabelecimento de prazo para a assinatura de contratos de uso e conexão pelos concessionários.

Cabe lembrar que o exercício da opção pelo consumidor não poderá resultar em aumento tarifário para os consumidores remanescentes da concessionária de serviços públicos de energia elétrica que haja perdido mercado.

Lembramos também que a Resolução 78, de 20 de abril de 1999 homologa os montantes de potência e a respectiva energia vinculada, a serem contratados por concessionárias do serviço público de energia elétrica com a ELETROBRÁS, correspondendo a totalidade dos serviços de eletricidade da Itaipu Binacional a necessidade de redistribuir as quotas-partes da Usina de Itaipu, entre os concessionários do serviço público de energia elétrica que comercializem energia em montante anual igual ou superior a 300 GWh, diretamente com consumidores finais situados nos Estados das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste e que anualmente os montantes de potência e energia da Itaipu Binacional devem ser revistos, segundo critérios a serem estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

Assembléia do MAE:

Para efeito de determinação de votos na Assembléia Geral e representação no COEX serão consideradas duas categorias de membros do MAE:

I - categoria Produção, composta pela classe dos Agentes de Geração, pelo Agente de Comercialização de Itaipu, pela classe dos Agentes Compradores das Quotas-Parte de Itaipu e pela classe dos Agentes de Importação;

II - categoria Consumo, composta pela classe dos Agentes de Comercialização, pela classe dos Consumidores Livres e pela classe dos Agentes de Exportação.



11 –AS PRINCIPAIS EMPRESAS QUE COMPÕEM O SETOR E SUAS CARACTERÍSTICAS

Centrais Elétricas de Minas Gerais – CEMIG

Área de Concessão: O Estado de Minas Gerais com uma área de 563.762 Km².

Vendas Totais: Até março de 2001 foram colocados 9.554.989 GWh. A principais classes residencial e industrial representaram 20 e 58% do total das vendas, respectivamente.

Dados Físicos: A companhia conta com 110 usinas de geração equivalentes a 5.514 MW, 320 subestações transformadoras de distribuição, 236.047 Km de linhas de distribuição e 20.584 km de linhas de transmissão.

Consumidores: 4.980.000

Perdas de energia: Atualmente as perdas no sistema são da ordem de 8,0%.

Finanças: Até março/01 o endividamento da empresa era da ordem de R\$ 1.865.730 mil, sendo R\$ 1.310.079 em moeda estrangeira (94% em US\$) e R\$ 555.651 mil em moeda nacional (44% em IGP-M e 40% em FINEL). O saldo da CRC remanescente junto ao Estado de Minas Gerais é da ordem de R\$ 1.281.646 mil. Cabe lembrar que ainda está sob pendência judicial o acordo de acionistas celebrado com a Southern Eletric Participações Ltda., portanto, a privatização da Cemig está adiada no Governo Itamar. . O Estado é detentor de 50,9 % do capital ordinário e 24,1% do capita total, a Sourthem 32,9% e 14,4%, respectivamente. Cabe ressaltar que a empresa não fez a opção de diferimento segundo a Deliberação CVM No 294.

Cia Paranaense de Energia Elétrica – COPEL

Área de Concessão: O Estado do Paraná com uma área de 199.600 Km².

Vendas Totais: Até março de 2001 foram colocados 4.314 GWh. As principais classes residencial e industrial representaram 26 e 40% do total das vendas, respectivamente.

Dados Físicos: A companhia conta com 119 usinas de geração equivalentes a 4.546 MW (considerando Salto Caxias com 1.240 MW), 230 subestações transformadoras de distribuição, 145.419 Km de linhas de distribuição e 6.352 km de linhas de transmissão.

Consumidores: 2.856.822

Perdas de energia: Atualmente as perdas no sistema são da ordem de 7,0%.

Finanças: Até março/01 o endividamento da empresa era da ordem de R\$ 1.478.156 mil, sendo R\$ 897.475 em moeda estrangeira (46% em US\$) e R\$ 580.681 mil em moeda nacional (31% Eletrobrás). O saldo da CRC remanescente junto ao Estado do Paraná é da ordem de R\$ 675.243 mil. O Estado é detentor de 58,6 % do capital ordinário e 31,1% do capital total e segundo as notícias mais recentes a empresa está sendo preparada para privatização, o preço mínimo deverá ser conhecido dia 24/08/01. Cabe ressaltar que a empresa não fez a opção de diferimento segundo a Deliberação CVM No 294 (desvalorização cambial ocorrida no I trimestre de 99).

Eletropaulo Eletricidade de São Paulo – ELETROPAULO

Área de Concessão: Maior distribuidora da América Latina engloba 24 municípios, dentre eles a cidade de São Paulo, numa área de 4.526 Km².

Vendas Totais: Até março de 2001 foram colocados 9.254 GWh. No consumo nacional sua participação representa 12,5% e no consumo estadual sua participação representa 38%. As principais classes residencial e industrial representaram 33 e 30% do total das vendas, respectivamente.

Dados Físicos: A companhia conta com 128 estações transformadoras de distribuição totalizando 11,2 GVA de potência instalada e 200.394 Km de linhas de distribuição e 1.656 Km de circuito em linhas de transmissão.

Consumidores: 4.657.306

Perdas de energia: Atualmente as perdas no sistema são da ordem de 10,3%.

Finanças: Até março/01 o endividamento da empresa era da ordem de R\$ 3.231.646 mil, sendo R\$ 2.671.280 em moeda estrangeira (100% em US\$) e R\$ 560.366 mil em moeda nacional (65% em IGP-M). Lembramos que ainda existem R\$ 1.016,7 mil de provisões para litígios e contingências. Atualmente a Lightgás (subsidiária integral da Light formada pelas empresas Reliant, EDF, CSN AES) detém 30,9% do capital votante da empresa. Segundo fato relevante de 06/07/01 a reestruturação societária contempla as seguintes etapas:

- 1) aumento do capital da LIGHTGAS mediante contribuição, pela LIGHT, das ações da Light Telecom e possivelmente dos ativos que compõem a Usina Hidrelétrica de Santa Branca;
- 2) redução de capital da LIGHTGAS, com pagamento à quotista LIGHT, mediante cessão de crédito detido contra a própria LIGHT;
- 3) transformação da LIGHTGAS em sociedade por ações e emissão do mesmo número de ações que atualmente compõem o capital social da LIGHT;
- 4) redução de capital da LIGHT mediante pagamento, aos seus acionistas, com ações de emissão da LIGHTGAS;
- 5) abertura de capital da LIGHTGAS; e finalmente a permuta de ações da LIGHT por ações da LIGHTGAS entre os acionistas controladores, AES e EDF.

Serviços de Eletricidade do Rio de Janeiro – LIGHT

Área de Concessão: Engloba 30 municípios do Estado do Rio de Janeiro numa área de 10.970 Km² .

Vendas Totais: Até março de 2001 foram colocados 6.457 GWh. As principais classes residencial e industrial representaram 37 e 27% do total das vendas, respectivamente. A produção própria de energia chegou a 1.103 GWh

Dados Físicos: A companhia conta com 119 estações em operação, sendo 4 usinas, 115 subestações de transmissão e 17 de distribuição. Conta com 2.204 Km de transmissão e 185.619 Km de distribuição.

Consumidores: Consumidores: 3.150.912

Perdas de energia : Atualmente as perdas da Light encontram-se em torno de 15% , cabe destacar que já foram superiores. Para o ano de 2001 espera-se perdas ao redor de 15%, número bastante significativo para a área de concessão onde ela atua (número considerável de favelas).

Finanças: Até março/01 o endividamento da empresa era da ordem de R\$ 5.450.796 mil, sendo R\$ 4.296.269 em moeda estrangeira (63% em US\$) e R\$ 1.154.527 mil em moeda nacional (73% em CDI). A Light, através da sua controlada Lightgás, leia-se Reliante, EDF, AES e CSN adquiriu em 22/04/98 a Eletropaulo Metropolitana S/A. A compra foi executada em leilão de privatização pelo valor de R\$ 2.206.732 mil, desagiado pela compra de ativos (CPA) resultando num valor líquido de R\$ 1.979.256 mil. Os recursos foram obtidos através do BNDES R\$ 1.013.366 mil (prazo de 5 anos e taxa de juros de 5% a. a.. com garantia das ações da Eletropaulo, e Intercompany Bond US\$ 875.000.com prazo de 12 anos e taxa de juros de 10,5% a.a. Cabe ressaltar que a empresa fez a opção de diferimento, tendo em vista a Deliberação CVM No 294, e o montante atual de R\$ 377.748 mil serão amortizados até o final do ano de 2002.

Centrais Elétricas de Santa Catarina – CELESC

Área de Concessão: A área de concessão é o estado de Santa Catarina atendendo uma população de 4,7 milhões de pessoas.

Vendas Totais: Até março de 2001 foram colocados 3.189 GWh. As principais classes residencial e industrial representaram 26 e 41% do total das vendas, respectivamente. Cabe ressaltar que 3% do total da energia disponível provém de geração própria, 26 % de Itaipu e 71% de outros (basicamente da Gerasul / Copel).

Dados Físicos: A companhia conta com 119 estações em operação, sendo 12 usinas, 90 subestações de transmissão e 17 de distribuição.

Consumidores: 1.731.146

Perdas de energia: Atualmente as perdas no sistema são da ordem de 9,5%.

Finanças: Até março/01 o endividamento da empresa era da ordem de R\$ 201.322 mil, sendo R\$ 136.545 em moeda estrangeira (100% em US\$) e R\$ 64.777 mil em moeda nacional (78% Eletrobrás). O saldo da CRC remanescente junto ao Estado do Paraná é da ordem de R\$ 612.960 mil. Esperamos que as primeiras avaliações econômicas para posterior privatização sejam divulgadas somente no ano de 2002. O Estado é detentor de 50,2 % do capital ordinário e 20,2% do capital total. Cabe ressaltar que a empresa não fez a opção de diferimento segundo a Deliberação CVM No 294.

Bandeirantes Energia - BANDEIRANTES

Área de Concessão: engloba 55 municípios do Estado de São Paulo numa área de 16.642 Km² (Alto do Tiête, Baixada Santista, Oeste e Vale do Paraíba)

Vendas Totais: Até março de 2001 foram colocados 5.661 GWh. As principais classes residencial e industrial representaram 23 e 55% do total das vendas, respectivamente.

Dados Físicos: A companhia conta com 99 subestações em operação; 1.904 Km de transmissão e 60.547 Km de distribuição.

Consumidores: Consumidores: 2.194.864

Perdas de energia : Não disponível.

Finanças: Até março/01 o endividamento da empresa era da ordem de R\$ 1.002.669 mil, sendo R\$ 977.628 mil em moeda estrangeira (100% em US\$) e R\$ 25.041 mil em moeda nacional (928% CDI). Seus principais acionistas votantes são a Enerpaulo e a Draft I com 54,7 e 43,0%, respectivamente. Cabe ressaltar que a empresa não fez a opção de diferimento segundo a Deliberação CVM No 294.

FURNAS – CENTRAIS ELÉTRICAS S.A

Furnas é uma empresa de economia mista de capital fechado controlada pela Eletrobrás S.A., tendo como atividade principal a geração e a transmissão de energia elétrica, atuando na região abrangida pelo Distrito Federal e os Estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Espírito Santo, Goiás e parte do Estado de Tocantins.

As atividades da empresa compreendem 9 usinas hidrelétricas em operação, com potência instalada de 8.450 MW e 2 usinas termelétricas em funcionamento com 630 MW, totalizando 9.134 MW.

Cap. Inst. (MW)	1998	1999	2000
FURNAS	9.081	9.081	9.134
Hidráulica	8.451	8.451	8.504
Térmica	630	630	630

A transmissão de energia é efetuada por um sistema composto de 28 subestações e de aproximadamente 14,4 mil km de linhas em corrente alternada e 1,6 mil km de linhas em corrente contínua.

No ano de 2000, a energia vendida por Furnas foi de 126,6 mil GWh, dos quais 32,5% (41,2 mil GWh) correspondentes à geração própria e 67,5% (84,4 mil GWh) recebidos de outras empresas, sendo a parcela proveniente de Itaipu correspondente a 70,0 mil GWh. Em 2000 obteve uma receita total de R\$ 6.391 milhões, sendo R\$ 2.307 milhões de geração, R\$ 607 milhões de transmissão, R\$ 3.354 milhões de repasse de Itaipu e R\$ 123 milhões de outras receitas.

Em sua estrutura patrimonial, Furnas é composta por 50,7 bilhões de ações ordinárias e 14,2 bilhões de ações preferenciais e está distribuída conforme o quadro a seguir:

Acionista	Ordinário	Preferencial	Total
ELETROBRÁS	99,8%	98,6%	99,5%
Outros	0,2%	1,4%	0,5%

O total investido em 2000 foi de R\$ 692 milhões, contra R\$ 1.015 milhões em 1999. Cerca de 87% do que foi investido em 2000 foi proveniente de recursos próprios. Os novos investimentos emergenciais, anunciados pela empresa em parceria com a iniciativa privada, vão permitir a construção de 4 hidrelétricas, compra de equipamentos para 2 termelétricas e 3 linhas de transmissão, perfazendo um total de R\$ 6 bilhões.

Quanto ao processo de desestatização de Furnas, o governo tem hoje 57% do capital de Furnas e, segundo o ministro das Minas e Energia, vai vender toda essa participação durante o processo, o ministro disse ainda que na privatização as partes de geração e de transmissão serão separadas. Segundo o ministro o governo não tem pressa em vender a empresa. A intenção é a de

criar uma corporação pública, cujas ações ficarão em poder público e o governo ficará com ações de ouro (“golden share”). Segundo as estimativas o primeiro leilão deverá ocorrer antes do final de 2002. Nos seis meses que antecedem o primeiro leilão, segundo o ministro, o governo irá preparar a empresa para deixar de ser estatal para virar pública, num processo que envolverá a mudança de estatuto, adaptação à nova Lei das S/A e a contratação de uma gestão profissional

CHESF - COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO S.A

A Chesf é uma subsidiária da Eletrobrás criada com o objetivo de produzir, transmitir e comercializar energia elétrica para a Região Nordeste do Brasil. A companhia atua nos Estados da Bahia, Sergipe, Alagoas, Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte, Ceará e Piauí, fazendo intercâmbio de otimização de energia com a Eletronorte nos Estados do Maranhão, Pará e Tocantins.

Cap. Inst. (MW)	1998	1999	2000
CHESF	10.704	10.704	10.704
Hidráulica	10.272	10.272	10.272
Térmica	432	432	432

Em 2000, a CHESF teve um crescimento no mercado de energia elétrica equivalente a 9,7%, em relação ao ano de 1999, alcançando um volume de energia comercializada de 51,9 TWh. O suprimento, 85% de seu mercado, alcançou 44,4 TWh e um crescimento de 10,3%. O fornecimento, realizado diretamente para clientes industriais, totalizou 7,5 TWh, correspondendo a uma expansão de 6,4%. Em 2000 obteve uma receita total de R\$ 2.304 milhões,

sendo R\$ 1.776 milhões de geração, R\$ 386 milhões de transmissão e R\$ 142 milhões de outras receitas.

No exercício de 2000, no segmento de transmissão, foi mantido o ritmo do maior programa de obras da história da empresa, alcançando 1.171 km de linhas de transmissão e 2.550 MVA de transformação.

A empresa encerrou o ano de 2000 com um quadro de pessoal de 5.221 empregados contra 6.005 em dezembro de 1999, significando uma redução de 13,0%, por conta da edição de um novo programa de desligamento voluntário de empregados.

A CHESF possui uma estrutura patrimonial composta por 40,4 milhões de ações ordinárias e 1,0 milhão de ações preferenciais distribuídas conforme o quadro a seguir:

Acionista	Ordinário	Preferencial	Total
ELETROBRÁS	100,00%	78,31%	99,45%
Outros	0,0%	23,69%	0,55%

ELETRONORTE - Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A

A Eletronorte atua em 58% do território nacional, numa área equivalente a 4,9 milhões de km², suprindo de energia elétrica os estados do Acre, Amazonas, Amapá, Maranhão, Mato Grosso, Pará, Rondônia, Roraima e Tocantins. A Eletronorte tem planejado, coordenado, construído e operado os sistemas de energia elétrica na região de forma a garantir energia às concessionárias estaduais e aos grandes consumidores eletrointensivos.

Em maio de 1995, o Governo Federal, através do Decreto n.º 1.481, incluiu a Eletronorte no Programa Nacional de Desestatização. O Conselho Nacional de Desestatização, através da Resolução n.º 15, de junho de 1996, determinou a desestatização dos Sistemas Elétricos Isolados de Manaus e Boa Vista,

constituídas em empresas subsidiárias integrais _ Manaus Energia S.A. e Boa Vista Energia S.A., através da Lei 9.648 (27/05/98).

Em 2000 foi concluído o processo de incentivo ao desligamento, iniciado em 1999, sendo desligados mais de 750 empregados na sede e regionais. Assim, o quadro de pessoal passou de 4.635 empregados em 1998 para 2.413 em dezembro de 2000.

Atualmente a Usina Hidrelétrica de Tucuruí está em ritmo intenso e acelerado de obras visando a complementação do projeto da Usina, com a implantação de mais onze unidades geradoras de 375 MWE cada, adicionando ao sistema 4.125 MW, elevando a capacidade de geração para 8.370 MW. No ano de 2000 a Eletronorte colocou no seu mercado

Cap. Inst. (MW)	1998	1999	2000
ELETRONORTE	5.537	5.537	5.630
Hidráulica	4.753	4.753	4.783
Térmica	784	784	847

Em 2000, a Eletronorte teve um decréscimo no mercado de energia elétrica equivalente a 2,4%, em relação ao ano de 1999, alcançando um volume de energia comercializada de 27,8 TWh. O suprimento alcançou 15,5 TWh e o fornecimento, realizado diretamente para clientes industriais, totalizou 12,3 TWh. Com isso, a Eletronorte em 2000 obteve uma receita total de R\$ 1.376 milhões, sendo R\$ 932 milhões de geração, R\$ 258 milhões de transmissão e R\$ 186 milhões de outras receitas.

A Centrais Elétricas do Norte do Brasil é uma empresa controlada pela Eletrobrás, cujo capital social é composto por 68,7 milhões de ações ordinárias, distribuídas conforme o quadro a seguir:

Acionista	Ordinário
ELETROBRÁS	98,83%
Outros	1,17%

Abaixo procuramos, segundo notícias divulgadas no ano passado, focar a reestruturação que poderia ocorrer nas controladas da Eletrobrás. Lembramos que tal reestruturação deverá ser previamente autorizadas pelo Conselho Nacional de Desestatização - CND, na forma da Lei n.º 9.491, de 9 de setembro de 1997, e submetidas à respectiva assembleia geral pelo acionista controlador. Atualmente a privatização das controladas está temporariamente suspensa. Um novo modelo de privatização está sendo estudado em função do racionamento enfrentado nas regiões sudeste, nordeste e centro-oeste

1. Furnas *		2 Chesf		Eletronorte **	
Geração I	MW	Geração I	MW		MW
UHE - Mascarenhas de Moraes	476	UHE - Xingó	3.000	Geração I	
UHE - Furnas	1.312	UHE - Sobradinho	1.050	UHE - Tucuruí	4.000
UHE - L.C. Barreto	1.104	UHE - Boa Esperança	285	UHE - São Luís	116
UHE - Porto Colômbia	328	UTE - Camaçari	290	Total	4.116

UHE - Marimbondo	-	1.488	UHE - Pedra	-	23	Transmissão	
UHE - Funil		222	UHE - Funil	-	30		
UTE - Santa Cruz		608	Total		4.678		
Roberto Silveira		32	Geração II				
São Gonçalo (desativada)		0	UHE - Paulo Afonso	-	3.984		
Total		5.570	UHE - Moxotó	-	440		
Geração II			UTE - Bongji	-	142		
UHE - Itumbiara	-	2.280	UHE - Araras	-	4		
UHE - Corumbá	-	375	UHE - Curema	-	4		
UHE - Serra de Mesa		618	Total		4.574		
Energia da Argentina	da	700	Geração III				
UHE - Manso		210	UHE - Itaparica	-	1.500		
Contrato UTE		450	Total		1.500		

Cuiabá					
Total	4.633	Transmissã o			
Transmissão					

* Atualmente admite-se apenas a cisão de Furnas Transmissão, ou seja, a geração seria privatizada em um único bloco e suas ações pulverizadas no mercado. O mesmo procedimento seria adotado para Chesf.

** A proposta prevê, ainda, a criação, também, da Eletronorte transmissão, envolvendo os ativos de transmissão, hoje detidos pela Eletronorte. Os ativos remanescentes da Eletronorte - Manaus Energia S.A., Boa Vista Energia S.A., Sistemas de Rondônia, Acre e Amapá permanecerão na Eletronorte atual, tendo em vista futura privatização. Ressalvamos que este cenário não é oficial, podendo ser alterado de acordo com o Ministério das Minas e Energia.

USINA HIDRELÉTRICA DE ITAIPU S.A.

A Binacional Itaipu, proprietária da usina hidrelétrica da mesma denominação, localizada no Rio Paraná, na fronteira entre Brasil e Paraguai, foi criada através de um Tratado assinado em 26 de abril de 1973, entre os dois países. A empresa iniciou suas atividades para construção da usina um ano mais tarde e as primeiras unidades geradoras só entraram em funcionamento em 1984. A partir de 1991, Itaipu passou a operar a plena capacidade, acionando o conjunto de suas 18 unidades.

Com uma capacidade instalada de 12.600 MW, a hidrelétrica é hoje a maior usina em operação no mundo. Sua produção alcançou 87,8 mil TWh em 1998. A quase totalidade foi destinada ao Brasil, que através de Furnas, foi responsável pelo atendimento de 25% do suprimento nacional de energia elétrica.

O Conselho Administrativo da companhia está dando prosseguimento ao processo de aquisição de duas unidades geradoras adicionais (700 MW cada),

com previsão de entrada em operação em 2002. Essa ampliação tornará possível a utilização de 18 unidades em caráter permanente. Os recursos financeiros necessários a concretização desse programa de expansão, previstos em US\$190 milhões, já estão assegurados pela ELETROBRÁS.

A tarifa de Itaipu, que é referida em dólares, teve aumento de 8,3% em janeiro de 2001 e, ainda, foi influenciada pela desvalorização cambial no primeiro trimestre, alcançando R\$ 61,92/MWh contra R\$ 49,48/MWh no mesmo período de 2000.

A energia de Itaipu é vendida na forma de potência, que, rateada entre seus demandantes, é paga independente de haver consumo ou geração. Muitas vezes, geração e consumo não estão em perfeito equilíbrio. Quando a quantidade de energia gerada está aquém do nível de consumo, as supridoras que repassam a energia de Itaipu, são obrigadas a buscar o complemento de suas necessidades no sistema interligado. Porém, quando a geração é maior que o consumo Efetivo, o sistema é obrigado a absorver o excedente, pagando por esse suplemento além do que já paga pela potência contratada.

ITAIPU	1998	1999	2000	98/97	99/98	00/99
				Var.(%)		
Capacidade Nominal	6.300	6.300	6.300	0,0	0,0	0,0
Instalada - MW						
Geração Total-GWh	87.846	90.002	93.428	-1,6	2,5	3,8
Suprimento ao Paraguai-GWh	4.223	5.107	5.523	6,8	20,9	8,1

Suprimento ao Brasil-GWh	83.046	84.302	86.983	-2,2	1,5	3,2
FURNAS	67.061	68.076	70.240	-2,2	1,5	3,2
ELETROSUL	15.985	16.226	16.743	-2,2	1,5	3,2
Perdas e Consumo Próprio-GWh	577	593	922	54,3	2,8	55,5

O capital de Itaipu é equivalente a US\$100 milhões, pertencentes à Eletrobrás e à ANDE (Administración Nacional de Eletricidad) em partes iguais e intransferíveis. Segundo o artigo 15 do Tratado Binacional, o Capital Social deverá se manter com valor constante.



12 – PRINCIPAIS PROJETOS EM EXECUSÃO

USINAS	POTÊNCIA (MW)		USINAS	POTÊNCIA (MW)
Sudeste/Centro-Oeste)			Nordeste	
Cana Brava – UHE	450		Termobahia – UTE	280
Vitória – UTE	500		Termopernambuco – UTE	260
Norte Fluminense – UTE	720		Cosern – UTE	100

Duque de Caxias – UTE	1.000		Pecém – UTE	240
Santa Branca – UTE	1.000		Norte	
Paulínia – UTE	1.300		Lageado – UHE	850
Cubatão – UTE	900		Peixe – UHE	1.106
Sul			Estreito – UHE	1.200
Xisto – UTE	70		Marabá – UHE	2.070
Figueira – UTE	100		Tucuruí – UHE	4.125
Joinville – UTE	600		Altamira – UHE	6.600
Itá _ UHE	1450		Belo Monte – UHE	11.000
C. Novos – UHE	880		Santa Isabel – UHE	2.200
Machadinho – UHE	1.200		Serra Quebrada – UHE	1.328
Uruguaiana – UTE	600		Tupirantins – UHE	1.000
Garabi – UHE	1.500		Manaus – UTE	666
Roncador – UHE	2.800		Acre – UTE	48

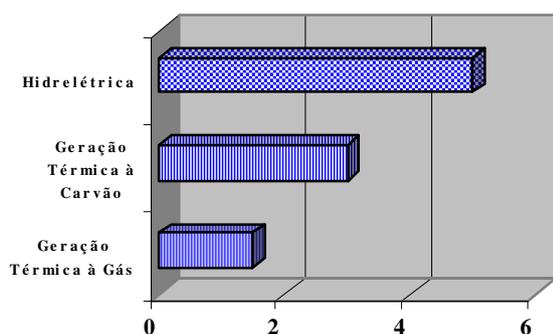
Itaipiranga – UHE	1.160		Porto Velho – UTE	350
Foz do Chapecó – UHE	1.228		Cuiabá – UTE	480
Barra Grande – UHE	650			
Itaipu – UHE	1.500			
Araucária – UTE	480			
Repar – UTE	616			
Londrina - UTE	450			
Campo Grande – UTE	420			
TOTAL GERAL	55.477			

* UHE - Usina hidrelétrica e UTE - Usina termelétrica

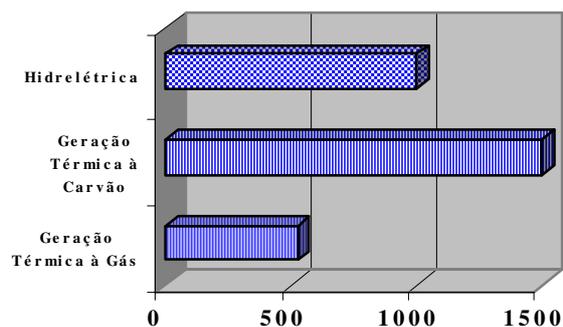
Como podemos observar a capacidade dos principais projetos a serem realizados é da ordem de 55,5 mil MW de potência nas diversas fases e 11,2 MW, ou seja, 20% são de origem térmica. Os investimentos necessários são estimados em US\$ 90,8 bilhões até o ano de 2004 e deste total US\$ 8,8 bilhões já estão alocados em projetos em andamento. Segundo alguns relatórios as usinas termelétricas tendem a ter uma participação significativa na matriz energética, algo em torno de 18% da capacidade instalada do país. O Governo já anunciou um pacote de medidas fixando o preço do gás, com linha de crédito do BNDES e garantia de compra da energia gerada. Estima-se que até o ano

de 2003 deverão ser adicionados ao sistema 7 mil MW de origem térmica. A razão de ser dada ênfase aos projetos termelétricos baseia-se principalmente no tempo médio de ativação de uma usina e os investimentos necessários, como demonstramos abaixo:

Tempo médio para ativação (Anos)



Investimentos em US\$/KW



Além desses dois fatores acima expostos, podemos notar que atualmente a tendência dos investimentos do setor privado estão voltados para construção de pequenas e médias geradoras termelétricas, pois a configuração do sistema elétrico brasileiro está se delineando para este modelo de geração, tendo como sustentação, o uso do gás natural importado da Bolívia e Argentina, o aproveitamento das reservas das Bacias dos rios Juruá e Urucu, no Norte do País e também pela interligação dos subsistemas Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste e a integração energética com os países vizinhos. Como pontos favoráveis para tal acontecimento citamos:

a) A posição favorável da Argentina, com excesso de capacidade de geração em relação a seu mercado, aliada ao atraso do cronograma brasileiro de ampliação da oferta e ao cenário de expansão do consumo no Brasil são estímulos para uma integração imediata dos sistemas elétricos brasileiro e argentino.

b) A simbiose natural na estrutura da oferta de eletricidade dos dois países: de um lado o sistema brasileiro se baseia na geração hidrelétrica, do outro a Argentina possui uma relevante base de geração térmica. Essa diferença entre

os sistemas possibilita inverter a direção do fluxo de energia entre os dois países, permitindo intercâmbios vantajosos para esses mercados.

A integração com o sistema energético argentino ocorrerá, num primeiro momento, através da importação de gás natural para abastecimento da usina térmica de Uruguiana (456 MW), e em seguida pela compra de 1.000 MW de energia firme, a ser suprida por intermédio da interligação dos sistemas de transmissão da UHE Itá e da UHE Garabi, sendo esta última um empreendimento binacional (50% brasileiro) que reforçará essa integração a partir de 2004.



12.1 – TRANSMISSÃO

Ao abordarmos estas grandes interligações que irão viabilizar a intensidade do fluxo de energia, não podemos deixar de falar em transporte de potência. Esta por sua vez é transportada em linhas de transmissão com tensões entre 2,3 KV à 750 KV. Porém, o peso maior na estrutura do faturamento, algo em torno de 40%, se dá entre as linhas com potência de 230 à 750KV (Itaipu/Furnas, etc.). A

Eletróbrás de acordo com o modelo de privatização, ficará com a transmissão das empresas privatizadas e terá a incumbência de comercializar a energia gerada da Eletronuclear, ou seja, o negócio principal no futuro da Eletróbrás será mesmo a transmissão. Esta análise é fundamentada na malha de transmissão que a empresa possui e pelas notícias recentes da sua pretensão em participar dos leilões de concessões deste segmento.

O negócio transmissão será um dos elos responsáveis para viabilizar o crescimento do consumo, face as taxas de crescimento apresentadas no Plano Decenal. O aumento do fluxo de energia versus um mercado livre favorecerá o MAE e propiciará um mercado mais competitivo onde a commodity energia será negociada como qualquer outra.

Hoje o país detém por volta de 72 mil km em linhas de transmissão compreendidas entre 230KV à 750KV, se considerarmos as linhas de menores tensões: 69 KV, 88 KV e finalmente às de 138 KV, este número passa para aproximadamente 171 mil km. Cabe lembrar que a Cemig, Copel, Cesp Transmissão, Light e Eletropaulo atualmente detém 20.584 km, 6.352 km, 13.000 km, 2.204 km e 1.656 km respectivamente, ou seja, 25,6% do sistema nacional.

Segundo as últimas informações (Mar/01), observamos uma tarifa de transporte oriunda de Itaipu em torno US\$ 3,6/KW equivalente à R\$ 5,36/MWh. Para se ter uma idéia de representatividade de valores, as receitas de transporte de Furnas, Eletronorte e Chesf no ano de 2000 participaram com 9,8%,18,6% e 16,7% respectivamente, da receita bruta total dos serviços Sendo assim, ao nosso ver, a ANEEL/Governo regulará esta tarifa o maior tempo possível no sentido de viabilizar o crescimento do fluxo e o Mercado Atacadista de Energia (MAE), já que a Eletróbrás é a grande detentora das principais linhas de transmissão (Eletronet). Não podemos deixar de citar, que ao longo do tempo o segmento de transporte terá valor agregado pelo compartilhamento com o setor de telecomunicações.

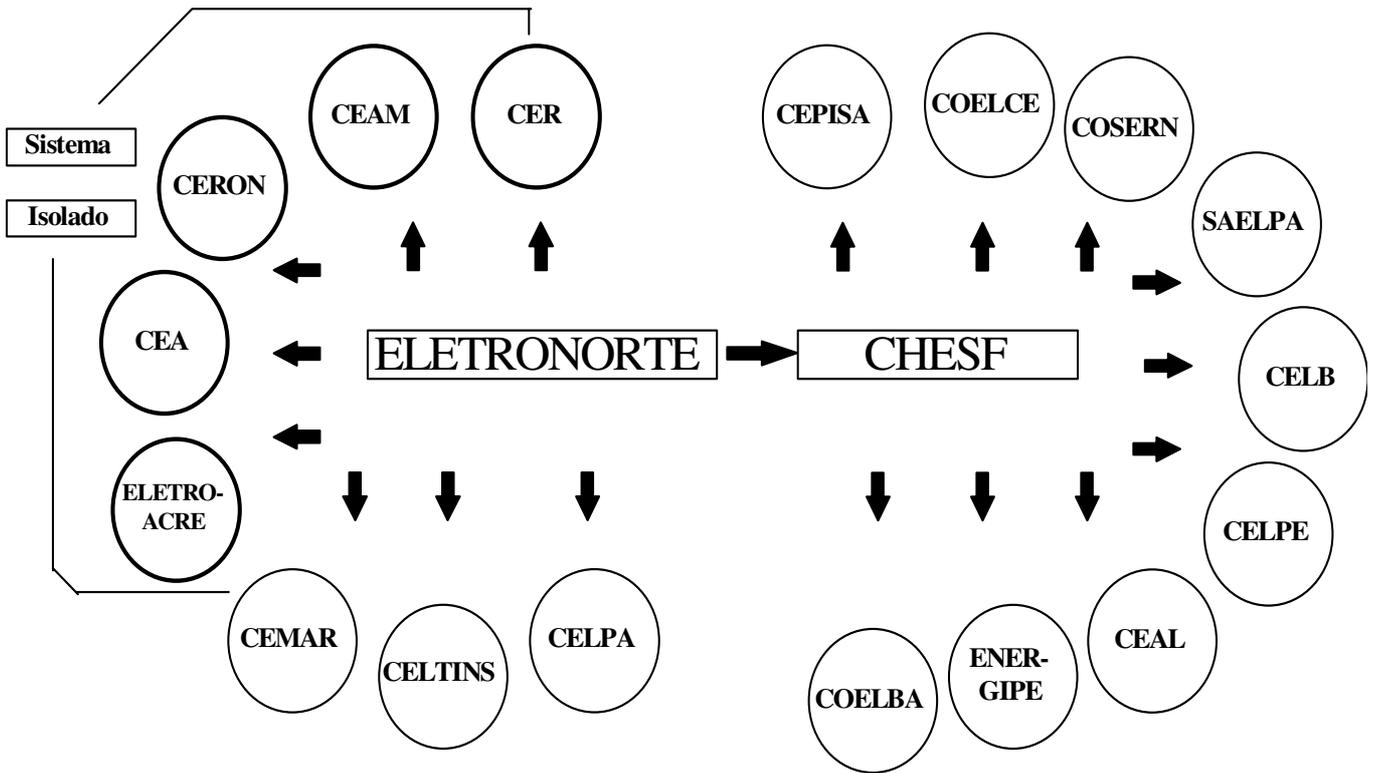
Extensão das Linhas de Transmissão (Km)

BRASIL	1998	1999	2000
69 kV	39.824,7	40.035,5	39.985,5
88 KV	3.290,7	3.290,7	3.290,7
138 KV	55.346,1	55.723,2	56.080,1
230 KV	32.652,8	33.879,5	34.050,3
345 KV	8.901,0	8.952,3	8.952,3
440 KV	6.271,2	6.384,4	6.497,6
500 KV	15.351,5	16.952,5	18.617,0
600 KV (2)	1.612,0	1.612,0	1.612,0
750 KV	1.783,0	2.114,0	2.379,0

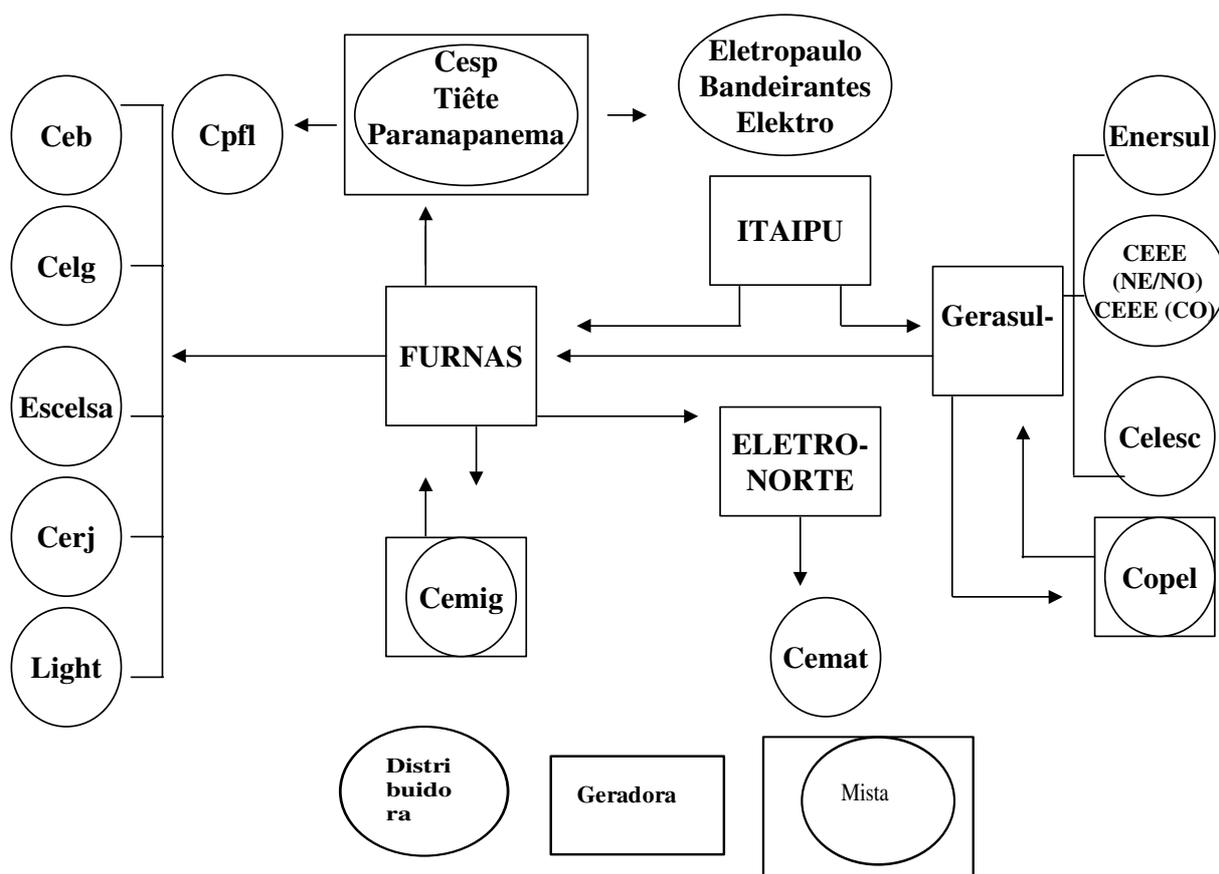


13 - ORIGEM E REPASSES DO FLUXO PRINCIPAL DA ENERGIA

Norte - Supridora Eletronorte / Nordeste - Supridora Chesf



Sudeste - Supridora Furnas / Sul - Supridora Gerasul



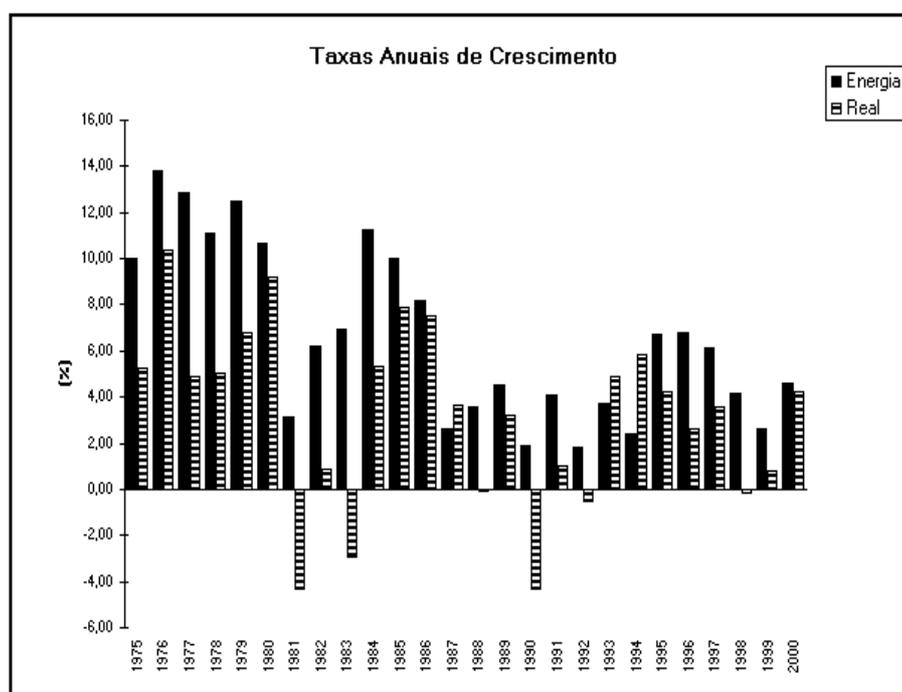
Até a entrada em operação da Interligação Norte-Sul o sistema de transmissão era constituído como expomos acima, operavam separadamente atendendo cerca de 98% do consumo nacional. Foram realizados vários estudos que apontavam benefícios significativos com a interligação do sistema, em função da diversidade hidrológica existente entre eles. O orçamento de tal projeto foi da ordem de US\$ 936 milhões, coube a Eletronorte executar o trecho entre Imperatriz e Miracema e a Furnas o trecho de Miracema e Samambaia. Em 1/03/99 a interligação entrou em operação e foi testada com êxito e já contabilizando ganhos no intercâmbio energético entre as regiões. Atualmente

existem vários projetos para dinamizar e viabilizar o fluxo de energia dentro e fora dos dois sistemas, proporcionando e dando suporte ao crescimento do setor. Atualmente a Eletrobrás detém, praticamente, todos os sistemas de transmissão do país, porém o ANEEL no ano de 2000 abriu licitações para duplicação deste linhão Norte-Sul. Por sugestão da Eletrobrás, o governo realizou em 31/08/00 o leilão de 3 blocos na BVRJ para construção de linhas de transmissão: bloco A – Norte/Sul com 1.278 km e 500 KV de tensão; bloco B - Norte/Sul com 575 km e 500 KV de tensão e bloco C - Sudeste/Nordeste com 1.050 km e 500 KV de tensão. Esses entre outros leilões que serão realizados têm por finalidade suprir deficiências/rações localizados no país. Atualmente verificamos uma crise de suprimento no Nordeste e Sudeste em função do baixo nível dos reservatórios enquanto que no Sul do país sobra energia, ou seja, ainda não temos linhas suficientes nesta interligação para amenizar a falta de energia no Sudeste e Nordeste.



14 - CONSUMO X PIB

Ano	Consumo	
	Energia	PIB Real
1975	10,00	5,22
1976	13,78	10,34
1977	12,87	4,88
1978	11,10	5,02
1979	12,48	6,76
1980	10,64	9,17
1981	3,12	(4,30)
1982	6,20	0,84
1983	6,90	(2,90)
1984	11,28	5,34
1985	10,03	7,90
1986	8,20	7,51
1987	2,66	3,67
1988	3,60	(0,08)
1989	4,55	3,20
1990	1,88	(4,33)
1991	4,11	1,03
1992	1,82	(0,54)
1993	3,69	4,92
1994	2,42	5,85
1995	6,70	4,22
1996	6,80	2,66
1997	6,13	3,60
1998	4,13	-0,12
1999	2,60	0,82
2000	4,61	4,20

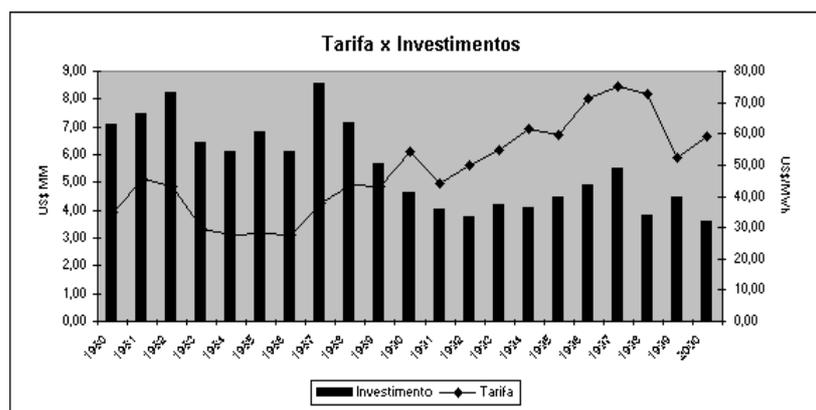


Não podemos deixar de salientar que a taxa de crescimento do consumo de energia sempre apresentou índices positivos mesmo quando o PIB apresentava taxas negativas. Isto vem afirmar que existe uma demanda vegetativa na classe residencial e uma participação não estimada no PIB da economia informal no Brasil.



15 - TARIFA MÉDIA DE FORNECIMENTO X INVESTIMENTOS

	Investimento	Tarifa
1980	7,09	34,74
1981	7,46	45,42
1982	8,26	43,05
1983	6,42	29,74
1984	6,13	27,59
1985	6,81	27,91
1986	6,11	27,50
1987	8,56	37,95
1988	7,12	43,87
1989	5,69	42,91
1990	4,64	54,21
1991	4,05	44,28
1992	3,77	49,79
1993	4,20	54,75
1994	4,10	61,59
1995	4,50	59,78
1996	4,90	71,15
1997	5,50	74,92
1998	3,80	72,80
1999	4,50	52,51
2000	3,60	59,37



Podemos notar, no gráfico acima, o setor sempre foi demandador de elevados investimentos mesmo com tarifas deprimidas. Isso é explicado tendo em vista a posição estratégica em que o setor se encontra, pois só existe crescimento econômico se as indústrias forem supridas de seu insumo básico energia. Sendo assim, o governo subsidiou o setor industrial com tarifas deprimidas criando sérias dificuldades para as empresas, culminando com a insuficiência tarifária representada pela CRC (Conta de Resultados a Compensar). O governo hoje vive uma posição delicada, pois não possui recursos necessários para os investimentos em diversas áreas, chegando a conclusão que é necessária a privatização do setor elétrico. Sendo assim, foi incluído

oficialmente no seu programa de desestatização e publicado no D.O. de 04/05/95 as empresas: Eletrobrás, Furnas, Eletronorte, Chesf e Eletrosul, esta já privatizada dando origem a Gerasul.

Segundo a equipe econômica do governo, aumentos de tarifas elétricas e telefônicas muito acima da meta inflacionária para 2001, de 6%, podem criar um círculo vicioso e inviabilizar o cumprimento do limite de inflação acertado com o FMI. Para ratificar tal afirmação temos observado aumentos no ano de 2001 em torno de 15% autorizados pela Aneel, vários pedidos de revisão de tarifas de concessionárias de energia que alegaram desvalorização cambial e aumento na Conta Consumo de Combustíveis Fósseis.



16 – TARIFA X CCC/RGR

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL estabeleceu as condições de transição da sistemática da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC das usinas termelétricas situadas em regiões onde se localizam os sistemas elétricos interligados Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste.

A Resolução determina que a partir de 1º de janeiro de 2006 fica extinto o rateio de ônus e vantagens decorrentes do consumo de combustíveis fósseis para a geração de energia elétrica nos sistemas elétricos interligados e até 2013 para o sistema isolado. Quanto as usina térmicas haverá redução em cascata do reembolso do custo da CCC, para as usinas em operação a partir 6 de fevereiro de 1998. Em 2003 haverá redução de 25%, em 2004 a redução será de 50% e em 2005, de 75%, extinguindo-se a CCC ao término do ano 2005, com possibilidade de redução do custo de energia para os consumidores finais. Cabe lembrar que em 2002 fica extinta reserva Global de Reversão (RGR), com o conseqüente repasse da redução de custos para as tarifas.



17 - PLANO DECENAL DE EXPANSÃO 1999/2008

O Plano Nacional de Energia Elétrica 2008 é o instrumento de referência para o planejamento de longo prazo do Setor Elétrico do país para os próximos 10 anos. Nos estudos desenvolvidos pelo Plano foi dada atenção aos aspectos ambientais e às restrições de natureza econômico-financeira, como também aos recursos humanos e aos fatores tecnológicos envolvidos nas diferentes opções. O cenário do Plano 2008 contempla uma evolução dos atuais 305 TWh (incluindo autoprodutores) para valores entre 361 e 453 TWh.

A Hidreletricidade é a fonte energética que no horizonte temporal do Plano, apresenta as melhores perspectivas de aproveitamento do país pelos seguintes motivos:

- Grande potencial disponível a custos inferiores aos das outras opções,
- Fonte energética renovável,
- Experiência existente no país em planejamento, projeto, construção, fabricação de equipamentos e operação de usinas hidrelétrica,
- Viabilidade técnico-econômica e experiência existente no país em sistemas de transmissão de longa distância.

Gás Natural e Derivados de Petróleo - Deverá ter uma participação expressiva no contexto econômico/energético nacional tendo em vista os projetos em andamento e proximidade com os países limítrofes que possuem importantes e promissoras jazidas de gás, bem como excesso de energia na Argentina. Nos casos dos sistemas isolados de pequeno porte continuará ocorrendo o consumo de óleo diesel e ou gás para a geração de energia elétrica. Cabe salientar que ainda existem algumas incertezas quanto à oferta, aos custos e aos aspectos estratégicos.

Resíduos de Cana de Açúcar e Biomassa - Os resíduos de cana de açúcar apresentam amplas possibilidades em função de sua disponibilidade. Visualiza-se a participação da iniciativa privada em processos de co-geração vinculados

às indústrias de açúcar e álcool. Com referência a utilização da biomassa, o país apresenta disponibilidade de combustível, particularmente nas regiões Norte (floresta natural) e Nordeste (floresta energética).

Fontes Alternativas - Há indicações de possibilidade de utilização da energia eólica em pequenos sistemas isolados, operando em conjunto com unidades térmicas a derivados de petróleo e no sistema interligado. Adicionalmente deve ser considerada a energia solar, em função da evolução tecnológica e da redução custos desta alternativa.



17.1 - INDICADORES DA EXPANSÃO 1999/2008

Consumo de Energia Elétrica (TWh)

REGIÃO	1998	2003	2008	Tx. Anual (%)
Sul/Sudeste/Centro-Oeste	226,3	277,0	336,0	4,0
Norte/Nordeste	55,6	76,1	105,1	6,6
Norte Isolados	5,5	8,0	12,4	8,5
Autoprodução	18,2	36,7	45,8	9,7
TOTAL	305,6	397,8	499,3	5,0

Participação Regional no Consumo (%)

SISTEMA	1998	2003	2008
Sul/Sudeste/Centro-Oeste	78,7	76,7	74,1
Norte/Nordeste	19,3	21,0	23,2

Norte Isolados	2,0	2,3	2,7
Total Concessionárias	100,0	100,0	100,0

Expansão da Oferta de Energia (GW)

SISTEMA	1998	2003	2008
Sul/Sudeste/Centro-Oeste	44,7	64,2	178,0
Norte/Nordeste	14,7	17,1	24,9
Norte Isolados	1,9	2,9	3,7
Total Brasil	61,3	84,2	106,6

Capacidade Instalada por Tipo (GW)

Tipo	1998	2003	2008
Hidrelétrica	44,7	64,2	78,0
Térmica	14,7	17,1	24,9
Interl. Argentina	1,9	2,9	3,7
Total Brasil	61,3	84,2	106,6

Linhas de Transmissão (1.000 km)

SISTEMA	1998	2008
Sul/Sudeste/Centro-Oeste	123,8	148,0

Norte/Nordeste	55,5	78,1
Norte Isolados	1,7	4,5
Total Brasil	181,0	230,6

Subestações de Transmissão (1.000 MW)

SISTEMA	1998	2008
Sul/Sudeste/Centro-Oeste	170,6	232,6
Norte/Nordeste	54,8	85,4
Norte Isolados	3,2	2,9
Total Brasil	228,6	324,1

Previsão de Investimentos no Setor Elétrico (R\$ Bilhões)

	1999	2000	2001	2002	2003	Total
Geração	3,4	4,1	3,9	4,2	5,5	21,1
Transmissão	3,2	3,2	2,7	1,7	0,7	11,5
Distribuição	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	7,7
Outros	0,4	0,5	0,4	0,4	0,4	2,1
TOTAL	8,6	9,4	8,5	7,8	8,1	42,4



ASPECTOS		
	Negativos	Positivos
•	Pressão do governo na negociação tarifária vis à vis o impacto na inflação.	Tarifa regulada e contratos firmados com repasse integral dos índices inflacionários.
•	O setor necessita de elevados Investimentos/ Maturação Longa.	Retorno dos investimentos no longo prazo face as taxas de crescimento apresentadas mesmo quando o PIB é negativo.
•	Crescimento do consumo além do previsto, ou seja, déficit energético (blackout / apagões / perda de confiabilidade no sistema).	Interligações / energia importada / ampliação do gás na matriz energética.
•	Endividamento elevado após a desvalorização cambial. Tarifa de Itaipu dolarizada.	Algumas empresas detém CRC's junto aos seus estados (Cemig / Copel, Celesc...). Repasse automático se houver desequilíbrio econômico-financeiro nas concessionárias.
•	Parque Térmico com tarifas garantidas até a entrada em operação das usinas / preço médio do gás natural US\$ 2,581/MBTU, contratos de 20 anos. Energia suja (poluição/chuvas ácidas/considerável volume de	Parque hidráulico depreciado = tarifa velha. O mix da tarifa velha X a tarifa nova gerada nas térmicas poderá refletir positivamente nos custos. Energia limpa.

	água para operar).	
•	Setor ainda na transição de livre para competitivo. Ajustes podem ser problemáticos, temos como exemplo o setor de telecomunicações.	O governo atuará na transmissão até o mercado se adequar a competitividade, ou seja, a presença do governo no processo regulatório tentará garantir a transição sem maiores problemas.
•	A passagem do controle do fluxo de energia para ONS já foi adiada por mais um ano. A gestão privada ainda não conseguiu absorver os procedimentos do GCOI.	As empresas de distribuição e transmissão serão beneficiadas pelo compartilhamento de sua malha elétrica com o setor de telecomunicações.
•	Privatização Federal lenta. Alguns empecilhos estaduais (Cemig, Copel, Celesc). Caso Itamar	Atraso na valorização das ações do setor, face as oportunidades apresentadas pelas movimentações societárias no setor de telecomunicações.

A alta do dólar verificada neste ano de 2001 já fez com que as empresas de energia elétrica pedissem à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) reajustes de suas tabelas acima dos índices de inflação. Principalmente aquelas que comprem energia em dólar, incluindo além da importação, a compra da eletricidade de Itaipu. Os contratos de concessão, em geral, são claros quanto ao reajuste da inflação, em sua maioria medida pela variação do Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M). Também contemplam a cláusula de equilíbrio econômico financeiro, que admite reajustes acima da inflação quando houver “uma variação brusca, radical e imprevisível de condições macroeconômicas ou das regras bancárias e de crédito, internas e/ou externas”. Sendo assim, as empresas de energia, em sua maioria, além de contemplar uma parcela do seu endividamento em dólar americano, convive

com o descasamento de seus reajustes tarifários anuais vis a vis o pagamento mensal da energia comprada em dólar, ou seja, estão colocando em jogo o equilíbrio econômico-financeiro de suas atividades e com contratos celebrados com o poder público; cabe ressaltar que tal cláusula de equilíbrio econômico financeiro está prevista no art.37 da Constituição e em leis específicas.

Com relação as últimas notícias quanto a crise de energia, sabemos que a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica ainda não tem um levantamento detalhado dos investimentos prioritários, nem do montante necessário de recursos para tirá-los do papel. O trabalho de aumentar a oferta de energia vai exigir também mudança de medidas regulatórias e da política de tarifas, ou seja, rever tudo o que estiver prejudicando as decisões de empresas privadas de investir no setor elétrico.

A comissão designada pela Câmara de Gestão da Crise de Energia (GCE) para identificar os motivos que levaram ao racionamento concluiu que o problema foi provocado por erros de avaliação e falhas na atuação do Ministério de Minas de Energia, da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O atraso na construção de novas usinas termelétricas e linhas de transmissão de energia também foi apontado pela comissão como uma das origens da crise.

O relatório aponta ainda falhas da Aneel, que não teria analisado de forma equilibrada o interesse dos consumidores, empresas e governo na fixação de tarifas. A agência teria optado por beneficiar os consumidores da classe industrial no curto prazo, uma atitude que inibiu novos investimentos em geração de energia.

As principais conclusões do relatório :

- 1) A hidrologia adversa não causaria a crise isoladamente.
- 2) aumento do consumo de energia também não teve influência.
- 3) A ausência de obras foi o fator predominante para crise.

- 4) A Aneel superdimensionou a oferta de energia. Isso prejudicou a contratação de novas geradoras.
- 5) Houve falhas na transição do modelo público para o privado. Somente distribuidoras privatizadas, exceção Gerasul / Eletrosul.
- 6) A gestão intergovernamental entre o Ministério de Minas e Energia, a Aneel e o ONS foi ineficaz. Houve falhas na percepção, coordenação, comunicação e controle do problema.
- 7) A circulação de informações entre o ONS, a Aneel, o Ministério de Minas de Energia e a Presidência da República foi inadequado.
- 8) Faltou um plano alternativo par situações hidrológicas adversas (outras fontes de energia).
- 9) Nenhum órgão do Governo foi designado para coordenar a implementação da política energética.
- 10) Faltaram regras estáveis, claras e concisas para atrair investidores.
- 11) A legislação algumas vezes é vaga e conflitante.

Na verdade estas dificuldades estão sendo de extrema importância para as decisões futuras com relação aos novos investimentos no setor.

Esperamos que tais argumentos possam trazer uma nova mentalidade quanto aos problemas enfrentados no setor elétrico. Hoje estes problemas vão desde uma revisão tarifária, em função da crise cambial aliada a um racionamento com queda de receita para as empresas, até o reconhecimento de que o setor energético não experimentou avanços nos últimos anos, diferentemente do que houve em outras áreas de infra-estrutura que estavam sob controle estatal, como exemplo podemos citar o setor de as telecomunicações; esta estagnação foi puramente por razões políticas que neste trabalho não nos cabe comentar.

◆ Em face do setor utilizar nomenclatura técnica própria, apresentamos a seguir as unidades mais utilizadas.

Sigla	Unidade	Significado
W	WATT	Unidade de medida de potência elétrica
KW	QUILOWATT	Corresponde a 1.000 Watts
KWh	QUILOWATTS- HORA	Unidade usada para medir o consumo de energia
MWh	MEGAWATT- HORA	Corresponde a 1.000 KWh
GWh	GIGAWATT- HORA	Corresponde a 1.000.000 KWh
TWh	TERAWATT- HORA	Corresponde a 1.000.000.000 KWh

Obs.: Energia = Potência x Número de horas do ano (8.760) x o Fator de Carga.

◆ Em anexo o Quadro Geral das Empresas de Energia Elétrica e o Quadro Informativo das Principais Privatizações ocorridas no setor elétrico.

◆ Fontes para elaboração do trabalho: Eletrobrás, ANEEL, BNDES, Conjuntura Econômica, Núcleo de Energia da UERJ e Banco de Dados da AQM.