

**Alexandre Simionato Bueno
Dejair Magalhães Domingues**

**A IMPORTÂNCIA DA CONVERSÃO PARA BICOMBUSTÍVEIS DAS
TERMELETRICAS A GÁS NATURAL**

**Monografia apresentada à Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo – Programa de
Educação Continuada – PECE para obtenção
do título de Especialista em Energia – MBA.**

**Área de Concentração:
Energia.**

**Orientador:
Professor Dr. José Roberto Simões Moreira.**

São Paulo - SP

2009

MBA / EN

2009

B 862 i

DEDALUS - Acervo - EPEL



31500019000

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

M 2009 I

Bueno, Alexandre Simionato
Domingues, Dejair Magalhães

A Importância da Conversão para Bicomcombustíveis das
Termelétricas a Gás Natural / Bueno, A.S. e Domingues, D.M. – São
Paulo, 2009.

133 p.

Monografia (MBA) – Escola Politécnica da Universidade de São
Paulo. Programa de Educação Continuada – PECE.

1.Bicomcombustíveis 2.Gás Natural 3.Óleo Combustível
4.Conversão 5.OCTE.

1794199

DEDICATÓRIA

À Beatriz Simionato por tudo e a Thais Ventura por iluminar a parte final deste trabalho.
(Alexandre S. Bueno)

À minha família, em especial minha esposa Danielle Domingues pelo carinho e compreensão durante todo o tempo em que estive ausente me dedicando a este MBA.
(Dejair M. Domingues)

AGRADECIMENTOS

Ao amigo e Professor Dr. José Roberto Simões Moreira pelo excelente trabalho de orientação e por seu incentivo em todas as fases desta monografia.

Às nossas famílias que nos ajudaram a enfrentar e vencer todas as etapas pelas quais passamos até a conclusão deste MBA.

À Duke Energy Geração Paranapanema por apoiar este trabalho através da disponibilidade de tempo e suporte financeiro, sem o qual não seria possível concluir este MBA.

Aos colegas do MBA em Energia pelo convívio e aprendizado mútuo.

A todos que colaboraram direta ou indiretamente na execução deste trabalho.

***“A vida só pode ser compreendida,
olhando-se para trás; mas só pode
ser vivida, olhando-se para frente.”***

Soren Kierkegaard.

RESUMO

Desde a segunda metade da década de 90 do século XX até os dias de hoje, as usinas termelétricas, particularmente as que operam com gás natural, são cada vez mais necessárias para a garantia de suprimento da de energia elétrica no Brasil.

Por outro lado, o mercado se ressentia da confiabilidade da oferta de gás natural, que tem sido prejudicada por problemas com nossos principais fornecedores: Bolívia e Argentina. Neste contexto complexo a Petrobras, proprietária de um parque gerador com diversas centrais termelétricas a gás natural, optou por converter uma de suas unidades para bicomcombustíveis, a usina termelétrica Sepé Tiaraju, localizada no estado do Rio Grande do Sul.

O presente trabalho aborda a disponibilidade de combustíveis para geração termelétrica, o histórico de restrições de geração de energia elétrica advindas da falta de gás natural e o encaminhamento de soluções para o restabelecimento da geração através de fontes térmicas.

Por outro lado discute também a importância política do suprimento de energia após o racionamento de 2001, pois este passou a ser objeto de acompanhamento da opinião pública e conteúdo programático obrigatório na agenda política. O suprimento de energia virou uma bandeira política e desempenha hoje um papel fundamental nas decisões de negócios no setor. Se o custo político de tais empreendimentos pode ser considerado “intangível” o custo financeiro e o risco do sistema após tais conversões podem ser analisados. Os autores se debruçaram sobre os custos de médio prazo para o sistema da operação da termelétrica a óleo combustível analisando-os criticamente através do software oficial para precificação de médio prazo do setor elétrico, o NEWAVE. Também simulou-se outra usina termelétrica com características similares, a termelétrica Aureliano Chaves, localizada no Rio de Janeiro, a fim de aferir a precisão das informações e a eficácia das conversões.

Em um momento de grandes indefinições sobre nossa matriz energética e com a emergência de problemas de suprimento, o trabalho visa colaborar com o debate sobre nossa matriz energética e compreender como as diversas partes interessadas (governo, sociedade, Petrobras) reagem em momentos de escassez de energia elétrica e quais as soluções viáveis tecnicamente, economicamente e socialmente para a equação de problemas de fornecimento.

Palavras-chave: termelétricidade, gás natural, óleo combustível, conversão, bicomcombustíveis, Petrobras.

ABSTRACT

From middle of 90 decade of 20th century up to now, thermoelectric power plants, particularly natural gas fired ones, have become more and more necessary for electric energy supply in Brazil,

On the other hand, gas marketplace has faced problems with supplying from our main suppliers, Bolivia and Argentina. In this complex context, Petrobras, owner of many thermo plants, opted to convert one of its units, Sepé Tiaraju, located in Rio Grande do Sul State, from natural gas to flex fuel (fuel oil and natural gas fired).

This work analyses fuel supply for thermoelectricity in a comprehensive context, following up generation restrictions came from lack of natural gas supply and solutions to reestablish this key generation plants running with another fuel, such fuel oil for instance.

It stress the importance of energy policies supply after 2001's energy rationing, because energy issues has calling attention of public opinion since that event. Energy supply became a political flag and nowadays performs a very important role in electric sector business decisions as well. If the political costs of these enterprises can be considered "intangible", the financial costs of those conversions can be analyzed in terms of risks, marginal costs and total average costs. It analyzes midterm average costs for the hole system to operate a fuel oil thermo plant fuel, using the official electric sector computational model, NEWAVE software as well as simulates another thermo plant with similar characteristics, Aureliano Chaves, located in Rio de Janeiro State, to double check the efficiency of this conversions.

In a moment of great indecision about our energy matrix as well as electricity supply issues, this work intends to collaborate with generation options and understand how mains stakeholders such government, society and Petrobras react in lack of supply moments and what the solutions technically possible for equation for supply matters. As well as shows how much it costs.

Keywords: thermal electricity, natural gas, fuel oil, conversion, flex fuel, Petrobras.

SUMÁRIO

RESUMO	7
ABSTRACT	8
LISTA DE TABELAS	11
LISTA DE FIGURAS	12
LISTA DE ABREVIACÕES	13
1. INTRODUÇÃO	13
1.1. Identificação do Problema	13
1.2. Objetivos do Trabalho	15
1.3. Justificativa e Importância do Trabalho	15
1.4. Estrutura do Trabalho	16
2. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	17
2.1. Histórico	17
2.2. O Sistema Interligado Nacional (SIN)	19
2.3. Programa de Investimentos em Termelétricas no Brasil	22
2.4. Racionamento de Energia	23
2.5. O despacho fora da ordem de mérito	24
2.6. Principais Entidades Regulatórias	25
3. O FORNECIMENTO DE COMBUSTÍVEIS E A PETROBRAS	31
3.1. Combustíveis	31
3.1.1. Histórico e Cenário Atual	31
3.1.2. Razões do desequilíbrio entre oferta e demanda devido à Bolívia	34
3.1.3. Razões do desequilíbrio entre oferta e demanda devido à Argentina.	36
3.1.4. A crise de abastecimento do gás natural no Brasil.	37
3.1.5. O termo de compromisso entre Petrobras e ANEEL.	39
3.1.6. A logística de transporte e distribuição no Brasil	40
3.1.7. Geração termelétrica a partir de derivados de Petróleo	41
3.2. A Petrobras	42
3.2.1. A aquisição de termelétricas pela Petrobras	42
3.2.2. O papel da Petrobras e a energia como bandeira	43
4. METODOLOGIA E PROGRAMA	46

4.1. Metodologia	46
4.1.1. Risco de Déficit	48
4.1.2. Custo Total de Operação	48
4.1.3. Custo Marginal de Operação	49
4.2. Modelo computacional utilizado para simulação	49
4.3. A Modelagem Econômica – Teoria Marginalista	54
5. SIMULAÇÕES E ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	56
5.1. Estudo de Caso da Termelétrica Sepé Tiaraju	56
5.1.1. Caso Oficial do ONS (caso base)	58
5.1.2. Sensibilidade 1 - Termelétrica Sepé Tiaraju com CVU de Gás Natural	59
5.1.3. Sensibilidade 2 - Termelétrica Sepé Tiaraju retirada da simulação	61
5.2. Estudo de Caso da Termelétrica Aureliano Chaves	63
5.2.1. Sensibilidade 3 - Termelétrica Aureliano Chaves convertida para bicom bustível	64
5.3. Tabela Resumo das Simulações	66
6. CONCLUSÕES	68
7. REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA	71
ANEXO B: PORTARIA Nº 43, DE 25 DE FEVEREIRO DE 2000	77
ANEXO C: OFICIO Nº 520/2006 - SFG/ANEEL	82
ANEXO D: CARTA ONS 301/400/2006	83
ANEXO E: DESPACHO Nº 1.354, DE 2 DE MAIO DE 2007	85
ANEXO F: TERMO DE COMPROMISSO PETROBRAS x ANEEL	86
ANEXO G: RESOLUÇÃO ANP Nº 48, DE 28.12.2007	91
ANEXO H: REGULAMENTO TÉCNICO ANP Nº 10/2007	93
ANEXO I: ARQUIVOS DO NEWAVE - CASO BASE DE ABRIL/2009 ONS	97
ANEXO J: MODIFICAÇÕES PARA A SENSIBILIDADE 1	129
ANEXO K: MODIFICAÇÕES PARA A SENSIBILIDADE 2	130
ANEXO L: MODIFICAÇÕES PARA A SENSIBILIDADE 3	131

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Capacidade de Geração Instalada	19
Tabela 3.1 - Resultado do teste de geração simultânea de 2006	38
Tabela 3.2 - Produção de derivados de petróleo, por refinarias – 2007	40
Tabela 3.3 - Produção de derivados de petróleo, por energético - 1998 – 2007	41
Tabela 3.4 – Termelétricas adquiridas pela Petrobras	43
Tabela 4.1 - Custo de Déficit por patamar	48
Tabela 5.1 - Risco de Déficit (caso base)	58
Tabela 5.2 – Custo total da operação (caso base)	58
Tabela 5.3 - Custo Marginal de Operação (caso base)	59
Tabela 5.4 - Risco de Déficit (sensibilidade 1)	60
Tabela 5.5- Custo Total de Operação (sensibilidade 1)	60
Tabela 5.6 - Custo Marginal de Operação (sensibilidade 1)	61
Tabela 5.7 - Risco de Déficit (sensibilidade 2)	61
Tabela 5.8 – Custo total de operação (sensibilidade 2)	62
Tabela 5.9 - Custo Marginal de Operação (sensibilidade 2)	62
Tabela 5.10 - Risco de Déficit (sensibilidade 3)	65
Tabela 5.11 – Custo total de operação (sensibilidade 3)	65
Tabela 5.12 - Custo Marginal de Operação (sensibilidade 3)	66
Tabela 5.13 – Tabela Resumo da UTE Sepé Tiaraju	66
Tabela 5.14 – Tabela Resumo da UTE Aureliano Chaves	67

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Sistema de Transmissão Brasileiro	20
Figura 2.2 - Organismos Setoriais	30
Figura 3.1 - Rede de gasodutos	31
Figura 3.2 - Sistemas de Transporte Existentes – Região Sul e Centro Oeste	32
Figura 3.3 - Reservas de gás da América do Sul	36
Figura 3.4 - Índice de aprovação do presidente Fernando Henrique Cardoso	44
Figura 4.1 - Consequências Operativas de um Sistema Hidrotérmico	47
Figura 4.2 - Newave: principais entradas e saídas	51
Figura 5.1 - Localização da termelétrica Sepé Tiaraju	57
Figura 5.2 - Localização da termelétrica Aureliano Chaves	64

LISTA DE ABREVIACÕES

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BRIC	Brasil, Rússia, Índia e China
CBEE	Companhia Brasileira de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCPE	Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CMO	Custo Marginal da Expansão
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CVU	Custo Variável Unitário
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GCE	Câmara de Gestão da Crise de Energia
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GNL	Gás Natural Liquefeito
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
OCTE	Óleo Combustível para Termelétricas
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAC	Programa de Aceleração do Crescimento
PDEE	Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica
PETROBRAS	Petróleo Brasileiro S.A
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PPT	Programa Prioritário de Termoeletricidade
RE-SEB	Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
UTE	Usina Termelétrica

1. INTRODUÇÃO

A energia é uma entidade onipresente no cotidiano de todos os seres vivos. Sem sua presença a vida seria difícil ou impossível. É a essência da própria vida, o fator preponderante no desenvolvimento dos povos e sua obtenção, ao longo da história das civilizações, sempre representou aumento na utilização dos recursos naturais: lenha, petróleo, carvão, quedas d'água, etc., produzindo alterações no meio ambiente, na maioria das vezes, negativas, sob a ótica ambiental. A energia, nas suas diversas formas, é indispensável à sobrevivência da espécie humana e o homem, na sua constante jornada, sempre descobriu fontes e formas alternativas de adaptação ao meio ambiente em que vive para atendimento de suas necessidades, de modo que, para cada estágio da civilização, sempre existiu uma fonte básica de suprimento energético, geralmente à lenha.

Entre essas fontes de suprimento energético, a eletricidade tornou-se uma das formas mais versáteis e convenientes de energia, passando a ser recurso indispensável e estratégico para o desenvolvimento sócio-econômico de muitos países e regiões. Das fontes principais de geração de energia elétrica, a energia hidráulica se firma no Brasil, ao longo de anos, como a fonte primária mais importante de energia, não só pelo montante de potencial disponível, dada a imensa quantidade de rios que cobrem o país, mas também a sua atratividade econômica. Apesar de enorme potencial, estimado com 260.000 MW, a última crise energética deu-se em decorrência da falta de compasso entre os investimentos em grandes hidrelétricas e linhas de transmissão e a demanda de energia, estimulada pelo Plano Real.

1.1. Identificação do Problema

Nos últimos anos, o setor elétrico brasileiro sofreu com a instabilidade regulatória e com as indefinições de um processo de privatização não concluído. Em meados dos anos 90, com o alto endividamento das empresas estatais do setor, o governo brasileiro iniciou um processo de privatização cujo objetivo era estimular a competição, gerando assim preços mais baixos para os consumidores, porém empresas foram vendidas sem um marco regulatório. O resultado deste processo ficou evidente com o “apagão” ocorrido em 2001, quando o país precisou adotar o racionamento e aplicar recursos em um caro programa emergencial de termelétricas [1]. Mesmo com a falta de regulamentação para o setor elétrico, o processo de

privatização e o risco de “apagão” trouxeram turbulência ao mercado de fornecimento de energia, fazendo com que algumas empresas buscassem oportunidades de negócios neste setor.

Devido a dificuldade de implantação de usinas hidrelétricas, as termelétricas estão cada vez mais sendo necessárias para o suprimento da demanda. Soma-se a isso o problema de suprimento de gás natural para o Brasil, agravado por questões políticas com o governo boliviano, pela falta de ampliação do gasoduto Bolívia-Brasil (o principal gasoduto de transporte de gás natural) assim como o próprio aumento do consumo interno do combustível.

Além disso, a questão de geração termelétrica a gás natural passou por rupturas importantes desde da operacionalização do Gasoduto Bolívia-Brasil. Não obstante a inicial sobreoferta de gás natural, que trouxe a possibilidade de utilização desse combustível em larga escala, os programas criados para viabilizar empreendimentos utilizando este combustível, tais como o Programa Prioritário de Termelétricas (PPT) acabaram fracassando, embora algumas usinas efetivamente tivessem saído do papel.

Por outro lado, o racionamento de energia ocorrido em 2001 e a brutal queda da demanda de energia elétrica forçaram a Petrobras a reavaliar o fornecimento de gás natural para termelétricas. Dado que os contratos de gás oneravam a empresa, esta optou adquirir junto a diferentes agentes usinas a gás natural sob alegação que isso mitigaria exposições em prejuízos. Portanto, a história da consolidação do gás natural como combustível para geração elétrica possui aspectos confusos e um contexto de ruptura completa de modelos tanto de gestão do setor elétrico quanto da própria Petrobras.

Neste contexto complexo, a Petrobras anunciou em 2004 sua intenção de converter algumas de suas termelétricas de gás natural para bicomcombustíveis. Tal conversão faria com que as usinas voltassem a gerar dado, que à época, suspeitava-se que não havia gás natural para todas as termelétricas da Petrobras que operavam no sistema.

Tal suspeita concretizou-se em dezembro de 2006, quando a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS realizaram o teste de despacho simultâneo das termelétricas. Tal teste mostrou que, de fato, não havia moléculas de gás natural suficientes para todas as usinas. Pelo lado da Petrobras, apesar do anúncio de que

algumas termelétricas seriam convertidas, de fato apenas a termelétrica de Sepé Tiaraju, no Rio Grande do Sul passou por este processo.

1.2. Objetivos do Trabalho

Segundo uma concepção moderna, o governo pode gerir o setor energético, de uma forma geral, e o setor elétrico, em particular utilizando três instrumentos bem distintos e complementares:

- Formulação de políticas públicas;
- Planejamento, indicativo no caso geral e determinativo em algumas circunstâncias específicas;
- Regulação do mercado.

Uma atuação eficaz do governo sobre estes setores exige que os instrumentos em questão sejam utilizados de uma forma autônoma entre si, mas fortemente complementar. A existência de diferentes agentes executando estes papéis distintos facilita se atingir este objetivo.

O trabalho visa contribuir para a aferição do risco sistêmico com a UTE Sepé Tiaraju operando com Óleo Combustível para Termelétricas (OCTE) como combustível à luz de três variáveis chave: o Risco de Déficit, o Custo Total de Operação do Sistema e o Custo Marginal de Operação médio do sistema

Pretende-se analisar a segurança sistêmica, ou o quanto o despacho ótimo da UTE Sepé Tiaraju agrega em segurança ao sistema elétrico brasileiro como um todo considerando sempre o despacho ótimo da mesma.

1.3. Justificativa e Importância do Trabalho

A importância do trabalho reside no fato de haver uma escassez de curto e médio prazos de gás natural e de o setor de energia elétrica ser altamente dependente das usinas hidrelétricas, assim como das chuvas.

A análise deste objeto visa entender os motivos que levaram à Petrobras a converter a termelétrica para bicomcombustíveis assim como se é economicamente viável. A pergunta que vale à pena ser feita é o que sai mais caro, desativar a termelétrica ou despachá-la e se tais praticas realmente mitigam o risco de “um apagão”.

Portanto o trabalho justifica-se pela importância que a termoeletricidade tem tomado no Brasil, assim como os riscos de médio e longo prazo que enfrentamos de um novo racionamento de energia.

1.4. Estrutura do Trabalho

Esta monografia foi estruturada em 7 capítulos, e a seguir é apresentada uma breve descrição de cada um deles

Neste primeiro capítulo é feita a identificação do problema, dos objetivos, relata-se a importância deste trabalho bem como a sua estrutura.

No capítulo 2 é apresentado o histórico do setor elétrico e a contextualização sobre suas mudanças nos últimos anos.

O capítulo 3 versa sobre a disponibilidade de combustíveis, particularmente de óleo combustível e gás natural e o papel da Petrobras como agente de políticas públicas.

No capítulo 4 é detalhada a metodologia do programa NEWAVE utilizado para fazer as simulações para o trabalho.

No capítulo 5 são feitas as simulações através do programa NEWAVE. Nele são aferidos o custo marginal de operação (CMO), risco de déficit e o custo total de operação do sistema no horizonte de 5 anos.

No capítulo 6 são feitas as conclusões do trabalho.

E, finalmente, no capítulo 7, estão contidas as referências bibliográficas.

2. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

2.1. Histórico

O modelo do setor elétrico vigente até meados da década de 90, o qual era caracterizado pela centralização da operação e do planejamento da expansão, além da verticalização dos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização da energia, passou a apresentar grandes dificuldades na captação de recursos para garantir sua expansão. Por isso, iniciou-se o processo de reforma do setor elétrico brasileiro em 1995, com a Lei no 9.074. Em 1997, o Projeto RE-SEB definiu as bases para a nova estrutura do setor: haveria competição na geração e na comercialização; forte regulação nas áreas de transmissão e distribuição; e o Estado deixaria de atuar como principal investidor, pois essa tarefa seria transferida à iniciativa privada, cabendo a ele as funções de formulação da política energética, além de regulação e fiscalização dos agentes.

Dessa forma, foram criadas novas instituições para regular e fiscalizar o setor (ANEEL), programar, otimizar e coordenar o despacho centralizado de geração (ONS), contabilizar e liquidar os contratos no mercado de curto prazo (MAE), e planejar a expansão do sistema (CCPE).

Contudo, a falta de investimento ao longo dos anos nas áreas de geração e transmissão, o crescimento do consumo de energia, a matriz energética nacional predominantemente hidráulica (cerca de 90%), e um regime hidrológico desfavorável nos últimos anos, contribuíram fortemente para a decretação de racionamento nas Regiões Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte entre junho de 2001 e fevereiro de 2002.

Com a mudança de governo em 2003, decidiu-se reformular novamente o modelo institucional do setor elétrico. Assim, em março de 2004, foram publicadas as Leis nº. 10.847 e 10.848, visando a segurança no suprimento de energia elétrica, modicidade tarifária e universalização do atendimento.

As bases do novo modelo consistem no planejamento de longo prazo, por meio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE),

que funciona como um “pool”, na coexistência dos ambientes de contratação regulada e livre. As diferenças entre os montantes contratados e verificados serão contabilizadas e liquidadas mensalmente na CCEE, sob o preço de liquidação de diferenças – PLD, o qual será calculado e publicado pela CCEE, tendo por referência o custo marginal de operação e limitado por um valor mínimo, atualmente em R\$ 16,31/MWh e um máximo, atualmente em R\$ 633,37/MWh.

As distribuidoras deveriam prever e contratar energia suficiente para atender a 100% do seu mercado dentro do ambiente de contratação regulada, por meio dos leilões de energia existente, energia nova (com 5 ou 3 anos de antecedência) ou de ajustes (anualmente). Os contratos bilaterais firmados pelas empresas com produtores independentes seriam respeitados, assim como a obrigatoriedade da aquisição de parte da energia produzida por Itaipu (somente para as distribuidoras das regiões sul, sudeste e centro-oeste).

Os leilões de energia ocorrem com periodicidade anual e são subdivididos em duas categorias principais: leilões de energia existente e leilões de energia nova. Os leilões de energia nova são organizados anualmente e se destinam ao atendimento das necessidades futuras de energia das distribuidoras, estimadas por elas próprias com três a cinco anos de antecedência, dependendo da modalidade do leilão. A oferta desta energia é constituída, usualmente, por usinas hidrelétricas ou termelétricas que ainda se encontram em fase de projeto, isto é, que ainda não tiveram suas obras de construção iniciadas. Os leilões de energia hidrelétrica e termelétrica são organizados em separado, desta maneira, usinas termelétricas competem exclusivamente entre si. No entanto, existe uma diversidade considerável de fontes de combustível que podem ser utilizadas para abastecer uma usina termelétrica. Dentre as principais se destacam: gás natural, gás de processo, carvão mineral, bagaço de cana de açúcar, urânio, óleo diesel e óleo combustível. Esta diversidade de tecnologias de geração termelétrica vem acompanhada de custos marginais de operação muito distintos entre si, que vão desde R\$ 20,00/MWh, no caso das usinas nucleares Angra 1 e Angra 2, chegando até mesmo a aproximadamente R\$ 1000,00/MWh para algumas usinas movidas a óleo diesel.

Desde a realização do Primeiro Leilão de Energia Nova em 2005 até o último, realizado em setembro de 2008, diversos tipos de tecnologia termelétrica, com custos variáveis igualmente distintos, já figuraram entre os ganhadores dos leilões de energia nova. Entretanto, esta oferta de energia nova se mostrou bem mais concentrada em usinas de alto custo variável (unitário), principalmente, em usinas movidas a óleo combustível e a diesel.

2.2. O Sistema Interligado Nacional (SIN)

Com tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema formado por hidrelétricas e termelétricas de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte.

O Sistema Interligado Nacional permite às diferentes regiões permutarem energia entre si. Esse sistema é muito útil para interligar as geradoras de energia que, sendo na sua maioria usinas hidrelétricas, localizadas longe dos centros consumidores e dependentes do regime pluviométrico regional, têm altos e baixos em sua produtividade. Apenas o Amazonas, Roraima, Acre, Amapá, Rondônia ainda não fazem parte do Sistema Interligado, o que significa apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país. [2]

De acordo com a ANEEL (dados atualizados em 28/03/2009) a capacidade de geração instalada atualmente no Brasil corresponde a 103.240 MW, composta de diferentes tipos de geração: hidrelétrica, termelétrica (gás, petróleo, biomassa e carvão), nuclear e eólica.

Como mostrado na tabela 1, a maior parte da capacidade instalada é composta de usinas hidrelétricas. Em função desta peculiaridade, as usinas hidrelétricas são construídas aproveitando as aflúncias e desníveis dos rios, nem sempre próximo dos centros consumidores.

Tabela 2.1 - Capacidade de Geração Instalada. [3]

<i>TIPO</i>	<i>POTÊNCIA (MW)</i>	<i>PARTICIPAÇÃO (%)</i>
Hidrelétrica	77.693	75,25%
Termelétrica	23.126	22,40%
Nuclear	2.007	1,94%
Eólica	414	0,4%
TOTAL	103.240	100%

Para transportar a energia gerada para os centros consumidores é necessária uma rede de transmissão que possibilita também o intercâmbio de energia entre as regiões geográficas, aproveitando a mudança de comportamento das vazões dos rios das diversas bacias hidrográficas. O transporte para os centros de consumo é feito até subestações que se interligam com as subestações das empresas distribuidoras ou, eventualmente, de grandes consumidores.

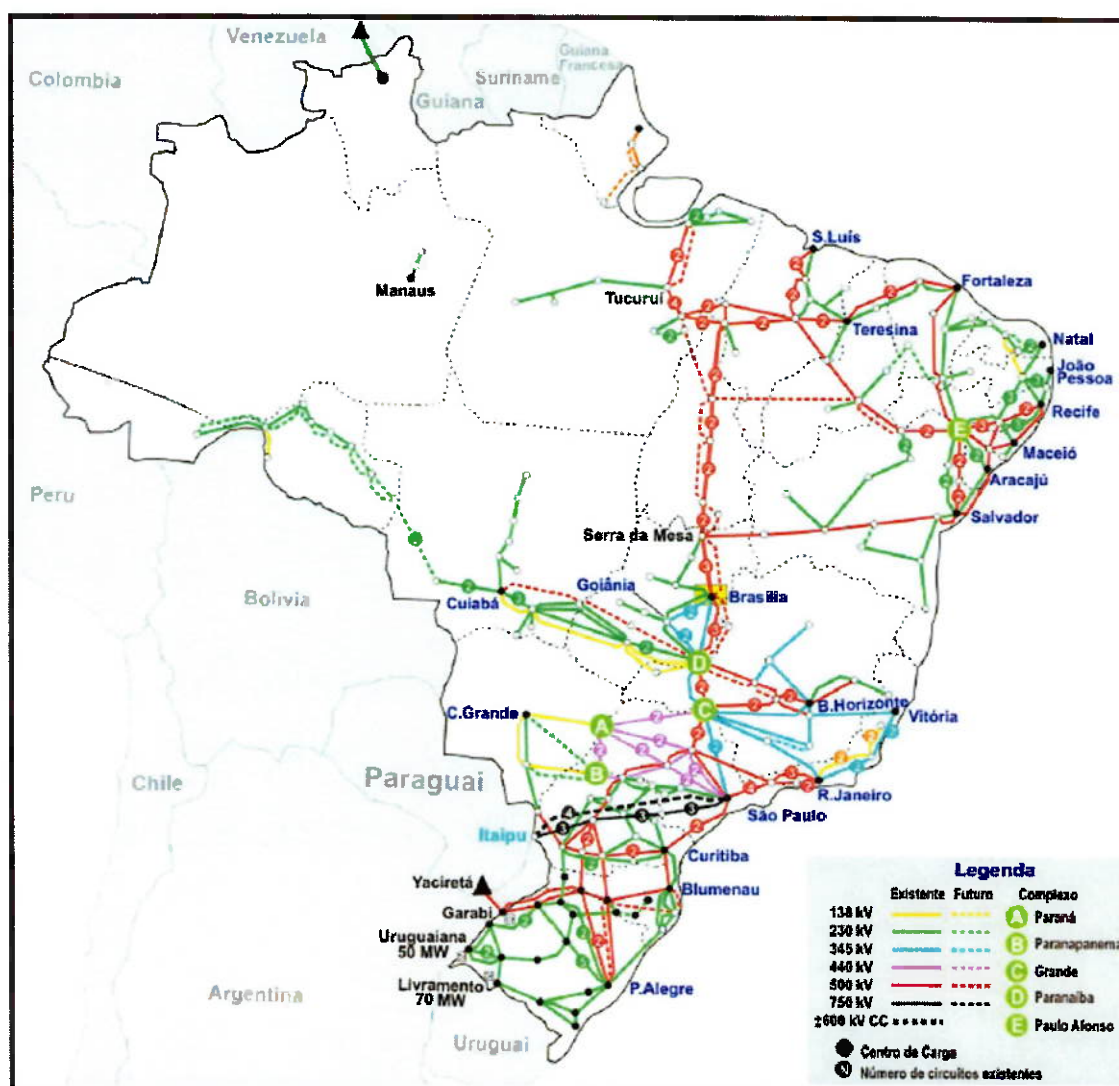


Figura 2.1 - Sistema de Transmissão Brasileiro [4]

No Sistema Elétrico Brasileiro, a decisão sobre o despacho e a transmissão de energia elétrica é feita de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), baseada em um critério de custo mínimo de operação. Isto é, a decisão sobre a quantidade a ser ofertada de energia por cada usina, em cada instante do tempo, não cabe ao proprietário desta, e sim ao

ONS que libera o despacho de cada usina seguindo uma ordem de mínimo custo marginal de operação até que a demanda seja plenamente atendida.

No caso das termelétricas, a principal componente deste custo marginal de operação (CMO) é o gasto com o combustível a ser utilizado (gás natural, carvão, urânio, óleo combustível, diesel, biomassa, dentre outros). Além do gasto com combustível, os custos de depreciação do equipamento em uso, de operação e de manutenção também compõem o CMO.

No caso das hidrelétricas o CMO não é calculado de maneira tão trivial. Os custos associados à manutenção e operação das instalações hidrelétricas são considerados extremamente baixos, algo em torno de R\$ 8,00/MWh. O despacho das hidrelétricas, contudo, não pode ser feito apenas com base nestes custos operacionais, uma vez que se deve levar em conta o valor da água contida nos reservatórios. Devido ao fato de estes recursos hídricos não serem ilimitados, o despacho indiscriminado das hidrelétricas reduziria sobremaneira o nível dos reservatórios para o próximo período e, desta forma, acabaria levando o sistema como um todo a níveis críticos de risco de racionamento.

Sendo assim, o despacho das hidrelétricas é realizado com base no custo de oportunidade esperado da água (valor da água) que é computado por complexos algoritmos de programação dinâmica estocástica de múltiplos estágios, que levam em consideração uma série de variáveis representativas das atuais condições hidrológicas do sistema, bem como as condições da trajetória de demanda e de expansão física do sistema.

A CCEE é responsável pelo registro e contabilização dos contratos de energia elétrica. Ela também fornece o valor semanal do preço da energia elétrica no mercado de curto prazo (spot), que reflete o custo marginal de operação do sistema, por patamar de carga (leve, media e pesada) e por submercado. Este valor, em R\$/MWh, é denominado Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). O cálculo deste preço é efetuado por uma cadeia de modelos computacionais, desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), e leva em conta uma série de variáveis, como o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios, a previsão de vazões, a demanda e a oferta projetada e os limites de integração entre os submercados.

O Custo Marginal de Operação (CMO) é calculado semanalmente pelo ONS e não possui limites inferiores e superiores de preço, considera as restrições internas do submercado, como uma linha de transmissão indisponível, e leva em conta a operação de unidades geradoras em fase de teste. Já o PLD possui limites superiores e inferiores de preço, considera apenas restrições elétricas entre submercados e leva em conta somente a operação de unidades geradoras em fase comercial.

Um agente, para comercializar qualquer contrato de energia elétrica, deve ser registrado na CCEE. A quantidade de energia que um agente comprador comercializa é função da projeção de sua demanda futura. Porém, para os vendedores, como o despacho da oferta é realizado centralizadamente pelo ONS, as regras são um pouco diferentes. A quantidade máxima de energia que ele é autorizado a comercializar é denominada de “garantia física ou energia assegurada”.

A garantia física de um empreendimento é calculada pelo MME e leva em conta a expectativa de geração da usina, simulando a ocorrência de cada uma das duas mil sequências de vazões criadas estatisticamente, baseada em histórico de vazões verificadas desde 1931, admitindo um risco de não atendimento à carga de 5%. A garantia física tem grande importância comercial, pois é a energia máxima que um empreendedor pode vender no mercado de energia elétrica.

2.3. Programa de Investimentos em Termelétricas no Brasil

Em Fevereiro de 2000 foi instituído no âmbito do Ministério de Minas e Energia o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT). Os investidores participantes poderiam possuir garantias de suprimento de gás natural, e garantia pelo Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES) de acesso a um programa de apoio financeiro.

Através deste programa, a dependência das condições hidrológicas poderá ser reduzida principalmente ao longo dos próximos cinco anos. Neste prazo, os investimentos privados em termelétricas deverão representar o maior percentual da expansão da capacidade instalada. Foi estimado um crescimento da participação termelétrica de 6% em 2000 para 17% em 2010.

Mesmo com o esforço inicial no lançamento do programa, não se obteve sucesso imediato. Vários investidores optaram por esperar para investir em termelétricas, uma vez que existiam incertezas regulatórias e de funcionamento do mercado atacadista. Adicionalmente, ainda havia incertezas no preço do gás, e os riscos intrínsecos ao negócio de geração no Brasil como o risco hidrológico, e de crescimento da demanda.

2.4. Racionamento de Energia

Com a redução dos investimentos em geração na década de 90, e com o atraso das obras previstas no PPT, o crescimento do mercado passou a ser atendido através do deplecionamento dos reservatórios, ficando extremamente dependente da manutenção de condições hidrológicas favoráveis. No período úmido de 2001, ocorreram afluências extremamente baixas que juntamente com os fatores abordados anteriormente, acabaram por ocasionar um déficit de energia no País. O déficit foi administrado através de um programa de racionamento coordenado pela Câmara de Gestão da Crise de Energia (GCE), criada especificamente para esse fim.

Em 24 de Fevereiro de 2000 foi lançado o Decreto N° 3.371, que instituiu o Programa Prioritário de Termelétricidade 2000-2003 (ANEXO A), e o disposto na Portaria N° 43, de 25 de fevereiro de 2000, que incentiva como principal fonte de termelétricidade a utilização do gás natural (ANEXO B).

Foram adotadas algumas medidas para administrar a crise, das quais destacaram-se:

- O programa de redução do consumo em 20%;
- A criação da Companhia Brasileira de Energia Elétrica (CBEE), que contratou aproximadamente 2000 MW de energia emergencial;
- A comercialização de cotas de energia;
- A criação, no âmbito da GCE, do Comitê de Revitalização do SEB com o objetivo de reavaliar um conjunto de pontos do modelo institucional do SEB e sugerir alterações para evitar novas crises, corrigindo também disfuncionalidades existentes.

A crise de energia foi gerenciada com sucesso e, após um volume de chuvas acima da média, foi possível recuperar os reservatórios em níveis acima de 60%, propiciando o término do racionamento em primeiro de março de 2002.

Próximo ao término do racionamento, foram divulgadas medidas de revitalização que têm impacto direto sobre os modelos propostos nesta monografia. As medidas e suas implicações serão discutidas no último capítulo.

2.5. O despacho fora da ordem de mérito

Em 2008, a ANEEL aprovou os critérios e procedimentos para a geração de usinas termelétricas fora da ordem de mérito de custo econômico, tal regulamentação permitia a operação dessas usinas no momento em que tenham condições de geração, de forma a compensar indisponibilidades futuras de combustível apresentadas pelas usinas e fazer a gestão eficiente dos reservatórios.

A ordem de despacho das usinas, feita pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), foi definida pelo custo marginal de operação. Começa com a geração de energia das hidrelétricas e, na sequência, a geração pelas termelétricas de menor custo, desde que a usina tenha condições técnicas, inclusive combustível. As regras estabelecidas pela ANEEL tinham o objetivo de incentivar os geradores térmicos a oferecer energia ao sistema quando houver disponibilidade.

Pelas regras a operação fora da ordem de mérito de custo só poderia ser exercida quando a geração termelétrica da usina for superior à inflexibilidade declarada, conforme estabelece a Resolução Normativa nº 179/2006. Para efeitos contábeis, a ANEEL estabeleceu uma relação dos reservatórios de 19 usinas hidrelétricas nos subsistemas Sul, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste onde o montante de geração fora da ordem de mérito será armazenado. A geração termelétrica nessas condições será registrada e apurada pelo ONS em conta específica, em megawatt-hora (MWh), por agente de geração e por subsistema.

O agente deveria solicitar ao ONS, no máximo até sexta-feira de cada semana, a inclusão da usina para despacho fora da ordem na programação da semana seguinte. E até o dia 15 de

cada mês, o Operador deveria informar o montante de geração efetuado fora da ordem de mérito; as usinas que geraram em tempo real em substituição às despachadas na ordem de mérito de custo; e o saldo em conta disponível para cada agente em cada subsistema. [5]

2.6. Principais Entidades Regulatórias

Ministério de Minas e Energia – MME [6]

O MME é o principal órgão regulador do setor energético do Governo Federal, atuando como Poder Concedente em nome do governo federal, e tendo como principal atribuição o estabelecimento das políticas, diretrizes e da regulamentação do setor. Subsequentemente à aprovação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o Governo Federal, atuando principalmente por intermédio do MME, assumiu certas atribuições anteriormente de responsabilidade da ANEEL, incluindo a elaboração de diretrizes que regem a outorga de concessões e a expedição de normas que regem o processo licitatório para concessões de serviços públicos e instalações de energia elétrica.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL [7]

Instituída em 26 de dezembro de 1996 através da Lei nº 9.427, e regulamentada pelo Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997 a ANEEL é uma autarquia sob regime especial, com personalidade jurídica de direito público e autonomia patrimonial, administrativa e financeira, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, de acordo com a legislação e em conformidade com as diretrizes e as políticas do governo federal

Depois da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as principais responsabilidades da ANEEL passaram a ser:

- Regular e fiscalizar o setor elétrico segundo a política determinada pelo MME;
- Responder a questões a ela delegadas pelo Governo Federal e pelo MME. As atuais responsabilidades da ANEEL incluem, entre outras;
- Fiscalização de concessões para atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, inclusive aprovação de tarifas de energia elétrica;
- Promulgação de regulamentos para o setor elétrico;

- Implementação e regulamentação da exploração das fontes de energia, incluindo a utilização de energia hidrelétrica;
- Promoção do processo licitatório para novas concessões;
- Solução de litígios administrativos entre os agentes do setor elétrico;
- Definição dos critérios e metodologia para determinação das tarifas de transmissão.

Conselho Nacional de Política de Energia – CNPE [8]

Criado pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 o CNPE é um órgão vinculado à presidência da República, cuja finalidade é o desenvolvimento e criação da política nacional de energia destinada a promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, em conformidade com o disposto na legislação aplicável

Presidido pelo MME, sendo a maioria de seus membros ministros do Governo Federal. Sua finalidade consiste em otimizar o uso dos recursos de energia e garantir o fornecimento de energia no País.

Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS [7]

Em agosto de 1998 foi criado o ONS, entidade de direito privado, sob a forma de associação civil, instituída pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998 e Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998 e autorizado pela Resolução nº 351, de 11 de novembro de 1998, da ANEEL. Em 1º de março de 1999 assumiu o controle da operação do SIN e as atribuições até então desempenhadas pelo GCOI e administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica.

O papel básico do ONS é coordenar e controlar as operações de geração e transmissão do Sistema Interligado, sujeito à regulamentação e supervisão da ANEEL. Os objetivos e principais responsabilidades do ONS incluem:

- Planejamento da operação da geração e transmissão de energia elétrica;
- A organização e controle da utilização do SIN e interconexões internacionais;
- A garantia de acesso à rede de transmissão de maneira não discriminatória a todos os agentes do setor;
- O fornecimento de subsídios para o planejamento da expansão do sistema elétrico; apresentação ao MME de propostas de ampliações da Rede Básica (propostas estas

que serão levadas em consideração no planejamento da expansão do sistema de transmissão);

- Proposição de normas relativas à operação do sistema de transmissão para aprovação pela ANEEL;
- A elaboração de um programa de despacho otimizado com base na disponibilidade declarada pelos agentes geradores.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE [9], [10], [11]

Em 12 de agosto de 2004, o Governo Federal editou um decreto estabelecendo a regulamentação aplicável à CCEE que, em 10 de novembro de 2004, sucedeu o MAE, absorvendo todas as suas atividades e ativos.

Um dos principais papéis da CCEE é viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN, conduzindo os leilões públicos de energia elétrica no ambiente regulado. Além disso, a CCEE é responsável, entre outras coisas, por registrar todos os contratos de comercialização de energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), os contratos resultantes de contratações de ajustes e os contratos celebrados no Ambiente de Contratação Livre (ACL), e contabilizar e liquidar as transações de curto prazo.

A CCEE é composta por detentores de concessões, permissões e autorizações do setor elétrico, bem como por Consumidores Livres e consumidores que adquirem energia por meio de fonte solar, eólica e biomassa, e o seu Conselho de Administração é formado por quatro membros, nomeados por tais agentes, e por um membro nomeado pelo MME, que ocupa o cargo de Presidente do Conselho de Administração.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o cálculo do preço da energia elétrica comprada ou vendida no mercado *spot* (Preço de Liquidação de Diferenças – PLD) é de responsabilidade da CCEE que leva em conta, dentre outros fatores,

- A otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para atendimento das cargas do sistema,
- As necessidades de energia elétrica dos agentes e
- O custo do déficit de energia elétrica.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE [12]

Criada em agosto de 2004, por meio do Decreto nº 5.189, a Empresa de Pesquisa Energética ou EPE, é uma empresa pública federal, cuja autorização para criação foi concedida pela Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004. A EPE será responsável por conduzir pesquisas estratégicas no setor elétrico, inclusive com relação à energia elétrica, petróleo, gás, carvão e fontes energéticas renováveis. As pesquisas realizadas pela EPE serão usadas para subsidiar a formulação, o planejamento e a implementação de ações do MME no âmbito da política energética nacional e terá por atribuições:

- Realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira;
- Elaborar e publicar o Balanço Energético Nacional (BEN);
- Identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos;
- Dar suporte e participar das articulações relativas ao aproveitamento energético de rios compartilhados com países limítrofes;
- Realizar estudos para a determinação dos aproveitamentos ótimos dos potenciais hidráulicos;
- Obter a licença prévia ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica necessárias às licitações envolvendo empreendimentos de geração hidrelétrica e de transmissão de energia elétrica, selecionados pela EPE;
- Elaborar estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos;
- Promover estudos para dar suporte ao gerenciamento da relação reserva e produção de hidrocarbonetos no Brasil, visando à auto-suficiência sustentável;
- Promover estudos de mercado visando definir cenários de demanda e oferta de petróleo, seus derivados e produtos petroquímicos;
- Desenvolver estudos de impacto social, viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental para os empreendimentos de energia elétrica e de fontes renováveis;
- Efetuar o acompanhamento da execução de projetos e estudos de viabilidade realizados por agentes interessados e devidamente autorizados;
- Elaborar estudos relativos ao plano diretor para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil;
- Desenvolver estudos para avaliar e incrementar a utilização de energia proveniente de fontes renováveis;

- Dar suporte e participar nas articulações visando à integração energética com outros países;
- Promover estudos e produzir informações para subsidiar planos e programas de desenvolvimento energético ambientalmente sustentável, inclusive, de eficiência energética;
- Promover planos de metas voltadas para a utilização racional e conservação de energia, podendo estabelecer parcerias de cooperação para este fim;
- Promover estudos voltados para programas de apoio para a modernização e capacitação da indústria nacional, visando maximizar a participação desta no esforço de fornecimento dos bens e equipamentos necessários para a expansão do setor energético;
- Desenvolver estudos para incrementar a utilização de carvão mineral nacional.

Comitê de Monitoramento do Setor de Energia – CMSE [13]

Segundo o Decreto no 5.175, de 9 de agosto de 2004, o CMSE atuará no âmbito do MME, e sob sua coordenação direta, no acompanhamento e avaliação da continuidade e da segurança do abastecimento eletro-energético no país, sendo presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia.

O CMSE será constituído por quatro representantes do MME e os titulares dos seguintes órgãos:

- ANEEL;
- ANP;
- CCEE;
- EPE;
- ONS.

O comitê terá as seguintes atribuições: acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados, com avaliações das condições de abastecimento e atendimento em horizontes pré-determinados.

Outra função do CMSE será realizar análises periódicas e integradas de segurança do abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados, além de identificar dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial e outros que possam afetar a regularidade e a segurança do sistema. O comitê também ficará responsável por elaborar propostas de ajustes, soluções e recomendações que promovam a manutenção da segurança do sistema elétrico.

A figura 2.2 mostra um organograma de funcionamento dos diversos órgãos e entidades governamentais ligados à área de energia elétrica discutidos nessa seção.

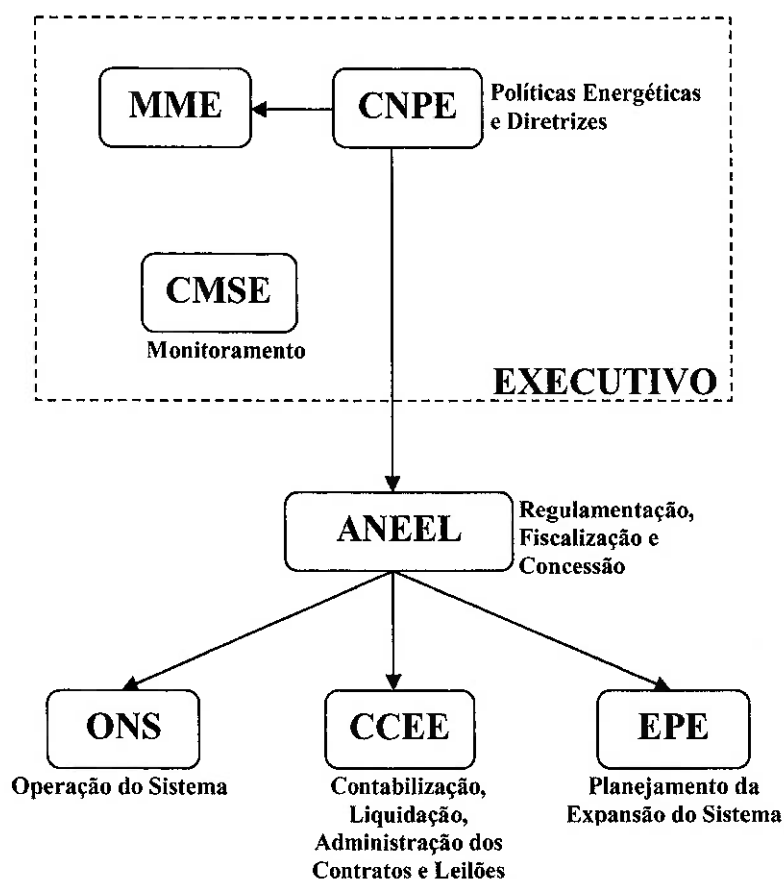


Figura 2.2 - Organismos Setoriais Ligados à Área de Energia. [Elaboração Própria]

3. O FORNECIMENTO DE COMBUSTÍVEIS E A PETROBRAS

3.1. Combustíveis

3.1.1. Histórico e Cenário Atual

Os principais direcionadores da matriz energética nacional mudou muito desde a década de 70, com o choque do petróleo e tendências consolidaram-se com a construção do gasoduto Bolívia-Brasil, inaugurado em 1998, além de pesados investimentos na área de exploração de petróleo *offshore*. Essas diretrizes visavam a substituição do petróleo importado e a conservação de energia, para minimizar o impacto do aumento dos preços do petróleo no mercado internacional sobre a economia brasileira. [adaptado de 13]

Nos últimos anos o gás natural vem ganhando participação crescente na matriz energética brasileira e as perspectivas para os próximos dez anos indicam que esta participação será ainda maior. A entrada de novos campos produtores e a necessidade de atender as demandas termelétricas deverá provocar um aumento dos volumes movimentados de gás natural, conforme pode-se verificar na figura 3.1 que contempla os gasodutos em operação, em implantação e em estudo. [14]



Figura 3.1 - Rede de gasodutos. [15]

A figura 3.2 apresenta a rede de gasodutos da Região Sul e Centro Oeste. Observa-se que estas regiões movimentam gás natural oriundo da Bolívia, já processado e especificado para o transporte. [14]

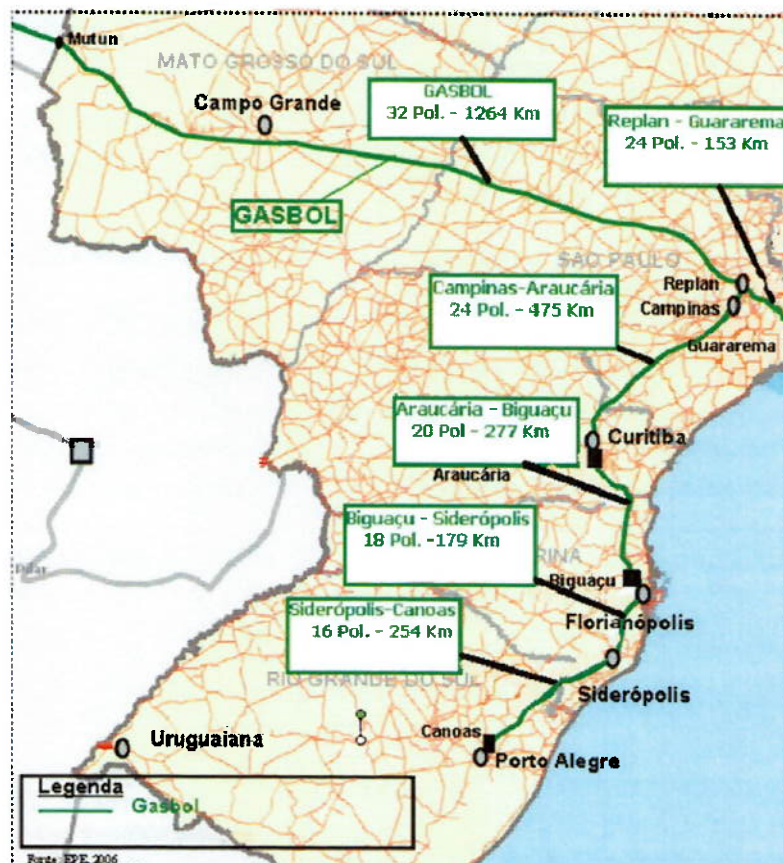


Figura 3.2 - Sistemas de Transporte Existentes – Região Sul e Centro Oeste. (2)

Embora a infraestrutura tenha crescido, existe um desequilíbrio claro entre a oferta do gás natural e a demanda. Dentre os aspectos intangíveis, existe a questão da boa aceitação do combustível pelos usuários (indústrias, consumidores residenciais, proprietários de automóveis movidos a gás), a volatilidade do preço do Petróleo e uma estratégia da Petrobras, empresa que detém o monopólio de direito da *commodity*, em estimular seu uso.

No entanto, embora no início dos anos 2000 o cenário fosse de sobre oferta de gás natural, com o crescimento do país, a intensificação do uso e a entrada em operação de poucas usinas hidrelétricas, o gás acabou tornando-se escasso, pois a demanda ficou maior que a oferta. [15]

O cenário atual trás novidades com relação ao uso e oferta do combustível. Além das conhecidas bacias de Campos, Santos e Potiguar, o plano de investimento da Petrobras contempla também a importação de Gás Natural Liquefeito para regasificação em dois terminais um no Rio de Janeiro e outro em Pernambuco.

No que se refere à importação da Bolívia, a expansão da capacidade de transporte do Gasbol e do fluxo de suprimento encontram-se comprometidos, em função da nacionalização da indústria de hidrocarbonetos na Bolívia, que reduziu a atratividade dos investimentos em produção e inviabiliza a ampliação da logística de importação. Em 2005, a ocupação média do Gasbol foi de 77%, registrando um pico de 85% em setembro. Visando a ampliação do gasoduto, a TBG iniciou processo para seleção de interessados em adquirir capacidade de transporte adicional, mas cancelou estes procedimentos em maio em virtude da situação institucional no país vizinho.

“O calendário de antecipação da produção, anunciado pela Petrobras, que aponta para uma oferta adicional de 16,7 milhões e de 6 milhões de m³/d advindos, respectivamente, das bacias do Espírito Santo e de Campos em 2008, pode ser considerado otimista. As descobertas ocorridas em Santos estão ainda em fase de desenvolvimento (BS-500) e o começo de produção do campo de Mexilhão (BS-400) foi adiado para 2009. Por fim, os elevados investimentos em logística e produção requeridos para aumentar a disponibilidade de gás nacional deverão ser executados em um ambiente de demanda aquecida por equipamentos e serviços, o que poderá ocasionar atrasos na entrada em operação dos projetos. [16]

Diante deste contexto, é urgente implantar medidas para elevar a produção no Brasil e diversificar as fontes de suprimento de gás importado. Entre as alternativas para o atendimento da demanda no curto prazo, particularmente no Nordeste, está a construção de unidades de regaseificação de GNL. A construção destas plantas viabiliza a importação de diferentes fontes, eleva a flexibilidade e a confiabilidade da oferta e minimiza os riscos de desabastecimento.

3.1.2. Razões do desequilíbrio entre oferta e demanda devido à Bolívia

Analisando a questão da oferta e demanda de gás em um contexto histórico que acabou sendo um dos direcionadores para a conversão de usinas, do ponto de vista das relações internacionais, no ano de 2006 o governo boliviano recrudesciu a relação com a Petrobras, fazendo com que a Petrobras desistisse, por exemplo, de ampliar o gasoduto Bolívia- Brasil além de não mais investir na expansão dos campos de gás natural existentes em território boliviano. Levando-se em conta, tais problemas de suprimento de nosso maior fornecedor, além da crescente demanda interna, o combustível passou a faltar e os problemas de oferta passaram, àquela época, a impactar diretamente o setor elétrico. [17]

Dentre os pontos relacionados à oferta de gás natural, destacam-se: [17]

- Nacionalização dos ativos de produção de gás natural em 1º de maio de 2006; O governo boliviano adotou medidas como o controle acionário do Estado das duas refinarias da Petrobras no país e o aumento imediato do imposto sobre o gás de 50% para 82%. Tal decisão fez com que a Petrobras suspendesse seu plano de investimentos na Bolívia, mantendo apenas os ativos que possui hoje;
- Capacidade líquida da produção de gás natural da Bolívia da ordem de 34 milhões de m³/dia, mas os contratos assinados com o Brasil e a Argentina somam 42 milhões de m³/dia;
- Embora a Argentina possua a terceira maior reserva de gás natural da América do Sul, passou a importar gás boliviano no ano de 2007. De acordo com artigo assinado por Daniel Ritter, a Bolívia vendeu a molécula duas vezes, pois não tem gás para honrar os compromissos com Brasil e Argentina. [18]

“A crise energética na Argentina deixou Brasil e Bolívia novamente em rota de colisão. O vice-presidente boliviano, Álvaro Garcia Linera, deixou claro em uma reportagem que o país não tem como honrar integralmente contratos de fornecimento de gás natural para os dois vizinhos nos momentos de pico da demanda. Segundo ele, o governo boliviano só pode garantir ao lado brasileiro, durante o inverno de 2008, a

"média histórica" de envio do combustível nos últimos anos - o que representaria de 27 milhões a 29 milhões de m³/dia.

O restante poderá ser transferido à Argentina, que vive uma intensificação de seus apagões desde a virada do ano. A capacidade do gasoduto Brasil-Bolívia é de 30 milhões de m³/dia, mas o volume total pode chegar a 31 milhões de m³/dia com um processo de compressão do gás. (...)

(...) Linera condena o uso do termo "redução voluntária", mas reconheceu que não terá como atender a demanda adicional de gás que se cria no inverno. A idéia da Bolívia é uma espécie de triangulação em que o Brasil abre mão de parte do gás a que tem direito por contrato, somente no momento de pico da demanda, para aliviar a crise energética da Argentina. Segundo ele, o ano de 2008 é "crítico", mas o problema não deve se repetir mais adiante porque a produção boliviana de gás aumentará em até 3 milhões de m³/dia em outubro, além de outros 6 milhões a 7 milhões de m³ diários no início de 2009.

Fontes ligadas à Petrobras demonstraram apreensão com o alerta do governo boliviano, mas ressaltaram que a entrada em operação do terminal de regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) de Pecém, no Ceará, deverá gerar algum alívio para o equilíbrio entre oferta e demanda de gás. O problema, apontaram fontes da estatal, é que a demanda mundial por GNL está muito elevada e, em um cenário pessimista, podem faltar navios-tanque para enviar rapidamente o produto ao Brasil. Hoje, Linera estará no Rio para conversas com o presidente da Petrobras, José Sérgio Gabrielli, e com a diretora de Gás e Energia da estatal, Graça Foster."

- Em 2007, a Bolívia interrompeu o suprimento à usina de Cuiabá o que resultou em uma perda de 200 MW médios; A Bolívia decidiu cortar o fornecimento alegando que o preço da molécula estava abaixo do mercado. [17]

3.1.3. Razões do desequilíbrio entre oferta e demanda devido à Argentina.

A Argentina possui, de acordo com a figura 3.3, a terceira maior reserva de gás natural da América do Sul com 15,8 trilhões de pés cúbicos de gás.

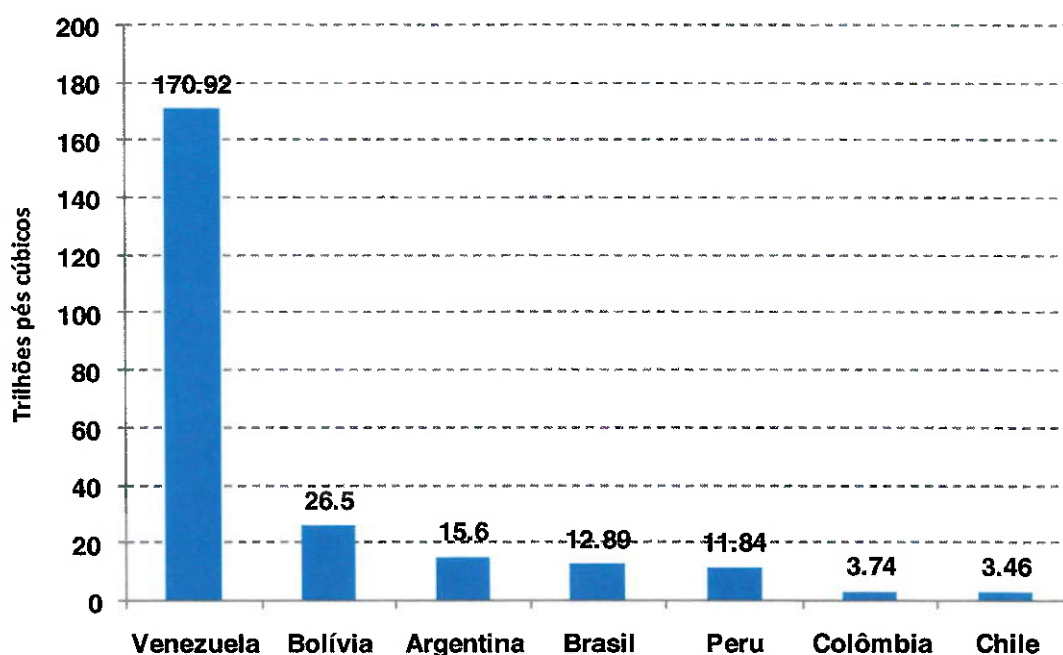


Figura 3.3 - Reservas de gás da América do Sul. [19]

No entanto, devido ao um congelamento tarifário que tornou o retorno dos ativos menos atraentes aos investidores privados, desde 2002 não há investimentos na ampliação da rede de gasodutos. Isso faz com que o país seja obrigado a importar gás da Bolívia e também do Uruguai. Apenas como nota de destaque, o gás natural tem um papel fundamental na Argentina, pois serve para calefação das casas durante os rigorosos invernos.

A Argentina tornou-se importadora de gás natural em 2004 para cobrir um pequeno déficit de produção local. Tal crise foi decorrência da falta de investimentos públicos e privados tanto na exploração e produção do gás natural quanto no transporte da *commodity*. Tal problema trouxe consequências para o mercado brasileiro, pois além da Argentina parar de exportar gás e energia gerada por termelétricas para o Brasil, como Uruguaiana, por exemplo, passou a comprar também gás oriundo do nosso maior fornecedor, a Bolívia. Para o setor elétrico brasileiro, as consequências do colapso de gás na Argentina foram as seguintes: [17]

Perda de 2.000 MW médios de energia firme da interconexão Brasil-Argentina e 300 MW médios da usina de Uruguaiana. Em um total da perda: 2.300 MW médios. [17]

3.1.4. A crise de abastecimento do gás natural no Brasil.

O problema da falta de gás começou a afetar o setor elétrico no ano de 2006. De acordo com o ONS algumas termelétricas movidas a gás natural declaravam disponibilidade, mas não geravam energia elétrica. Isso significava basicamente que as usinas apareciam nas ferramentas de planejamento oficial e ajudavam a formar preço, mas não injetavam efetivamente energia na rede.

A condição de mercado também mudou. Dado o crescimento da economia, a falta de novos empreendimentos e um sistema bastante dependente das chuvas, as curvas de oferta e demanda de energia passaram a preocupar o governo, uma vez que o cenário de sobra de energia havia passado. Por conta disso, os olhos da sociedade e dos reguladores voltaram-se para a geração termelétrica.

Paralelamente à demanda de gás natural, combustível de muitas das termelétricas operantes no sistema, tornou-se escasso por conta de fatores externos. Nessa situação de estresse, o governo, através da Petrobras, tomou ações a fim de mitigar tal problema. No caso das termelétricas a gás natural, propriedade da própria Petrobras, as soluções encaminhadas vieram através do Programa de Aceleração do Crescimento - PAC, PlanGás e da conversão de gás natural para bicomcombustíveis da termelétrica Sepé Tiaraju, localizada no Rio Grande do Sul. Não será objeto deste trabalho analisar o PAC e o PlanGás, e sim, a conversão das termelétricas para bicomcombustíveis.

Durante o ano de 2006 o ONS notou que, embora as termelétricas a gás natural declarassem disponibilidade, não estavam gerando efetivamente por conta de supostos problemas de suprimento do combustível. Em reunião realizada no dia 29/11/2006, o CMSE determinou a realização de teste de disponibilidade de 13 usinas termelétricas a gás natural localizadas nos submercados Sudeste/Centro Oeste e Sul. Com base nessa determinação e no Ofício nº

520/2006 SFG/ANEEL, emitido em 01/12/2006, o ONS programou a realização dos referidos testes, durante um período de 12 dias a partir do dia 11/12/2006, a fim de verificar a real disponibilidade de gás natural para geração de energia dessas usinas. (ANEXO C)

Foram convocadas para os testes as termelétricas Piratininga, Sepé Tiaraju (ex. Canoas), Fernando Gasparian (ex. Nova Piratininga), Mário Lago (ex. Macaé Merchant), Roberto Silveira (ex. Campos), Barbosa Lima Sobrinho (ex. Eletrobolt), Gov. Leonel Brizola (ex. Termorio), Aureliano Chaves (ex. Ibirité), Araucária, Norte Fluminense, William Arjona, Luiz Carlos Prestes (ex. Três Lagoas), Juiz de Fora.

Além dessas usinas, foi ordenado o despacho da termelétrica a carvão Presidente Médici e da termelétrica a gás Cuiabá, conforme programação do ONS, fora do regime de teste. O resultado do teste comprovou que não havia combustível disponível para todas as termelétricas operarem, conforme a tabela 3.1: (ANEXO D)

Tabela 3.1 - Resultado do teste de geração simultânea de 2006.

<i>Usina</i>	<i>Programado (MWmédio)</i>	<i>Verificado (MWmédio)</i>	<i>Não Gerado (MWmédio)</i>
Piratininga	180,00	0,00	180,00
Sepé Tiaraju (Canoas)	160,00	0,00	160,00
Fernando Gasparian(N. Piratininga)	370,00	0,00	370,00
Mário Lago (Macaé Merchant)	922,00	0,00	922,00
Roberto da Silveira (Campos)	30,00	0,00	30,00
Barbosa Lima Sobrinho(Eletrobolt)	385,00	26,10	358,90
Gov. Leonel Brizola (Termorio)	713,00	420,72	292,28
Aureliano Chaves (Ibirité)	226,00	0,70	225,30
Araucária	484,00	466,61	17,39
Norte Fluminense	868,00	797,50	70,50
Wiliam Arjona	172,00	159,20	12,80
Luiz Carlos Prestes (Três Lagoas)	252,00	192,51	59,49
Juiz de Fora	84,00	84,42	-0,42
TOTAL	4.846,00	2.147,76	2.698,24
(%)	100%	44%	56%

Do total de 4846 MW médios programados pelo ONS para o teste, somente 2147 MW médios (ou 44%) foram gerados pelas termelétricas.

Na prática, as usinas despachariam menos do que a disponibilidade total ou seriam excluídas da lista de despacho do ONS até a regularização do fornecimento. A resolução da ANEEL previa também a possibilidade de despacho fora da ordem. A medida foi adiada após reunião do CMSE no mês passado para verificação da situação real das termelétricas no país.

3.1.5. O termo de compromisso entre Petrobras e ANEEL.

No mês de maio de 2007 a Petrobrás firmou com a ANEEL “Termo de Compromisso” com o objetivo de agregar maior disponibilidade de geração a 24 usinas termelétricas. Com a assinatura do documento, 17 empreendimentos termelétricos a gás e sete usinas que utilizam outros combustíveis foram incluídos no planejamento de longo prazo do ONS, participando na determinação do CMO (Custo Marginal da Operação) e, conseqüentemente, na definição do PLD (Preço de Liquidação das Diferenças). (ANEXO E)

Algumas das usinas às quais se refere o Termo de Compromisso (TC) tiveram sua disponibilidade reduzida pelo ONS, após a realização de testes que constataram a impossibilidade de geração, em alguns casos, e restrições para a operação à plena carga em outros.

O Termo de Compromisso estabeleceu a ampliação gradual da disponibilidade de geração dos empreendimentos considerados de 2.200,1 MW médios no primeiro semestre de 2007 para 6.737,7 MW médios no segundo semestre de 2011. (ANEXO F)

No entanto, o descumprimento do cronograma em razão de falta de combustível resultaria na aplicação de penalidades que serão calculadas com base na diferença entre a potência despachada e a potência disponível, multiplicada pelo tempo em que o empreendimento ficou sem combustível e por um percentual crescente do valor máximo da energia vendida no mercado de curto prazo (PLD Máximo).

3.1.6. A logística de transporte e distribuição no Brasil

Oleodutos e gasodutos existentes no Brasil totalizam uma rede de 10 mil quilômetros. Dos campos de produção, o petróleo é transportado, por oleodutos ou navios, para os terminais da Transpetro. [14]

De lá, segue por oleodutos até as refinarias. Após o refino, uma parcela dos derivados é novamente transportada pelos dutos até os terminais, para, em seguida, ser entregue às companhias distribuidoras que vão abastecer o mercado.

Na tabela 3.2, temos a produção em 2007 de derivados de petróleo das maiores refinarias brasileiras. É importante destacar que o óleo diesel é o energético mais produzido.

Tabela 3.2 - Produção de derivados de petróleo, por refinarias – 2007. [20]

Derivados de petróleo	Produção (mil m³)						
	Ipiranga (RS)	Lubnor (CE)	Manguinhos (RJ)	Recap (SP)	Reduc (RJ)	Refap (RS)	Regap (MG)
Gasolina A	166	4	44	743	1799	1621	1632
Gasolina de aviação	0	0	0	0	0	0	0
GLP	10	13	0	357	1076	725	684
Óleo combustível	57	102	0	25	3709	147	845
Óleo diesel	276	3	0	1137	2743	4144	2954
QAV	0	0	0	0	773	142	376
Querosene iluminante	2	0	0	0	1	0	7
Outros	0	0	0	0	0	0	205

Derivados de petróleo	Produção (mil m³)					
	Repar (PR)	Replan (SP)	Revap (SP)	RLAM (BA)	RPBC (SP)	Univen (SP)
Gasolina A	2574	4317	2755	2534	2049	257
Gasolina de aviação	0	0	0	0	62	0
GLP	1014	1627	1257	1112	537	0
Óleo combustível	1240	1029	3405	4059	479	5
Óleo diesel	4363	10849	3129	4521	4411	0
QAV	163	320	1848	270	0	0
Querosene iluminante	4	6	1	4	0	0
Outros	0	0	0	0	0	0

Na tabela 3.3 temos a evolução da produção de derivados de petróleo de 1998 a 2007. O óleo diesel e o GLP (Gás Liquefeito de Petróleo - gás de cozinha) foram os que tiveram o maior aumento de produção neste período.

Tabela 3.3 - Produção de derivados de petróleo, por energético - 1998 – 2007. [20]

Derivados de petróleo	Produção (mil m ³)										07/06 %
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	
Gasolina A	19591	18364	18576	19930	19407	18537	18583	19978	21330	21599	1
Gasolina de aviação	109	96	85	93	71	72	80	70	65	62	-4
GLP	6939	7296	8134	8788	9100	10076	10361	11691	11384	11993	5
Óleo combustível	15772	15558	16066	17525	16360	15685	16497	15075	15112	15390	2
Óleo diesel	29351	31447	30780	33078	32991	34153	38252	38396	38660	39089	1
QAV	3765	3722	3744	3714	3625	3792	4142	4118	3748	4026	7
Querosene iluminante	76	86	200	228	227	193	113	50	38	25	-34
Outros	0	0	94	130	128	230	147	130	159	205	29

3.1.7. Geração termelétrica a partir de derivados de Petróleo

A participação das termelétricas à óleo combustível e à diesel na matriz elétrica brasileira é caracterizado pelo atendimento da demanda de ponta (principalmente no caso das termelétricas a óleo combustível) e pelo atendimento da demanda dos sistemas isolados, como os da região Norte. As usinas que geram energia elétrica a partir de derivados de petróleo no Brasil são localizadas principalmente na região Sudeste e na região tais usinas são importantes para garantir a complementaridade termelétrica do sistema interligado nacional e no Norte elas atendem à demanda de sistemas isolados. [14]

De acordo com PNE 2008 – 2030 [14] há pouca expansão prevista das termelétricas que geram energia elétrica a partir de derivados de petróleo no Brasil. Este quadro, entretanto, pode se reverter em um cenário de escassez de gás natural, visto que há vários projetos sendo desenvolvidos com tecnologia bicomcombustíveis, ou seja, usinas que podem produzir eletricidade com gás natural, óleo diesel ou mesmo, biomassa.

Um dos fatores de maior peso no custo da energia gerada pelas centrais termelétricas é o combustível, cujo preço do combustível é de difícil determinação por ser não apenas função do mercado, mas também de legislações específicas.

O custo da produção de eletricidade a partir de combustíveis fósseis depende essencialmente do preço do combustível e da eficiência na qual o combustível pode ser transformado em energia elétrica, uma vez que os custos de operação e manutenção são relativamente baixos.

As perspectivas indicam que o consumo de tal derivado de petróleo deverá continuar crescendo, destinando-se à geração de energia apenas quando não existir outra alternativa mais econômica para tal.

O óleo combustível vem perdendo espaço para o gás natural, em função das vantagens ambientais apresentadas por este último. Adicionalmente, as quantidades disponíveis de óleo combustível em todo o mundo tendem a decrescer. [14]

Diante do exposto, as termelétricas a óleo combustível tendem a operar apenas para atender à demanda de pico ou em situações de interrupção de fornecimento de energia gerada a partir de outras fontes, em caráter emergencial. O preço do óleo combustível no mercado nacional é calculado com base no custo de oportunidade do produto, que é a exportação do mesmo ou o seu uso na formulação de *bunker* (combustível marítimo). Ou seja: o preço do produto no Brasil segue o comportamento do mercado internacional de óleo combustível, o que pode encarecer a geração de energia elétrica a partir desta fonte.

O consumo de óleo combustível destinado à geração de eletricidade alcançou seu patamar máximo em 2001, quando houve a crise energética no país, representando em torno de 20% do consumo total. Desde então, seu consumo vem decrescendo e representou em torno de 7% do total consumido em 2004.

3.2. A Petrobras

3.2.1. A aquisição de termelétricas pela Petrobras

Em 2004 a Petrobrás iniciou um movimento para aquisição de usinas termelétricas as quais era minoritária ou que possuía acordo para fornecimento de gás. Tal ação teve por objetivo eliminar um prejuízo anual estimado em US\$330 milhões oriundo de contratos de gás. A lista das termelétricas adquiridas pela Petrobras pode ser conferida na tabela 3.4.

De acordo com a Petrobras “A conclusão dessas negociações faz parte da estratégia da companhia para o setor de energia que prevê o aumento de sua capacidade de geração

termelétrica somente através da conclusão de projetos já em andamento ou por aquisição que signifique redução de pagamentos contingenciais”. [21]

Tabela 3.4 - Termelétricas adquiridas pela Petrobras.

<i>Termelétrica</i>	<i>Capacidade Instalada (MW)</i>	<i>Antigo proprietário</i>
Araucária	484,15	El Paso
Bahia I - Camaçari	31,80	EDB
Barbosa Lima Sobrinho (Ex. Eletrobolt)	379,00	Enron
Governador Leonel Brizola (Ex. TermoRio)	1058,30	Termorio S/A
Mário Lago (Ex. Macaé Merchant)	922,61	El Paso
Termoceará	242,00	MPX

3.2.2. O papel da Petrobras e a energia como bandeira

Ainda que não se pretenda fazer um debate político no presente trabalho, é importante para efeito de análise e compreensão da conversão de usinas para bicomcombustíveis o fato da Petrobras, a partir de 2003, ter passado por um realinhamento estratégico e uma redefinição de papéis.

Premissas já estavam contidas no programa do então candidato Luis Inácio Lula da Silva tais como o uso da Petrobras como agente ativo no fomento econômico bem como sua “elasticidade”, ora uma corporação ora uma empresa estatal que assume passivos a fim de mitigar riscos em outros setores, como o elétrico ora como corporação, conforme artigo publicado na Gazeta Mercantil em 3 de janeiro de 2003, logo após a posse do presidente Lula [22]

“Em entrevista coletiva, antes da cerimônia de posse do novo presidente da Petrobras, José Eduardo Dutra, a ministra de Minas e Energia, Dilma Rousseff, disse que a intenção do novo governo é reforçar o papel estratégico da estatal. A ministra ressaltou o reconhecimento e a importância da Petrobras no mercado internacional. Segundo a ministra, as mudanças que devem ocorrer na Petrobras, a partir de agora, devem ser criteriosas e, por isso, não há pretensão de ser realizar alterações de forma rápida. Sobre a discussão em torno da ampliação da capacidade de refino de petróleo, Dilma observou a necessidade desta ampliação, mas

afirmou que esse não é o momento para se discutir o assunto. Até porque, segundo a ministra, o novo governo e a nova presidência da estatal ainda está se inteirando sobre o assunto.” [22]

Após o racionamento de 2001, a energia tornou-se tema obrigatório na agenda política e social.

“A energia elétrica tornou-se foco das atenções com o racionamento de energia elétrica ocorrido de junho de 2001 a fevereiro de 2002, podendo ser considerado um divisor de águas no setor elétrico.” [23]

De acordo com pesquisa do instituto Datafolha sobre aprovação presidencial contida na figura 3.4, a “popularidade” do presidente Fernando Henrique Cardoso no segundo mandato atingiu um dos seus menores índices no período do racionamento de energia. No mês de junho de 2001, 42% dos respondentes considerava o governo “ruim ou péssimo” o que indica que os problemas de oferta de energia refletem diretamente na opinião pública e, conseqüentemente nas decisões políticas. [24]

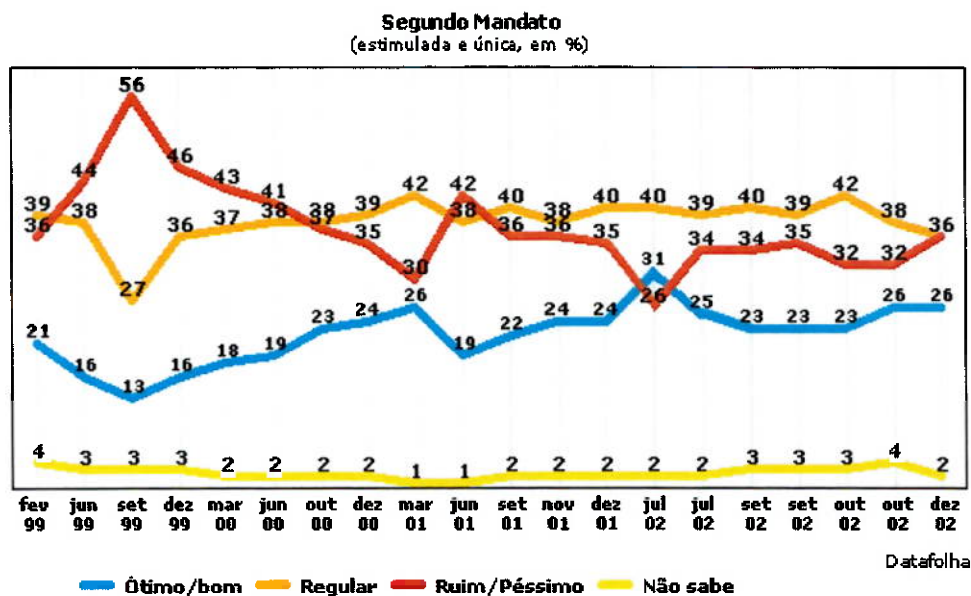


Figura 3.4 - Índice de aprovação do presidente Fernando Henrique Cardoso [24]

No bojo do racionamento o debate político aflorou-se por conta da proximidade das eleições e da real possibilidade de um candidato de oposição ser eleito. Por outro lado, a sociedade passou a prestar mais atenção ao tema e, de certa maneira, a eleição de Lula foi em parte facilitada pelo racionamento. Vale ressaltar que tanto o PSDB como o PT lançaram

programas específicos para energia na eleição de 2002, o que sedimentou o conceito de “energia elétrica como bandeira”, ou a oferta de eletricidade para a população deve ser garantida a qualquer custo. [24]

O setor elétrico passou por profundas reformas depois do racionamento e, em seguida, com a eleição de Lula à presidência. Destaca-se no papel de líder da reforma a ex-ministra de Minas e Energia Dilma Rousseff. Desmistificando aspectos ideológicos, o fato é que o racionamento de 2001 causou profunda insatisfação na sociedade e foi objeto dos programas dos principais candidatos à Presidência em 2002.

Reformas estruturais foram e estão sendo feitas, mas o fato é que as profundas reformas revelaram a preocupação do governo em garantir o suprimento de energia. Ficou claro também que a sociedade não toleraria um novo “apagão”.

4. METODOLOGIA E PROGRAMA

4.1. Metodologia

Para atender ao mercado, o SIN conta com usinas hidráulicas, sendo algumas delas a fio d'água, ou seja, sem reservatório e outras com reservatórios com capacidade de regularização. Uma parte do mercado é suprida pelas termelétricas, que completam as gerações hidráulicas, mas têm custos mais elevados.

Por isso, o cálculo da política ótima é um problema acoplado no tempo, ou seja, a decisão em um estágio interfere nos estágios posteriores. [25]

Por exemplo, se a decisão em um estágio for gerar muita energia hidráulica (ou, seja não armazenar água), então o estágio seguinte vai contar com menos capacidade hidráulica, devido ao mais baixo nível dos reservatórios. Se ocorrer uma seca, não haverá energia suficiente para suprir o mercado. [25]

Por outro lado, se a decisão for armazenar água, mantendo os reservatórios cheios, através do despacho térmico e, no futuro, ocorrerem boas afluições, será necessário verter água (devido aos limites de armazenamento de cada reservatório), gerando altos custos para o sistema. [25]

A Figura 4.1 ilustra as consequências do processo de decisão de operação energética de um sistema que opera hidrelétricas e termelétricas.

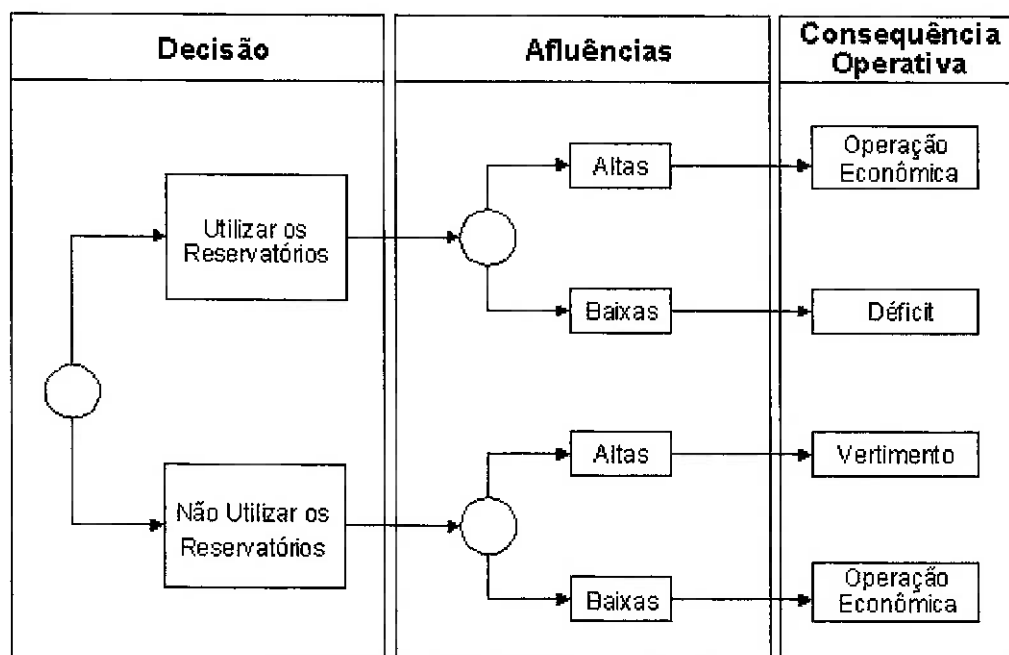


Figura 4.1 - Consequências Operativas de um Sistema Hidrotérmico. [26]

Como o planejamento e a operação do SIN são efetuados de forma centralizada, ao determinar a operação ótima, consideram-se todos os submercados do SIN e seus limites de intercâmbios. O objetivo é minimizar o custo de operação, ao longo do período de planejamento, para todo o SIN.

Para efeitos de cálculo, cada submercado é tratado como uma única usina hidráulica com um único reservatório, cuja capacidade máxima é a capacidade conjunta das usinas pertencentes àquele submercado.

Além disso, cada submercado conta com as usinas termelétricas convencionais e nucleares para completar a demanda. Esse modelo é chamado de sistema equivalente.

Para maior entendimento deste problema, desenvolvemos, neste trabalho, uma implementação independente do modelo de operação ótima utilizado no setor. Os resultados discutidos neste capítulo são obtidos diretamente de execuções deste programa, e devem ser vistos em seu contexto: análises coerentes com a realidade, sem a pretensão de chegar a números oficiais do ONS ou da CCEE.

4.1.1. Risco de Déficit

O CNPE estabeleceu através da resolução nº. 1, de 18/11/2004, que os estudos de planejamento de expansão da oferta de energia elétrica devem adotar o critério de garantia assim definido:

“Art 2º: Estabelecer que o risco de insuficiência da oferta de energia no Sistema Interligado Nacional não poderá exceder a 5 % em cada um dos subsistemas que o compõe”.

Assim, dado um determinado custo do déficit, o planejamento da expansão da geração deve atender ao critério de segurança estabelecido pelo CNPE, risco anual de déficit não superior a 5%, em cada subsistema e, simultaneamente, ao critério da expansão econômica, com a igualdade do custo marginal de operação e do custo marginal de expansão.

O custo do déficit é diretamente proporcional ao percentual de carga não atendida conforme se pode verificar pela tabela abaixo:

Tabela 4.1 - Custo de Déficit por patamar.

SUBSISTEMA	Custo de déficit de 0% - 5% (R\$)	Custo de déficit de 5% - 10% (R\$)	Custo de déficit de 10% - 20% (R\$)	Custo de déficit de 20% - 100% (R\$)
Sudeste	1050,27	2265,76	4734,74	5380,48
Sul	1050,27	2265,76	4734,74	5380,48
Nordeste	1050,27	2265,76	4734,74	5380,48
Norte	1050,27	2265,76	4734,74	5380,48

4.1.2. Custo Total de Operação

O planejamento da operação das usinas hidrelétricas e termelétricas determina a geração para cada estágio do período de planejamento da expansão. O objetivo é minimizar o custo total de operação ao longo deste período, atendendo ao mercado com o mínimo de déficit possível.

O custo total de operação é dado pela soma dos custos de geração térmica e do custo de déficit, onde o custo de geração térmica é igual ao CVU da termelétrica multiplicado pela potência despachada.

4.1.3. Custo Marginal de Operação

No sistema elétrico, define-se o custo marginal de operação como o custo necessário para atender a um kW adicional de carga.

O custo marginal pode ser dividido em custo marginal de curto prazo e custo marginal de longo prazo. O custo marginal de curto prazo ou custo marginal de operação é o custo do atendimento ao sistema sem incorrer em nenhuma obra adicional. Neste sentido, a incorporação do aumento marginal de carga ao sistema é feita com base na reserva existente ou então degradando-se a qualidade do serviço. [27]

Já o custo marginal de longo prazo ou custo marginal de expansão é o custo de atendimento ao diferencial de carga considerando obras adicionais no sistema. Pode também incorporar a reserva do sistema e a degradação na qualidade do serviço. Como já citado, a confiabilidade do sistema pode ser otimizada e, neste sentido, o nível ótimo de confiabilidade seria aquele para o qual o custo marginal de longo prazo se iguala ao custo marginal de curto prazo. [27]

4.2. Modelo computacional utilizado para simulação

O Brasil apresenta um sistema de geração predominantemente hídrico, com usinas hidrelétricas dispostas em cascatas. Este sistema é interdependente já que a operação de uma usina afeta diretamente as que estão a jusante e é também interligado por longas linhas de transmissão.

O ONS dispõe de modelos computacionais que realizam a otimização em três etapas: médio prazo, curto prazo e programação diária. Para o presente trabalho analisaremos somente a etapa de médio prazo utilizando-se do modelo NEWAVE.

O modelo computacional NEWAVE, desenvolvido pelo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), para, principalmente: realizar o planejamento da operação no longo, médio e curto prazo; definir o Preço de Liquidação de Diferenças utilizado pelo CCEE; definir os

lastros comerciais dos geradores e; avaliar o planejamento da expansão do sistema. Verifica-se que os resultados gerados por estes modelos são de importância estratégica para o SEB. [28]

O modelo NEWAVE leva em consideração a capacidade de regularização plurianual (horizonte de 5 anos) do sistema e aleatoriedades das afluições e dos reservatórios através da simulação de um grande número de cenários hidrológicos, calculando, assim, índices probabilísticos de desempenho do sistema para cada mês de simulação. Dentre os resultados obtidos nos estudos desta etapa estão os totais mensais médios de geração térmica e hidráulica.

A modelagem do parque gerador é através de subsistemas equivalentes de energia, divisão por custo unitário de combustível das usinas termelétricas em classes termelétricas e transmissão de energia entre os subsistemas.

O objetivo básico deste planejamento é determinar as metas de geração para cada usina que atendam a demanda e minimizem o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento. Este custo é composto pelo custo variável de combustível das usinas termelétricas e pelo custo atribuído às interações de fornecimento de energia representado por uma função de penalização das faltas de energia (custo de déficit). [26]

A política de operação depende dos cenários de operação futuros, sendo que alguns parâmetros que definem estes cenários estão apresentados a seguir: [26]

- Condições hidrológicas;
- Demanda de energia;
- Preço dos combustíveis;
- Custos de déficit;
- Entrada de novos projetos;
- Disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão.

O modelo NEWAVE é composto de quatro módulos computacionais: [28]

- Módulo de cálculo do sistema equivalente - este módulo calcula os subsistemas equivalentes de energia: energias armazenáveis máximas, séries históricas de energias

controláveis e energias a fio d'água, parábolas de energia de vazão mínima, energia evaporada, capacidade de turbinamento, correção da energia controlável em função do armazenamento e perdas por limite de turbinamento nas usinas a fio d'água;

- Módulo de energias afluentes – estima os parâmetros do modelo estocástico e gera séries sintéticas de energias afluentes que são utilizadas no módulo de cálculo da política de operação das hidrelétricas e termelétricas e para geração de séries sintéticas de energias afluentes para análise de desempenho no módulo de simulação de operação;
- Módulo de cálculo da política de operação de hidrelétricas e termelétricas – determina a política de operação mais econômica para os subsistemas equivalentes, tendo em conta as incertezas nas afluências futuras, os patamares de demanda e a indisponibilidade dos equipamentos;
- Módulo de simulação da operação – simula a operação do sistema ao longo do período de planejamento, para distintos cenários de sequências hidrológicas, falhas dos componentes e variações da demanda. Calcula índices de desempenho, tais como a média dos custos de operação, dos custos marginais, o risco de déficit e os valores médios de intercâmbio de energia.

A Figura 4.2 mostra os principais dados de entrada e saída do programa NEWAVE.

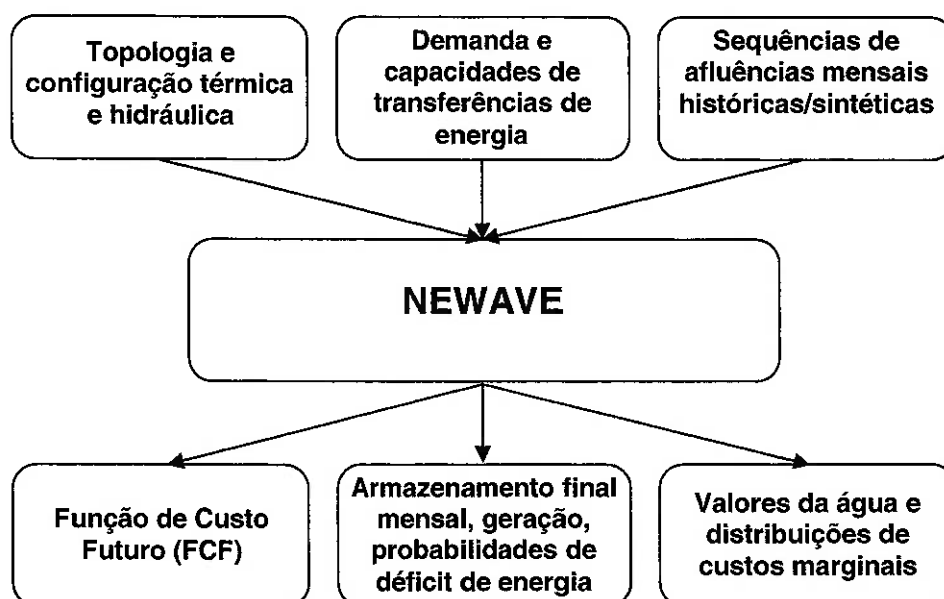


Figura 4.2 - Newave: principais entradas e saídas. [Elaboração Própria]

No NEWAVE foi adotada uma técnica estatística conhecida como Programação Dual Estocástica. Esta técnica permite estudar a evolução do sistema elétrico e trazer informações do futuro para o presente. O método garante que o custo futuro calculado seja considerado ótimo, ou seja, é o mínimo possível para as hipóteses analisadas. [28]

No sistema, especificamente as usinas termelétricas estão representadas por conjuntos de termelétricas semelhantes (classes termelétricas) e os parâmetros básicos destas classes são:

- Geração mínima
- Geração máxima
- Custo incremental de operação

O déficit de fornecimento de energia é representado como uma unidade termelétrica de capacidade igual a carga, com custo de operação igual ao custo atribuído à interrupção de fornecimento de energia. A cada patamar de déficit é atribuído um valor de profundidade do mercado, o qual indica a porcentagem deste mercado que corresponde a este patamar de déficit.

O planejamento da operação é feito mensalmente com suporte de dois modelos matemáticos, o Modelo NEWAVE e o DECOMP. O primeiro decide mensalmente, para um horizonte de cinco anos, o quanto de energia deve ser produzido pelo sistema hidroelétrico e o quanto deve ser produzido pelo sistema térmico; a somatória da parcela hídrica com a térmica deve atender à demanda prevista no período. O objetivo básico da operação é minimizar o uso de usinas térmicas, devido o seu elevado custo de produção. [29], [30]

O NEWAVE é um modelo de otimização, emprega a Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) para obter as variáveis de decisão: geração hidroelétrica e termelétrica e intercâmbio de energia entre os subsistemas. O modelo opera o sistema brasileiro considerando que ele é composto somente por quatro (4) grandes “subsistemas equivalentes”: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Cada subsistema é formado por um grande reservatório de energia, com volume equivalente à somatória da energia armazenada em cada região - o método dos subsistemas equivalentes é adotado para viabilizar o emprego da técnica PDDE. Os resultados do modelo NEWAVE servem como dados de entrada para o modelo DECOMP, que desagrega os subsistemas equivalentes em usinas individualizadas.

Isto é, o DECOMP decide o quanto será produzido por cada usina de geração do sistema brasileiro a partir das variáveis de decisão produzidas pelo NEWAVE.

A PDDE divide um determinado problema em estágios e a solução consiste em encontrar a melhor decisão em cada estágio. Essa decisão está baseada no prévio conhecimento de todas as possibilidades futuras, sendo que a solução ótima em um determinado estágio é a que minimiza seu custo mais o custo futuro – custo total de todos os estágios seguintes até o horizonte final do estudo. Portanto, o conceito de custo futuro é fundamental da PDDE. Como o Sistema de Geração de Energia Elétrica é de grande porte, a PDDE agrega os reservatórios das usinas dos diversos subsistemas em reservatórios equivalentes – conforme explicado no parágrafo anterior, a fim de diminuir o número de variáveis do problema e consequentemente facilitar na sua solução. [31]

A principal característica operacional do sistema de produção de energia elétrica no Brasil hoje é aproveitar seu potencial hídrico, minimizando o uso das termoeletricas. Mas, apenas o uso das hidroelétricas aumenta o risco de não atendimento da demanda futura - risco de déficit, uma vez que esse tipo de fonte está sujeita a um componente aleatório, a precipitação. Logo, o objetivo geral da operação é gerar energia com as hidroelétricas até um limite de segurança, complementando, quando necessário, a geração com as termoeletricas. [29], [30]

O sucesso da operação do sistema elétrico brasileiro está diretamente relacionado ao sucesso da previsão hidrológica. Se os reservatórios forem utilizados no período seco e se encherem no período úmido subsequente, executa-se uma operação perfeita, de baixo custo e com garantia do atendimento da demanda futura. Se for previsto um período de estiagem, preservam-se os reservatórios, utilizando-se mais as termoeletricas - com custos de produção maiores, mas assegurando o atendimento da demanda futura. [29], [30]

Resumindo, as principais questões a serem examinadas no processo de operação são: Como atender a demanda de energia de modo a minimizar custos e garantir o atendimento da demanda futura para um sistema majoritariamente hidroelétrico? De que forma incorporar a previsão hidrológica no processo de decisão? De que forma operar otimamente um sistema de reservatórios complexo como o brasileiro, uma vez que essa fonte de energia é a mais barata e a que menos impacta negativamente o meio ambiente? Agregar e analisar um número tão

grande de variáveis estocásticas para a tomada de decisão torna o problema operacional hidrotérmico complexo.

4.3. A Modelagem Econômica – Teoria Marginalista

Para um melhor entendimento da interpretação dos resultados das simulações que serão feitas a diante é preciso fazer uma contextualização sobre teoria econômica e particularmente sobre o marginalismo.

O princípio da escola marginalista é baseado na utilidade marginal. A utilidade é a propriedade de que os bens e serviços têm, de satisfazer a necessidade e desejos humanos.

Os objetos que têm utilidade são considerados bens, do ponto de vista econômico. A caracterização dos bens como econômicos, requer também que sejam escassos, isto é, estejam disponíveis em quantidades limitadas. [32]

No setor elétrico, cuja a capacidade de estocagem está somente nos reservatórios das usinas hidrelétricas e cuja a demanda é atendida instantaneamente, fica clara a escassez do produto, assim como sua importância.

Todos os bens econômicos são regidos pelo princípio fundamental da utilidade marginal decrescente. Esse princípio enuncia que cada unidade sucessiva de um determinado bem adiciona menor satisfação do que aquela proporcionada pela unidade anterior. Em uma metáfora simples, poderemos usar uma caixa do chocolate Bis como exemplo. Nela, o primeiro chocolate proporciona maior satisfação, portanto possui uma grande utilidade marginal. Por outro lado, se o desejo pelo chocolate não for saciado até a última unidade, o custo marginal desta unidade será alto. No setor elétrico, as hidrelétricas possuem, por suas características, grande utilidade marginal ao passo que as termelétricas, dependem do seu Custo Variável Unitário (CVU) e possuem utilidade marginal decrescente.

Do ponto de vista do custo a questão é inversamente proporcional. Se a demanda não pode ser atendida no médio prazo por unidades com utilidade marginal maior e com custo marginal

menor, o sistema utiliza usinas termelétricas, com utilidade marginal menor e custo marginal maior. [32]

O conceito de utilidade marginal significa também que as escolhas econômicas são tipicamente entre quantidades pequenas, ou marginais. Sua comparação não se dá em termos de quantidades totais, mas de quantidades marginais, adicionais.

Com relação a da atuação das empresas no mercado, bem como a formação de preços, estas não são determinadas endogenamente, mas sim pela estrutura de mercado que se impõe a ela. Considerando a disponibilidade de informações, a perfeita capacidade de cálculo e a incerteza propabilizada, a empresa se comporta de maneira fechada. [32]

São muitas as convergências com o setor elétrico, tais como a imposição do mercado sobre a oferta, unidimensionalidade do produto energia elétrica e sua localização rígida e à medida que o mercado para um determinado bem se expanda, no caso a energia elétrica, deve ocorrer um crescimento da oferta devidamente precificada de acordo com seu custo marginal.

5. SIMULAÇÕES E ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Para analisar os impactos causados pela conversão da termelétrica Sepé Tiaraju em bicomcombustíveis simulamos esta usina no programa NEWAVE versão 14.0/Linux, onde variamos o seu Custo Variável Unitário (CVU) e também a retiramos da simulação. Para apoiar nossa análise de caso, simulamos também a termelétrica Aureliano Chaves, que possui características similares a termelétrica Sepé Tiaraju, ou seja, pertence ao mesmo agente, próxima a uma refinaria, utiliza o gás natural como combustível e encontra-se atualmente desligada por falta de combustível.

5.1. Estudo de Caso da Termelétrica Sepé Tiaraju

A UTE Sepé Tiaraju é uma das treze termelétricas que compõem o parque gerador da Petrobras. A unidade foi inaugurada em julho de 2002 e declarada em operação comercial em janeiro de 2003.

Em julho de 2007 algumas termelétricas sob a titularidade da PETROBRAS alteraram a sua denominação, sendo a UTE Canoas passando a ser denominada UTE Sepé Tiaraju. [33]

Inicialmente, o projeto da usina Sepé Tiaraju previa uma ampliação para até 500 MW, mas a falta de oferta de gás natural impossibilitou que o projeto inicial fosse adiante. Quando se falava dessa capacidade de 500 MW, imaginava-se a conclusão do gasoduto Uruguai-Porto Alegre ou uma ampliação do Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol). Atualmente a usina está na sua fase 1, com capacidade instalada de 160 MW.

As obras de conversão para bicomcombustíveis iniciaram-se em agosto de 2007 e foram concluídas no início de 2008. A empresa responsável pela engenharia e gestão das obras (epecista, no jargão técnico) foi a Iesa Gás Energia. A fornecedora dos equipamentos para a conversão foi a General Electric, a mesma que forneceu as turbinas movidas a gás natural já utilizadas pela usina. Os investimentos incluíram ainda um tanque para armazenagem de combustível e um oleoduto de 3 quilômetros, desde a Refap S.A., que vai fornecer o combustível até as instalações da termelétrica.

Com um custo estimado em cerca de R\$ 100 milhões, valor este não divulgado pela Petrobras, está sendo viabilizado como medida para mitigar a carência de gás natural no estado do Rio Grande do Sul e garantir a segurança energética do sistema. Trata-se de garantir uma alternativa a uma eventual contingência de mercado. Em momentos de crise de abastecimento de energia em decorrência da redução dos níveis dos reservatórios das hidrelétricas, o preço do MW pode sofrer ajustes em escala logarítmica, o que compensaria o custo do combustível que é quatro vezes maior do que o do gás natural.

Comparando o consumo de gás natural e óleo combustível, temos: Para a produção de 160 MW de energia serão necessários 1.200 metros cúbicos/dia de óleo combustível para termelétrica (OCTE) ou 1,1 milhões de metros cúbicos/dia de gás natural e para 90 MW de energia são necessários 800 metros cúbicos/dia de óleo combustível ou 750 mil metros cúbicos/dia de gás natural.

Como se pode verificar na figura 5.1, sua localização é estratégica, pois está ao lado da Refinaria Alberto Pasqualini – REFAP, a qual é a fornecedora do OCTE. (ANEXO G/H)



Figura 5.1 - Localização da termelétrica Sepé Tiaraju [34]

5.1.1. Caso Oficial do ONS (caso base)

Como caso base de nosso estudo, utilizamos o deck de dados do ONS de abril de 2009. Este deck é utilizado para calcular o CMO e o despacho ótimo das usinas. Este caso contempla a termelétrica Sepé Tiaraju utilizando OCTE como combustível e seu CVU no valor de R\$ 541,93/MWh e a termelétrica Aureliano Chaves indisponível durante todo o ano de 2009. (ANEXO I)

Após a rodada do NEWAVE utilizando este caso verificamos como resultado de risco de déficit os dados contidos na tabela 5.1. Um valor interessante a ser destacado é a média do risco de déficit, que na atual conjuntura e configuração do setor elétrico. Faremos a comparação entre as médias da tabela 5.1 e as médias das outras sensibilidades a fim de concluirmos o assunto.

Tabela 5.1 - Risco de Déficit (caso base)

<i>ANO</i>	<i>SUDESTE</i>	<i>SUL</i>	<i>NORDESTE</i>	<i>NORTE</i>
2009	3,6%	3,8%	3,9%	22,6%
2010	8,0%	8,3%	5,8%	10,2%
2011	6,3%	6,3%	4,8%	6,2%
2012	9,8%	9,9%	6,1%	7,3%
2013	7,4%	9,3%	2,5%	6,0%
Média	7,0%	7,5%	4,6%	10,4%

O custo total de operação, conforme mostrado na tabela 5.2 está estimando em 44.338,50 milhões de reais. Este valor reflete o custo total para atender a todo o sistema (gerar energia) durante o período de 2009 a 2013.

Também usaremos este valor para comparação nas diferentes sensibilidades propostas a seguir.

Tabela 5.2 – Custo total da operação (caso base)

<i>CUSTO TOTAL DE OPERACAO</i> <i>(milhões de reais)</i>
44.338,50

A tabela 5.3 refere-se ao Custo Marginal de Operação que também servirá de parâmetro para as análises posteriores.

Tabela 5.3 - Custo Marginal de Operação (caso base)

<i>ANO</i>	<i>SUDESTE (R\$/MWh)</i>	<i>SUL (R\$/MWh)</i>	<i>NORDESTE (R\$/MWh)</i>	<i>NORTE (R\$/MWh)</i>
2009	202,1	197,3	209,2	248,3
2010	193,7	190,1	168,6	184,2
2011	204,3	196,6	167,5	180,4
2012	290,8	280,9	220,6	230,9
2013	263,5	260,8	187,5	221,3
Média	230,9	225,2	190,7	213,0

5.1.2. Sensibilidade 1 - Termelétrica Sepé Tiaraju com CVU de Gás Natural

Nesta sensibilidade simulamos a termelétrica Sepé Tiaraju utilizando Gás Natural como combustível e com o seu CVU no valor de R\$ 110,48/MWh (valor este que foi utilizado quando havia disponibilidade de gás natural para esta usina). A termelétrica Aureliano Chaves não teve modificação com relação ao caso base. (ANEXO J)

Observando a tabela 5.4 verificamos que com gás natural disponível os valores médios de risco de déficit diminuem isso se deve a um provável maior despacho dessa termelétrica, uma vez que seu CVU é mais baixo rodando a gás natural.

Tabela 5.4 - Risco de Déficit (sensibilidade 1)

<i>ANO</i>	<i>SUDESTE</i>	<i>SUL</i>	<i>NORDESTE</i>	<i>NORTE</i>
2009	3,5%	3,7%	3,7%	9,6%
2010	7,4%	7,7%	5,9%	8,6%
2011	5,9%	6,2%	4,2%	5,5%
2012	8,7%	9,0%	6,1%	7,3%
2013	7,5%	8,6%	2,3%	5,8%
Média	6,6%	7,0%	4,4%	7,3%

Caso base:

Média	7,0%	7,5%	4,6%	10,4%
--------------	------	------	------	-------

A tabela 5.5 nos mostra que o custo de operação do sistema como um todo é reduzido, pois também o gás natural é mais barato do que o OCTE para geração de energia. Uma diferença de R\$ 709 milhões no período de 5 anos. Este é custo da não utilização deste combustível pela termelétrica.

Tabela 5.5- Custo Total de Operação (sensibilidade 1)

<i>CUSTO TOTAL DE OPERACAO</i> <i>(milhões de reais)</i>
43.629,91

Caso base para comparação:

<i>CUSTO TOTAL DE OPERACAO</i> <i>(milhões de reais)</i>
44.338,50

A tabela 5.6 nos mostra o custo marginal de operação do sistema considerando a termelétrica rodando a gás natural. Devido ao CVU do gás natural ser inferior ao CVU do OCTE o custo marginal de operação é mais baixo neste caso para todos os subsistemas.

Tabela 5.6 - Custo Marginal de Operação (sensibilidade 1)

<i>ANO</i>	<i>SUDESTE</i> (R\$/MWh)	<i>SUL</i> (R\$/MWh)	<i>NORDESTE</i> (R\$/MWh)	<i>NORTE</i> (R\$/MWh)
2009	200,0	193,1	205,4	214,1
2010	188,7	184,5	161,2	172,4
2011	200,4	193,6	161,6	173,5
2012	285,3	275,9	218,7	229,1
2013	261,5	255,9	185,2	220,4
Média	227,2	220,6	186,4	201,9

Caso base para comparação:

Média	230,9	225,2	190,7	213,0
--------------	-------	-------	-------	-------

5.1.3. Sensibilidade 2 - Termelétrica Sepé Tiaraju retirada da simulação

Nesta análise retiramos da simulação a termelétrica Sepé Tiaraju, ou seja, é como se a termelétrica estivesse desligada por falta de combustível. A termelétrica Aureliano Chaves não teve modificação com relação ao caso base. (ANEXO K)

Nota-se, observando a tabela 5.7, que os riscos de déficit no sistema como um todo aumentam, pois existe uma menor capacidade instalada no sistema.

Tabela 5.7 - Risco de Déficit (sensibilidade 2)

<i>ANO</i>	<i>SUDESTE</i>	<i>SUL</i>	<i>NORDESTE</i>	<i>NORTE</i>
2009	4,3%	5,4%	3,7%	10,4%
2010	7,8%	8,2%	6,0%	8,7%
2011	6,4%	6,3%	4,7%	6,7%
2012	9,5%	10,4%	6,2%	7,5%
2013	7,6%	8,2%	2,6%	5,9%
Média	7,1%	7,7%	4,6%	7,8%

Caso base para comparação:

Média	7.0%	7.5%	4.6%	10.4%
--------------	------	------	------	-------

A tabela 5.8 se refere ao custo total da operação para este caso. Nota-se que a diferença entre a termelétrica despachada a OCTE e fora do sistema é de R\$ 37 milhões.

Tabela 5.8 – Custo total de operação (sensibilidade 2)

<i>CUSTO TOTAL DE OPERACAO</i> <i>(milhões de reais)</i>
44.375,17

Caso base para comparação:

<i>CUSTO TOTAL DE OPERACAO</i> <i>(milhões de reais)</i>
44.338,50

Conforme a tabela 5.9, o custo marginal de operação aumentou uma vez que esta termelétrica estaria fora do sistema e foi necessária a utilização de uma geração mais cara para atender ao sistema.

Tabela 5.9 - Custo Marginal de Operação (sensibilidade 2)

<i>ANO</i>	<i>SUDESTE</i> <i>(R\$/MWh)</i>	<i>SUL</i> <i>(R\$/MWh)</i>	<i>NORDESTE</i> <i>(R\$/MWh)</i>	<i>NORTE</i> <i>(R\$/MWh)</i>
2009	205,9	198,3	210,6	220,3
2010	194,2	190,4	165,2	175,4
2011	205,5	198,5	166,2	184,8
2012	294,1	285,2	224,8	237,6
2013	265,7	260,2	187,8	224,1
Média	233,1	226,5	190,9	208,4

Caso base para comparação:

Média	230,9	225,2	190,7	213,0
--------------	-------	-------	-------	-------

5.2. Estudo de Caso da Termelétrica Aureliano Chaves

A UTE Ibirité é uma usina termelétrica instalada no município de Ibirité (região metropolitana de Belo Horizonte), estado de Minas Gerais, Brasil.

Foi concebida como resultado de uma parceria entre a Edison (50%), empresa do Grupo Fiat, a Petrobras (30%) e o fundo de pensão Petros (20%). [35]

O projeto inicial previa a instalação de três módulos de ciclo combinado (que usa gás e vapor), cada módulo com capacidade instalada de 240 MW, totalizando 720 MW, ao custo total de US\$ 450 milhões. Com essa capacidade, foi enquadrada como um dos maiores projetos do PPT. [36], [35]

As obras se iniciaram em abril de 2001 e foram investidos aproximadamente US\$ 150 milhões na primeira fase da construção. Em julho de 2002 e em julho de 2003 as turbinas a gás de 150MW e a vapor de 76MW respectivamente, foram autorizadas a operar comercialmente. Em abril de 2005, a Ibiritermo S.A. informou à ANEEL a desistência da ampliação dos módulos II e III. [37], [35]

Em julho de 2005, a Ibiritermo S.A. requereu à ANEEL a transferência da autorização para a Petrobras, a qual é a tomadora da capacidade de geração da usina e comercializadora de energia. [37]

Em julho de 2007 algumas termelétricas sob a titularidade da PETROBRAS alteraram a sua denominação, sendo a UTE Ibirité passando a ser denominada UTE Aureliano Chaves. [33]

Atualmente a usina tem uma capacidade de geração de 226 MW, utiliza o gás natural como único combustível e é despachada pelo Operador Nacional do Sistema - ONS e operada pela PETROBRAS.

Devido a proximidade da termelétrica Aureliano Chaves com a Refinaria Gabriel Passos – REGAP, conforme figura 5.2, a construção de um oleoduto seria viável e de fácil implantação, o que facilitaria a sua conversão para bicomcombustíveis.



Figura 5.2 - Localização da termelétrica Aureliano Chaves [38]

5.2.1. Sensibilidade 3 - Termelétrica Aureliano Chaves convertida para bicomcombustível

Nesta análise simulamos a termelétrica Aureliano Chaves convertida para bicomcombustível, ou seja, utilizando OCTE como combustível. Para a simulação, adotamos o seu CVU no valor de R\$ 541,93/MWh, valor este que é utilizado pela termelétrica Sepé Tiaraju. A termelétrica Sepé Tiaraju não teve modificação com relação ao caso base. (ANEXO L)

A tabela 5.10 indica que a termelétrica rodando a óleo combustível reduz o risco de déficit do sistema, comparando-se com a média da tabela 5.1.

Tabela 5.10 - Risco de Déficit (sensibilidade 3)

<i>ANO</i>	<i>SUDESTE</i>	<i>SUL</i>	<i>NORDESTE</i>	<i>NORTE</i>
2009	3,7%	3,9%	4,1%	9,4%
2010	7,3%	7,6%	5,4%	9,5%
2011	6,6%	6,8%	4,5%	7,2%
2012	9,3%	9,8%	6,3%	7,5%
2013	7,3%	7,9%	2,3%	5,9%
Média	6,8%	7,2%	4,5%	7,9%

Caso base:

Média	7,0%	7,5%	4,6%	10,4%
--------------	------	------	------	-------

A tabela 5.11 nos mostra que mesmo utilizando um combustível caro, como o OCTE a inclusão dessa termelétrica no sistema reduziria em aproximadamente em R\$ 190 milhões em 5 anos o custo total de operação do sistema.

Tabela 5.11 – Custo total de operação (sensibilidade 3)

<i>CUSTO TOTAL DE OPERACAO</i> <i>(milhões de reais)</i>
44.142,07

Caso base para comparação:

<i>CUSTO TOTAL DE OPERACAO</i> <i>(milhões de reais)</i>
44.338,50

A tabela 5.12 nos mostra que o custo marginal de operação também seria reduzido caso a termelétrica operasse a OCTE.

Tabela 5.12 - Custo Marginal de Operação (sensibilidade 3)

<i>Ano</i>	<i>SUDESTE (R\$/MWh)</i>	<i>SUL (R\$/MWh)</i>	<i>NORDESTE (R\$/MWh)</i>	<i>NORTE (R\$/MWh)</i>
2009	200,2	195,2	205,2	213,7
2010	190,2	186,0	164,3	179,0
2011	203,3	197,5	163,1	179,1
2012	290,7	282,1	223,4	235,2
2013	263,4	257,7	187,4	224,4
Média	229,5	223,7	188,7	206,3

Caso base para comparação:

Média	230,9	225,2	190,7	213,0
--------------	-------	-------	-------	-------

5.3. Tabela Resumo das Simulações

Para um melhor entendimento das premissas e dos resultados obtidos nas simulações, elaboramos as duas tabelas abaixo. A tabela 5.13 contém informações a respeito da termelétrica Sepé Tiaraju e a tabela 5.14 contém as informações a respeito da termelétrica Aureliano Chaves.

Tabela 5.13 – Tabela Resumo da UTE Sepé Tiaraju

CASO	COMBUSTÍVEL			CUSTO TOTAL DE OPERAÇÃO (milhões de reais)
	OCTE	Gás Natural	Sem Combustível (indisponível)	
Caso Base	X			44.338,50
Sensibilidade 1		X		43.629,91
Sensibilidade 2			X	44.375,17

Tabela 5.14 – Tabela Resumo da UTE Aureliano Chaves

CASO	COMBUSTÍVEL			CUSTO TOTAL DE OPERAÇÃO (milhões de reais)
	OCTE	Gás Natural	Sem Combustível (indisponível)	
Caso Base			X	44.338,50
Sensibilidade 3	X			44.142,07

6. CONCLUSÕES

Conforme o Capítulo 3, seção 3.1.4, o teste solicitado pela ANEEL e coordenado pelo ONS para aferir o despacho das usinas termelétricas a gás natural, realizado no final de 2006, demonstrou que não havia combustível suficiente para rodar simultaneamente todas as termelétricas do parque gerador nacional.

Do ponto de vista técnico, a conversão da termelétrica Sepé Tiaraju é uma resposta da Petrobras à disponibilizar energia para o sistema.

A conversão da termelétrica Sepé Tiaraju de gás natural para bicomcombustíveis de fato reduz o risco de déficit, ou sua disponibilidade, aumenta segurança energética do sistema como um todo e é comprovado na comparação comparando as tabelas 5.1, 5.4, 5.7 e 5.10 onde aparecem claramente as nuances de risco nos diferentes cenários propostos no trabalho.

Isso se deve ao fato de que a usina, anteriormente fora do sistema por falta de combustível, acaba gerando e assim aumentando a energia disponível e, conseqüentemente, reduzindo o risco como um todo.

Ainda na comparação entre ter a termelétrica Sepé Tiaraju desligada ou despachando a OCTE, as simulações mostram que os custos totais de operação do sistema em um período de cinco anos caem em todos os submercados, o que indica que em um cenário cujo risco de déficit giram em torno de 7% é vantajoso – e importante – a conversão de termelétricas nestes moldes. Para comprovar esse postulado, fizemos as mesmas análises em uma hipotética conversão da termelétrica Aureliano Chaves utilizando o mesmo CVU e combustível da termelétrica Sepé Tiaraju e as variáveis chave demonstraram que o Custo Total de Operação também cae, assim como os Riscos de Déficit e os CMOs para todos os submercados. A conversão é vantajosa para a sociedade, pois reduz o CMO e, conseqüentemente o PLD ou o custo da energia como um todo para toda a sociedade.

No entanto, as conclusões acima dizem respeito a uma comparação entre termelétricas desligadas versus termelétricas operando a Óleo Combustível. No entanto, e se houvesse gás para ambas as termelétricas?

A falta de gás natural abre duas possibilidades: a primeira é a de deixar a usina desligada e outra é a de convertê-la para óleo combustível. A paralisação da planta por falta de combustível custaria, de fato, mais cara ao sistema.

O trabalho comprova que as termelétricas a gás são mais eficientes economicamente e que a falta deste combustível torna o sistema com maior risco de déficit, maiores Custos de Operação Marginais de Operação e maiores custos totais de operação, portanto onera os consumidores de maneira geral. A falta de gás natural impacta diretamente o sistema. Para se ter uma idéia, o uso do OCTE em substituição ao combustível somente na termelétrica Sepé Tiaraju tornará o sistema elétrico 709 milhões de reais “mais caro” em um horizonte de cinco anos.

Deve se levar em conta variáveis logísticas, que não são tangíveis no modelo computacional, mas são chave para o sucesso de tais projetos. A localização das plantas, ao lado de refinarias, e o fato de a Petrobras ter domínio de toda a cadeia de suprimento tornam tais projetos muito mais factíveis.

A questão de se converter ou não termelétricas a bicomcombustíveis não se encerra em si mesmo. Ou seja, não basta que elas sejam viáveis economicamente. A configuração do setor elétrico brasileiro onde interligação e interdependências são variáveis-chave faz com que tais decisões possuam um peso social, econômico e político tão grande como o técnico.

Dessa forma é compreensível que a Petrobras, empresa de capital misto com controle do estado brasileiro, tenha realizado tal conversão sendo a princípio tal decisão tomada para satisfazer a demanda de energia no curto prazo, ou ao menos mitigar o risco de déficit em um horizonte plurianual, que pelas simulações feitas encontra-se com uma média de 7,1% n o submercado Sudeste.

A segurança energética é um fato social que repercute em diversas esferas da vida das pessoas e afeta diretamente o futuro do país. Além dos riscos de falta de suprimento de energia, apagão e efeitos de curto prazo, a garantia de suprimento interfere nas decisões empresariais, econômicas e políticas. Portanto, tais investimentos se justificam quando se trata da categoria mitigação do risco.

Pela teoria marginalista, o custo marginal de operação da termelétrica Sepé Tiaraju é considerado alto e sua utilidade marginal é inversamente proporcional, ou seja, agrega menos energia a um custo maior, por que se tornou necessária realizar a conversão?

Para se ter idéia, o Setor Elétrico trabalha com um risco de déficit para expansão do sistema da ordem de 5% e no resultado do caso oficial, a média do risco do déficit para o período 2009-2013 está acima de 7% para todos os subsistemas com exceção do Nordeste. Tais riscos trazem insegurança para o suprimento de longo prazo.

Outra conclusão foi o fato de o Brasil, país com pouca dependência de combustíveis fósseis para geração de energia devido à sua base de geração hidráulica, esteja se tornando cada vez mais dependente deles. A prática de converter termelétricas para bicomcombustíveis coloca o país como consumidor de derivados de petróleo o que tem consequências econômicas e geopolíticas, uma vez que o acesso a energia tem se tornado uma questão importante, particularmente nos BRIC (Brasil, Rússia, Índia e China – países em desenvolvimento). [39]

Mas existe outra necessidade. A sociedade, a partir de 2001, começou a olhar a energia elétrica de outra maneira. O racionamento de energia foi um divisor de águas na agenda política, na sociedade e no próprio setor elétrico. A oferta de energia elétrica virou uma bandeira com um fim em si. Neste sentido qualquer energia nova que entre no sistema, a qualquer custo, vale mais do que os riscos de um apagão. Os modelos de planejamento de médio prazo “pensam” da mesma maneira, no entanto um aspecto que salta aos olhos é a necessidade de curto prazo em detrimento a um melhor planejamento de longo prazo.

Tais recursos poderiam ser investidos em melhorias ou expansão da malha de transmissão de energia elétrica ou até mesmo na expansão da geração. Além disso, se extrapolarmos um pouco a análise poderia ser usado também para a expansão da oferta e na malha de transportes de gás natural.

De acordo com o PDE que as perspectivas destinando-se à geração de energia elétrica com óleo combustível apenas quando não existir alternativa mais econômica para tal, portanto caracterizando tal forma como solução de curto prazo.

7. REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

- [1] Anuário Exame. Corrida Contra o Apagão. v.38, n.22, p. 160-169, Nov. 2004.
- [2] Sitio do ONS: http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx. Acessado em 03/02/2009.
- [3] Sitio da ANEEL:
<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>.
Acessado em 28/03/2009.
- [4] Sitio da ANEEL: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=7&idPerfil=3>. Acessado em 17/11/2008.
- [5] Sitio do Portal Lumière:
<http://www.portallumiere.com.br/index.php?strArea=noticias&id=6737>. Acessado em 14/03/2009
- [6] Sitio do MME: <http://www.mme.gov.br>. Acessado em 17/11/2008.
- [7] Sitio do ONS: <http://www.ons.org.br>. Acessado em 17/11/2008.
- [8] BRASIL, PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. LEI Nº 9.478/97. Diário Oficial, 7 de agosto de 1997.
- [9] BRASIL, CONGRESSO NACIONAL. Lei no 10.848/04. Diário Oficial, 16 de março de 2004.
- [10] BRASIL, PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Decreto no 5.163/04. Diário Oficial, 30 de julho de 2004.
- [11] BRASIL, PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Decreto no 5.177/04. Diário Oficial, 16 de agosto de 2004.

- [12] BRASIL, CONGRESSO NACIONAL. Lei no 10.847/04. Diário Oficial, 16 de março de 2004.
- [13] BRASIL, PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Decreto no 5.175/04. Diário Oficial, 10 de agosto de 2004.
- [14] Plano Nacional de Energia 2030 / Ministério de Minas e Energia; colaboração Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME: EPE, 2007.
- [15] Sitio da CEGÁS: <http://www.cegas.com.br/imagens/grafbrasilbolivia.gif>. Acessado em 14/03/2009
- [16] Sitio da Revista Brasil Energia:
<http://www.energiahoje.com/brasilenergia/ideias/2006/08/01/267653/a-importancia-do-gnl-no-brasil.html>. Acessado em 11/03/2009.
- [17] Plano Decenal de Energia Elétrica – PDEE 2008/2017. Disponível em <http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>. Acessado em 19/12/2008.
- [18] Abastecimento e Segurança e Energética na Região do Cone Sul - <http://www.cbge.org/documento/CesarioCecchi.pdf>. Acessado em 15/10/2008
- [19] Sitio do Energy Information Administration - EIA:
http://tonto.eia.doe.gov/country/country_time_series.cfm?fips=AR#ng. Acessado em 20/02/2009
- [20] Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. – Rio de Janeiro : ANP, 2008.
- [21] Sitio da Cidadebiz: http://cidadebiz.oi.com.br/noticias/imprimir.php?artigo_id=17714. Acessado em 31/03/2009
- [22] Sitio da Gazeta Mercantil: <http://www.gazetamercantil.com.br>. Acessado em 30/10/2008

- [23] Bardelin, C.A.E. – Os efeitos do racionamento de energia elétrica ocorrido em 2001 e 2002 com ênfase no consumo de energia. Dissertação (Mestrado), Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 2004.
- [24] Sitio do Datafolha: http://datafolha.folha.uol.com.br/po/ver_po.php?session=21. Acessado em 10/03/2009
- [25] Pinto, Roberto José; Simulador Estocástico de fluxo financeiro dos agentes no Mercado Atacadista de Energia Elétrica Brasileiro; Rio de Janeiro, 2002. Dissertação de Mestrado. Pontifícia Universidade Católica/RJ.
- [26] Maceira, Maria Elvira Piñeiro; Costa, Ana Paula Calil; Marcato, André Luis Marques; “Programação Dinâmica Dual Estocástica Aplicada ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação do Processo Estocástico de Afluências por Modelos Auto Regressivos Periódicos – NEWAVE – Especificação Funcional ”; CEPEL – Relatório Técnico DPP/PEL 349/99.
- [27] Bitu, R.; Born, P. Tarifas de energia elétrica – Aspectos conceituais e metodológicos. São Paulo: MM Editora, 1993.
- [28] Maceira, Maria Elvira Piñeiro; Suanno, Cláudia Maria; Bezerra, Cecília M. Ventura D.; Costa, Joari Paulo; “Manual do Usuário do Modelo NEWAVE”; CEPEL - Relatório Técnico DPP/PON 075/97.
- [29] Barros, M. T. L. (Coordenador). Sistema de Suporte ao Planejamento do Sistema Hidrotérmico Brasileiro: Modelos SISOPT2 e SolverSIN - Relatório de Atividades de Pesquisa. Período de 02/2006 a 08/2007. 2007.
- [30] Lopes, J. E. G. 2007. Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Produção de Energia Elétrica. Tese de Doutorado. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. 2007.

- [31] Nascentes, J. C. M. Influência do Custo do Déficit de Energia nos Preços Spot de Energia Elétrica no Brasil. Dissertação de Mestrado. Faculdade de Engenharia Mecânica da Unicamp. 2002.
- [32] Tigres, Paulo Bastos - Paradigmas Tecnológicos e Teorias Econômicas da Firma in Revista Brasileira de Inovação.p 187-223.2005.7ª Edição.
- [33] DESPACHO Nº 2.262, DE 19 DE JULHO DE 2007 - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL.
- [34] Sitio do Google Maps: http://maps.google.com.br/maps?f=q&source=s_q&hl=pt-BR&geocode=&q=alberto+pasqualini-refap&sll=-29.872206,-51.163588&sspn=0.026422,0.038495&ie=UTF8&ll=-29.872206,-51.168137&spn=0.026422,0.038495&t=k&z=15. Acessado em 14/01/2009
- [35] Costa, Cláudia – Ibirité entra em operação - Revista Brasil Energia, nº. 260, edição de Julho de 2002.
- [36] PROCESSO No: 48500.003177/99-85 – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL
- [37] RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 446, DE 13 DE FEVEREIRO DE 2006 – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL.
- [38] Sitio do Google Maps: http://maps.google.com.br/maps?f=q&source=s_q&hl=pt-BR&geocode=&q=ibirite%C3%A9&sll=-20.735887,-46.590099&sspn=0.054986,0.10952&ie=UTF8&ll=-19.979802,-44.098949&spn=0.028636,0.05476&t=k&z=15. Acessado em 14/01/2009
- [39] Sitio do Portal Luis Nassif: <http://blogln.ning.com/profiles/blogs/o-curto-reinado-dos>. Acessado em 31/03/2009

ANEXO A: DECRETO Nº 3.371, DE 24 DE FEVEREIRO DE 2000**Presidência da República
Subchefia para Assuntos Jurídicos****DECRETO Nº 3.371, DE 24 DE FEVEREIRO DE 2000.**

Institui, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, o Programa Prioritário de Termelétricidade, e dá outras providências.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA, no uso da atribuição que lhe confere o art. 84, inciso IV, da Constituição Federal,

DECRETA:

Art. 1º Fica instituído, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, o Programa Prioritário de Termelétricidade, visando à implantação de usinas termelétricas.

Art. 2º As usinas termelétricas, integrantes do Programa Prioritário de Termelétricidade, farão jus às seguintes prerrogativas:

I - garantia de suprimento de gás natural, pelo prazo de até vinte anos, de acordo com as regras a serem estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia;

II - garantia da aplicação do valor normativo à distribuidora de energia elétrica, por um período de até vinte anos, de acordo com a regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica -ANEEL;

III - garantia pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES de acesso ao Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários no Setor Elétrico.

Parágrafo único. Até 31 de dezembro de 2002 ou até a normalização da efetiva liquidação das operações do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, o que ocorrer primeiro, fica autorizada a aquisição de energia elétrica e de recebíveis do MAE pela Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial - CBEE, ou, enquanto esta não operar, por outra entidade vinculada ao Ministério de Minas e Energia, inclusive empresas do grupo

ELETROBRÁS, como instrumentos do Programa Prioritário de Termoelectricidade - PPT, observadas as seguintes condições: (Parágrafo incluído pelo Decreto nº 4.067, de 27.12.2001)

I - aquisição ao valor máximo de noventa por cento do preço da energia praticado no MAE no período de referência; (Inciso incluído pelo Decreto nº 4.067, de 27.12.2001)

II - aquisição somente junto àqueles agentes que, integrantes do PPT, tenham entrado em operação até 31 de março de 2002; (Inciso incluído pelo Decreto nº 4.067, de 27.12.2001)

III - aquisição relativa a energia gerada cuja contabilização no MAE venha a ser divulgada a partir de 28 de dezembro de 2001; e (Inciso incluído pelo Decreto nº 4.067, de 27.12.2001)

IV - vedação à aquisição relativa a energia gerada por empreendimentos cuja capacidade de geração ou energia gerada seja objeto de contrato. (Inciso incluído pelo Decreto nº 4.067, de 27.12.2001)

Art. 3º O Programa será coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, que baixará as normas para a sua execução.

Art. 4º Este Decreto entra em vigor na data de sua publicação.

Brasília, 24 de fevereiro de 2000; 179º da Independência e 112º da República.

FERNANDO HENRIQUE CARDOSO

Rodolpho Tourinho Neto

Publicado no D.O. de 25.2.2000

ANEXO B: PORTARIA Nº 43, DE 25 DE FEVEREIRO DE 2000

Define as usinas termelétricas integrantes do programa prioritário, de acordo com os critérios de enquadramento estabelecidos pelo CAET.

O MINISTRO DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA, no uso das atribuições que lhe confere o art. 87, parágrafo único, inciso II, da Constituição, e

considerando que a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, estabelece que a política energética nacional para o aproveitamento racional das fontes de energia visará, dentre outros objetivos, incrementar em bases econômicas a utilização do gás natural, valorizar os recursos energéticos, proteger o meio ambiente e promover a conservação de energia;

considerando que a nova concepção da matriz energética brasileira recomenda a utilização de usinas termelétricas, principalmente com utilização de gás natural, o que propicia condições de atendimento ao mercado a curto prazo e permite ganhos de confiabilidade e eficiência no sistema gerador de energia elétrica;

considerando que a meta estabelecida para o setor elétrico é de implantar um parque gerador termelétrico, de forma a atingir até o ano 2009 um perfil hidrotérmico na proporção de oitenta e vinte por cento, respectivamente, alterando a participação do gás natural na matriz energética nacional de três por cento para dez por cento;

considerando que a geração termelétrica com o seu avanço tecnológico traz inúmeras vantagens, tais como: atendimento aos requisitos ambientais; instalação próxima aos centros de carga, otimizando o carregamento e a expansão dos sistemas de transmissão; geração estratégica para a operação de hidrelétricas; menor prazo de construção e maior facilidade na obtenção de financiamento;

considerando que o equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia elétrica é fundamental para a prática da livre competição e para a qualidade do serviço, que são alicerces do novo modelo do setor elétrico, sendo prioritário desencadear ações necessárias para sua garantia, no âmbito deste Ministério, em particular até o ano 2003, quando se inicia efetivamente a prática de livre mercado;

considerando o Decreto nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000, que cria o Programa Prioritário de Termelétricidade;

considerando que se faz necessário estabelecer ações integradas, coordenadas por este Ministério, resolve:

Art. 1º Definir as usinas termelétricas abaixo relacionadas como integrantes do Programa Prioritário, de acordo com os critérios de enquadramento estabelecidos pelo Comitê de Acompanhamento da Expansão Termelétrica - CAET:

USINAS	LOCALIZAÇÃO	POTÊNCIA
a) USINAS DE COGERAÇÃO A GÁS NATURAL		
VALE DO AÇU	RIO GRANDE DO NORTE	240
SERGIPE	SERGIPE	90
TERMOBAHIA	BAHIA	460
TERMORIO	RIO DEJANEIRO	450
CUBATÃO	SÃO PAULO	180
RHODIA PAULÍNIA	SÃO PAULO	152
RHODIA SANTO ANDRÉ	SÃO PAULO	100
ALTO TIETÊ I, II	SÃO PAULO	88
CAPUAVA	SÃO PAULO	230
VALPARAÍSO	SÃO PAULO	220
IBIRITÉ	MINAS GERAIS	240
b) USINAS A GÁS NATURAL EM CICLO COMBINADO		
DUNAS	CEARÁ	250
PARAÍBA	PARAÍBA	150
TERMOALAGOAS	ALAGOAS	120
TERMOPERNAMBUCO	PERNAMBUCO	460
VITÓRIA	ESPÍRITO SANTO	500
NORTE FLUMINENSE	RIO DEJANEIRO	720
CABIUNAS	RIO DEJANEIRO	450
RIOGEN	RIO DEJANEIRO	500
POÇOS DE CALDAS	MINAS GERAIS	500
JUIZ DE FORA	MINAS GERAIS	78
SANTA BRANCA	SÃO PAULO	1067
VALE DO PARAÍBA	SÃO PAULO	480
ARARAQUARA	SÃO PAULO	500
PAULÍNIA	SÃO PAULO	240
PAULÍNIA-DSG	SÃO PAULO	550
CARIOBA	SÃO PAULO	750
ABC	SÃO PAULO	500
BARIRI	SÃO PAULO	700
CACHOEIRA PAULISTA	SÃO PAULO	180
INDAIATUBA	SÃO PAULO	180
DUKE ENERGY 1	SÃO PAULO	350
ARAUCÁRIA	PARANÁ	480
TERMOCATARINENSE	SANTA CATARINA	300
GAUCHA	RIO GRANDE DO SUL	480
TERMOSUL	RIO GRANDE DO SUL	750
CAMPO GRANDE	MATO GROSSO DO SUL	300
CORUMBÁ	MATO GROSSO DO SUL	250
CUIABÁ II	MATO GROSSO	480
TERMONORTE II	RONDÔNIA	340
MANAUS	AMAZONAS	180

c) USINAS A GÁS NATURAL		
TERMONORTE I	RONDÔNIA	64
PITANGA	PARANÁ	20
d) USINAS COM OUTROS COMBUSTÍVEIS		
COFEPAR	PARANÁ Resíduo Asfáltico	616
FIGUEIRA	PARANÁ Carvão	100
SÃO MATEUS	PARANÁ Xisto	70
SUL CATARINENSE	SANTA CATARINA Carvão	400
SEIVAL	RIO GRANDE DO SUL Carvão	250
CANDIOTA III	RIO GRANDE DO SUL Carvão	350
e) USINAS EXISTENTES A SEREM CONVERTIDAS PARA GÁS NATURAL COM PROCESSO DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA		
MANAUS	AMAZONAS	500
SANTA CRUZ	RIO DE JANEIRO	1125
CAMAÇARI	BAHIA	420
BONGI	PERNAMBUCO	213

Art. 2º Garantir que as usinas termelétricas constantes do programa farão jus às seguintes prerrogativas:

"I - garantia pela Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS de suprimento de gás natural, por prazo de até vinte anos, para as usinas vinculadas ao sistema elétrico interligado, de acordo com uma das seguintes alternativas de preço, a critério do investidor:"

(Redação dada pela Portaria MME nº 215, de 26.07.2000)

"a) preço médio equivalente em reais a US\$ 2,26/MM btu, na base de setembro de 1999, reajustado trimestralmente, de acordo com a política de gás natural nacional e com as demais condições de comercialização constantes nos contratos firmados para o gás natural importado;"

(Alínea acrescentada pela Portaria MME nº 215, de 26.07.2000)

"b) preço equivalente em reais a US\$ 2,475/MM btu, na base de abril de 2000, de acordo com a política de gás natural nacional e de acordo com as demais condições de comercialização constantes nos contratos firmados para o gás natural importado, reajustado anualmente com base na variação percentual do Índice de Preços ao Atacado nos Estados Unidos, publicado pelo U. S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics, relativo ao mesmo período de referência;"

(Alínea acrescentada pela Portaria MME nº 215, de 26.07.2000)

"c) garantia de que os preços do gás natural definidos nas alíneas "a" e "b", serão reajustados pró-rata tempore, até a data de reajuste de preços dos contratos de compra

e venda de energia elétrica das usinas, de maneira a obter-se coincidência entre as datas de reajustes anuais, dos contratos de gás e de energia elétrica;"
(Alínea acrescentada pela Portaria MME nº 215, de 26.07.2000)

"d) o valor fixado na alínea "b" será mantido constante em moeda norte-americana por um período de 12 meses após a sincronia dos reajustes previstos na alínea "c";"
(Alínea acrescentada pela Portaria MME nº 215, de 26.07.2000)

"e) o investidor poderá optar, até a data de início de operação comercial da usina, por uma das alternativas de preço de gás natural."
(Alínea acrescentada pela Portaria MME nº 215, de 26.07.2000)

II - garantia da aplicação do valor normativo à distribuidora de energia elétrica, por um período de até vinte anos, de acordo com a Resolução nº 233, de 29 de julho de 1999, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL;

"III - garantia pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social S.A. - BNDES, de acesso ao Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários no Setor Elétrico, também para os sistemas de transmissão associados às usinas, bem como às obras de conexão e/ou de reforço no sistema de transmissão." (NR)
(Redação dada pela Portaria MME nº 215, de 26.07.2000)

Art. 3º Determinar ao Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - CCPE, que exerça a coordenação, em articulação com o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS dos estudos para definir a integração à rede elétrica das usinas do Programa Prioritário de Termelétricidade.

Art. 4º Definir que os investidores das usinas termelétricas deverão apresentar, no prazo de trinta dias da publicação desta Portaria, o programa de implantação do empreendimento, contendo toda documentação necessária, à Secretaria de Energia, que exercerá a coordenação do Programa.

Parágrafo único. Os investidores deverão apresentar trimestralmente, à Secretaria de Energia, relatório de atualização do programa de implantação do seu empreendimento.

Art. 5º Definir que os investidores das usinas termelétricas deverão ingressar, no prazo de até noventa dias da publicação desta Portaria, com o pedido para funcionar como Produtor Independente de Energia na Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

Art. 6º A ANEEL exercerá fiscalização do cumprimento da implantação das usinas, de acordo com os termos da autorização.

§ 1º A ANEEL deverá informar, periodicamente, ao CAET, sobre o programa de implantação das usinas.

§ 2º O não cumprimento do cronograma de implantação ensejará a aplicação das sanções previstas na Resolução nº 318, de 6 de outubro de 1998, da ANEEL.

§ 3º O CAET decidirá quanto à permanência ou substituição de determinada usina no Programa, nos casos em que for caracterizado o descumprimento injustificado por parte dos investidores dos termos ajustados no Protocolo de Responsabilidades para Implantação do Programa Prioritário de Termoeletricidade, e das definições dos arts. 4º e 5º desta Portaria.

Art. 7º Prorrogar o prazo estabelecido no art. 4º da Portaria MME nº 391, de 19 de outubro de 1999, para 31 de dezembro de 2003.

Art. 8º Esta Portaria entra em vigor a partir da data de sua publicação.

RODOLPHO TOURINHO NETO

ANEXO C: OFICIO Nº 520/2006 - SFG/ANEEL



Ofício nº 520/2006-SFG/ANEEL

Brasília, 1º de dezembro de 2006

A Sua Senhoria o Senhor
 Hermes J. Chipp
 Diretor Geral do
 Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS
 Rio de Janeiro - RJ

Assunto: Despacho simultâneo das usinas termelétricas despachadas centralizadamente.

Prezado Senhor Diretor,

A Resolução Normativa nº 237, de 28 de novembro de 2006, estabeleceu que o ONS deverá considerar na base de dados do Newave e Descomp, como limite de disponibilidade de geração termelétrica, o valor de Disponibilidade Observada, definido pela Resolução Normativa nº 231, de 19 de setembro de 2006, que estabeleceu os procedimentos e critérios para determinação de disponibilidade de usina termelétrica despachada centralizadamente, por falta de combustível.

2. Assim, vimos por meio deste agendar reunião a ser realizada nas dependências desse ONS, no dia 4 de dezembro de 2006, a partir das 9h00, para discussão e definição da logística do teste de operação simultânea das termelétricas centralizadamente despachadas, visando comprovar a real disponibilidade de combustível atual. Serão discutidos também a formatação e a periodicidade dos relatórios de resultados a serem verificados que deverão ser emitidos e encaminhados por esse operador.

3. Comparecerão à referida reunião o Diretor Edvaldo Alves Santana, os Superintendentes da SRG e da SFG, Rui Guilherme Altieri Silva e Jamil Abid, e o técnico Rafael Ervilha Costaro, desta SFG.

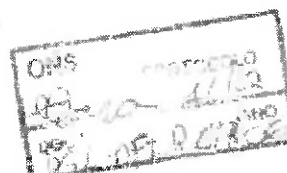
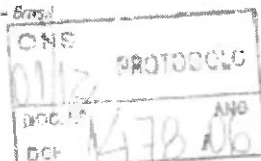
4. Informamos que os testes de geração simultânea deverão ter duração mínima de 12 dias, iniciados a partir do dia 11 de dezembro de 2006, e deverão exigir a capacidade máxima de geração de cada usina termelétrica despachada. Para isso, esse ONS deverá articular-se com a ANP e com a ANEEL, confirmando as usinas, os respectivos montantes programados, a hora de início e a duração do despacho, assim como outras informações que julgar necessárias para subsidiar a ação de fiscalização dessas agências.

Atenciosamente,

Superintendente de Fiscalização dos Serviços de Geração

C/c: Nelson Narciso -- Diretor Técnico da ANP

SEAE – Unidade 663, Módulo "T" e "U"
 CEP: 70833-901 – Brasília - DF – Brasil
 Tel: 55/61 2162-8885
 Jundiro - CEG 727 2016



ANEXO D: CARTA ONS 301/400/2006**Operador Nacional do Sistema Elétrico**

Central de Atendimento
Rua da Assembleia, 196
24091-000, Rio de Janeiro - RJ, Brasil
Tel: (21) 2203-0998 Fax: (21) 2203-0422
E-mail: info@ons.org.br

CARTA ONS-301/400/2006

Rio de Janeiro, 26 de Dezembro de 2006

Ilmos. Srs.

Jamil Abid

Superintendente de Fiscalização dos Serviços de Geração
ANEEL

Rui Guilherme Altieri Silva

Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração
ANEEL

Assunto: Teste de disponibilidade de geração térmica a gás nas regiões Sudeste e Sul.

Ref.: Ofício nº 520/2006 – SFG/ANEEL de 01/12/2006

Senhores Superintendentes,

1. Em cumprimento ao estabelecido no Ofício nº. 520/2006 – SFG/ANEEL de 01/12/2006, em referência, enviamos anexo a esta correspondência o relato dos resultados finais dos Testes de Operação Simultânea das Termelétricas de Gás Natural das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul, realizados no período de 11 a 22 de dezembro de 2006.
2. Ressaltamos que os resultados finais consideram as orientações da ANEEL estabelecidas no Ofício nº. 410/2006-SRG/SFG/ANEEL, de 22 de dezembro próximo passado.
3. Colocando-nos à disposição para esclarecimento adicionais julgados pertinentes, somos,

Atenciosamente,


Luiz Eddardo Barata Ferreira
Diretor de Operação

CARTA ONS 301/400/2006

Usina	Programado (MWmédio)	Verificado (MWmédio)	Desvio (MWmédio)
Canoas	160,00	0,00	160,00
Araucária*	484,00	466,61	17,39
Nova Piratininga	370,00	0,00	370,00
Gov. Leonel Brizola (Termorio)	713,00	420,72	292,28
Barbosa Lima Sobrinho (Eletrobolt)	385,00	26,10	358,90
Ibirité	226,00	0,70	225,30
Termomacaé	922,00	0,00	922,00
Três Lagoas	252,00	192,51	59,49
Juiz de Fora	84,00	84,42	(0,42)
Norte Fluminense	868,00	797,50	70,50
Willian Arjona	172,00	159,20	12,80
Piratininga	180,00	0,00	180,00
Roberto da Silveira	30,00	0,00	30,00
TOTAL	4.846,00	2.147,76	2.698,24

Obs. *As indisponibilidade causadas por problema mecânicos nas unidades geradoras nos dias 11, 12 e 19 de dezembro de 2006 da UTE Araucária, foram expurgados dos dados verificados e programados do resultado do teste, conforme determina ofício nº 410/2006-SRG/ANEEL de 20 de dezembro de 2006.

A tabela a seguir indica a disponibilidade observada apurada até 30/11/2006 para as usinas térmicas que não participaram do Teste de Operação Simultânea das Termelétricas a Gás Natural, conforme informado na Carta ONS 287/400/2006, emitida em 14/12/2006.

Usina	Disponibilidade Observada (MWmed)
Cuiabá	379,03
Fafen	57,13
Termopernambuco	91,84
Uruguaiana *	597,69

Obs. * A disponibilidade considerada para a UTE Uruguaiana já se encontra limitada em 217MW, conforme Resolução MME nº 153/2005.

ANEXO E: DESPACHO Nº 1.354, DE 2 DE MAIO DE 2007**AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL**RelatórioVotoTermo de Compromisso

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, tendo em vista deliberação da Diretoria, o que consta nos autos do Processo nº 48500.002214/2007-56, resolve: (i) “aprovar o Termo de Compromisso, de acordo com o publicado na página da ANEEL na Internet: <http://www.aneel.gov.br>, a ser firmado entre a ANEEL e a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras”, cujo objetivo é proporcionar ao Sistema Interligado Nacional – SIN oferta de combustível compatível com a capacidade de geração simultânea das usinas termelétricas constantes do Anexo do referido Termo de Compromisso, o qual possui eficácia condicionada à edição de Portaria específica, pelo Ministério de Minas e Energia, com a evolução da Garantia Física de cada uma dessas usinas, em função de eventuais atualizações previstas no cronograma; (ii) determinar ao Operador Nacional do Sistema – ONS e à Câmara de Comercialização de Energia – CCEE que, durante a vigência do Termo de Compromisso, utilizem, para efeito de programação, despacho e formação do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), o cronograma de disponibilidade de geração constante do Anexo ao Termo, cujas datas deverão ser referidas ao final de cada semestre; e (iii) determinar à CCEE que efetive, no prazo de até 30 (trinta) dias, as alterações necessárias nas Regras de Comercialização, de modo a considerar os efeitos do Termo de Compromisso, em especial no que diz respeito à previsão de penalidades de multa à Petrobras.

JERSON KELMAN

ANEXO F: TERMO DE COMPROMISSO PETROBRAS x ANEEL

Por meio deste instrumento, a Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS por seu Presidente, José Sergio Gabrielli de Azevedo, e a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, no exercício de suas atribuições legais, neste ato representada por seu Diretor-Geral, Jerson Kelman, nos termos do inciso V, art. 10, Anexo I do Decreto n.º 2.335, de 6 de outubro de 1997, e tendo em vista deliberação da Diretoria Colegiada dessa Agência, doravante designada simplesmente ANEEL, acordam entre si o presente Termo de Compromisso ("Termo") regido pelas condições estabelecidas pelas cláusulas a seguir:

- 1) A PETROBRAS proporcionará ao Sistema Interligado Nacional ("SIN") oferta de combustível compatível com a capacidade de geração simultânea das usinas térmicas, conforme cronograma apresentado no Anexo, que é parte integrante deste Termo.
- 2) Durante a vigência desse Termo, a ANEEL determinará ao Operador Nacional do Sistema (ONS) e à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) que utilizem, para efeito de programação, despacho e formação do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), o cronograma de disponibilidade de geração previsto no Anexo, com as eventuais atualizações previstas na cláusula 16. Para todos os efeitos deste Termo, aplicar-se-á para determinado semestre as quantidades de energia previstas para o semestre imediatamente anterior no referido Anexo.
- 3) O ONS, quando acionado pela ANEEL, realizará teste, consistindo no despacho simultâneo de usinas definidas pela ANEEL, com duração de até 14 (quatorze) dias consecutivos, para verificar o cumprimento do cronograma estabelecido.
- 4) Quando o teste de que trata a cláusula 3 for de iniciativa da ANEEL, o correspondente custo será coberto por meio de encargo de serviço de sistema (ESS).
- 5) Os agentes proprietários das usinas termelétricas afetadas pelos testes de dezembro de 2006 poderão solicitar ajuste do Custo Variável Unitário (CVU) para a parcela relativa à capacidade instalada que consta do Anexo (em MW), descontada a disponibilidade média (em MW) resultante do teste realizado em dezembro de 2006.

6) O pedido de ajuste do CVU, quando representar mudança superior ao IPCA do período, só será acatado após fiscalização da ANEEL e emissão de Portaria do Ministério de Minas e Energia contendo novo valor para a correspondente Garantia Física.

7) As taxas equivalentes de indisponibilidade forçada apurada ("TEIFa") e programada ("TEIP"), bem como a disponibilidade observada ("DISPo") deverão ser apuradas em conformidade com as potências despachadas pelo ONS.

8) Após a assinatura desse Termo, ficam cancelados os efeitos da aplicação da Resolução ANEEL 231/06, para as usinas constantes do Anexo, exceto as usinas Norte Fluminense, Juiz de Fora, Termopernambuco e Termofortaleza, no período de janeiro de 2006 até 30 de abril de 2007, desde que não sejam acionadas as condições suspensivas deste Termo, descritas na cláusula 15.

9) Quando a potência disponibilizada em um determinado mês por alguma usina térmica do Anexo for inferior ao estabelecido em despacho do ONS, por ordem de mérito ou teste, devido à falta de combustível, a PETROBRAS pagará multa.

10) A potência disponibilizada (P_{disp}) em um determinado mês é igual

$$(a+b+c)/d$$

onde

a = energia gerada pela própria usina, em MWh

b = energia anteriormente gerada "fora da ordem do mérito", em MWh

c = "geração substituta", em MWh

d = número de horas de despacho do mês

11) As parcelas (b) e (c) referidas na cláusula 10, serão nulas enquanto não existir regulamentação específica da ANEEL que permita contabilizá-las.

12) A multa referida na cláusula 9 será igual a: $(P_{desp} - P_{disp}) * H * Z$, onde:

P_{desp} = potência despachada, em MW, pelo ONS, por ordem de mérito ou teste

P_{disp} = potência disponibilizada, em MW, definida na cláusula 10

H = intervalo de tempo, medido em horas, entre o despacho do ONS não integralmente atendido e o momento em que ocorra o restabelecimento da disponibilidade de combustível, com comprovação por novo despacho de mérito ou por teste solicitado pela PETROBRAS

- $Z = \text{PLD}_{\text{max}}/4$ na primeira ocasião em que a multa for aplicada
 $Z = 2\text{PLD}_{\text{max}}/4$ na segunda ocasião em que a multa for aplicada
 $Z = 3\text{PLD}_{\text{max}}/4$ na terceira ocasião em que a multa for aplicada
 $Z = \text{PLD}_{\text{max}}$ nas subseqüentes ocasiões em que a multa for aplicada

PLD_{max} = preço máximo de liquidação das diferenças, em R\$/MWh, estabelecido em resolução específica da ANEEL

13) A multa a que se refere a cláusula 9 será aplicada somente a partir do 2º semestre de 2007.

14) O montante de recursos arrecadado por multa calculada segundo cláusula 12 será revertido para a modicidade tarifária, no termos da Regra de Comercialização adotada para o caso de insuficiência de lastro.

15) São condições suspensivas da eficácia deste Termo:

(a) a revogação, a anulação ou qualquer outro ato que resulte na perda, pela PETROBRAS ou de seus sucessores, da qualidade de Produtor Independente de Energia (PIE) ou de fornecedor de gás natural para a termelétrica;

ou

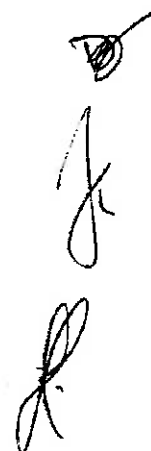
(b) a falta de combustível para atendimento das usinas térmicas do Anexo por período superior a 60 (sessenta dias), consecutivos ou não.

16) Serão realizadas reuniões semestrais para acompanhamento da execução deste Termo, para avaliar a necessidade de adequar o cronograma a fatos que, no entendimento das Partes, comprovadamente escapem ao controle da PETROBRAS.

17) O presente Termo representa a integralidade do entendimento das Partes em relação às questões aqui tratadas. Quaisquer modificações somente poderão ser implementadas mediante aditivos.

18) As Partes declaram que: (a) a assinatura do presente Termo não implica confissão de prática de conduta ilícita pela PETROBRAS, referindo-se, tão-somente, ao cumprimento de ações da PETROBRAS para proporcionar ao SIN garantia de oferta de gás natural para geração de energia elétrica, tal como previsto no cronograma do Anexo; (b) as disposições contidas neste Termo constituem obrigações válidas e exeqüíveis e estão em consonância com a legislação vigente; (c) o presente Termo tem validade pelo período compreendido da data de sua assinatura até 31 de dezembro de 2011, podendo ser suspenso em conformidade com o disposto na cláusula 15.

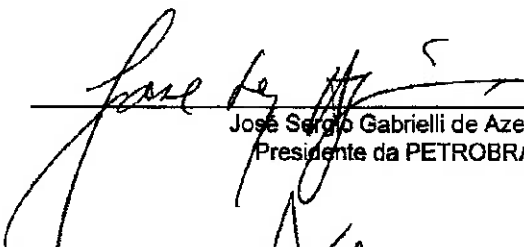
2



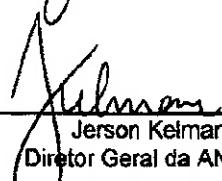
19) A eficácia do presente Termo é condicionada à emissão de Portaria pelo Ministério de Minas e Energia contendo a evolução da Garantia Física das usinas constantes do Anexo, exceto as usinas Norte Fluminense, Juiz de Fora, Termopernambuco e Termofortaleza, considerando a potência disponível no cronograma do Anexo, o Custo Variável Unitário (CVU), a inflexibilidade e as taxas de indisponibilidades, com as eventuais atualizações previstas na cláusula 16, no período de 2007 a 2011.

20) As Partes elegem o foro da cidade de Brasília para solução de eventuais controvérsias oriundas deste Termo.

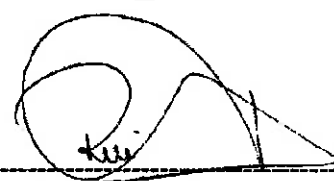
Brasília, 4 de maio de 2007



José Sérgio Gabrielli de Azevedo
Presidente da PETROBRÁS

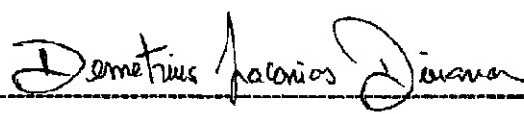


Jerson Kelman
Diretor Geral da ANEEL



Testemunha

Rui Guilherme Altieri Silva
Superintendente de Regulação
dos Serviços de Geração
Matrícula: 3354052



Testemunha

DEMETRIUS ZACARIAS DIUANA
Gerente Geral de Comercialização de Energia
Matr.: 0159710
G&E Marketing e Comercialização

ANEXO (Em MW)

Usina SE-CO	2007		2008		2009		2010		2011	
	1. sem	2. sem	1. sem	2. sem	1. sem	2. sem	1. sem	2. sem	1. sem	2. sem
Usina										
CCBS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	193,0	193,0	193,0	193,0
Eletrobrás	25,5	25,5	170,0	247,0	325,0	325,0	325,0	325,0	325,0	325,0
Ibiritomo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	212,2	212,2	212,2	212,2	212,2
Juiz de Fora	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0
Norte Fluminense	785,3	785,3	785,3	785,3	785,3	785,3	785,3	785,3	785,3	785,3
Nova Piratininga	0,0	0,0	0,0	0,0	260,9	260,9	521,7	521,7	521,7	521,7
Piratininga 1 e 2 (óleo)	0,0	87,7	175,3	175,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Piratininga 3 e 4 (óleo)	0,0	0,0	0,0	160,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0	260,0
Macaré Merchant	0,0	0,0	885,3	885,3	885,3	885,3	885,3	885,3	885,3	885,3
Termorio Total	409,3	409,3	409,3	471,7	998,0	998,0	998,0	998,0	998,0	998,0
Três Lagoas	190,7	190,7	0,0	0,0	190,7	190,7	190,7	190,7	190,7	190,7
Total	1489,9	1577,5	2505,2	2603,6	3763,3	3963,3	4363,2	4363,2	4363,2	4363,2
Usina Sul										
Usina										
Araucária	458,2	458,2	230,0	230,0	230,0	230,0	458,2	458,2	458,2	458,2
Canoas	0,0	76,5	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0	153,0
Total	458,2	534,7	383,0	383,0	383,0	383,0	611,2	611,2	611,2	611,2
Nordeste										
Usina										
FAFEN	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0
Fortaleza	0,0	0,0	163,4	326,7	326,7	326,7	326,7	326,7	326,7	326,7
Termobahia	96,0	96,0	96,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0
Termo Ceará	0,0	0,0	108,8	217,6	217,0	217,0	217,0	217,0	217,0	217,0
Termopernambuco	0,0	0,0	177,9	177,9	493,5	493,5	493,5	493,5	493,5	493,5
Vale do Açu	0,0	0,0	142,5	285,1	285,1	285,1	285,1	285,1	285,1	285,1
Sub-Total 1	221	221	814	1.282	1.307	1.307	1.307	1.307	1.307	1.307
BAHIA I	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
CABO	-	48	48	48	48	48	48	48	48	48
PETROLINA	-	128	128	128	-	-	-	-	-	-
Sub-Total 2	31	207	207	207	-	-	-	-	-	-
Total	262	428	1.021	1.489	1.307	1.307	1.307	1.307	1.307	1.307
Total Geral	2.200,1	2.540,2	3.907,8	4.675,9	5.843,4	6.055,6	6.737,7	6.737,7	6.737,7	6.737,7

Backup

ANEXO G: RESOLUÇÃO ANP Nº 48, DE 28.12.2007**AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS**

O DIRETOR-GERAL da AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP, em exercício, no uso das atribuições que lhe foram conferidas pela Portaria ANP nº 166, de 31 de agosto de 2007, tendo em vista as disposições da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, alterada pela Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005, e com base na Resolução de Diretoria nº 767, de 18 de dezembro de 2007, torna público o seguinte ato:

Considerando que compete à ANP regular as atividades relativas à indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis e, na proteção dos interesses dos consumidores, quanto a preço, qualidade e oferta de produtos, estabelecer suas especificações;

Considerando a necessidade de disponibilizar combustível alternativo para as turbinas de geração de energia elétrica que utilizam gás natural na sua eventual indisponibilidade;

Considerando a programada disponibilização de unidades de geração de energia elétrica em que o gás natural poderá ser substituído pelo óleo combustível; e

Considerando a necessidade de estabelecer as especificações e métodos de ensaio do combustível para esta aplicação específica, resolve:

Art. 1º Fica estabelecida, por meio da presente Resolução, a especificação do óleo combustível em turbinas geradoras de energia elétrica – OCTE, a ser comercializado no País, consoante as disposições contidas no Regulamento Técnico ANP, parte integrante desta Resolução.

Parágrafo único. A utilização do OCTE em turbinas geradoras de energia em substituição ao Gás Natural somente poderá ocorrer mediante autorização expressa do órgão ambiental local.

Art. 2º As Refinarias, Centrais de Matérias-Primas Petroquímicas e Importadores de OCTE deverão manter, sob sua guarda e à disposição da ANP, pelo prazo mínimo de 02 (dois) meses

a contar da data da comercialização do produto, uma amostra-testemunha do produto comercializado, armazenada em embalagem de cor âmbar de 1 (um) litro de capacidade, identificada, lacrada e acompanhada de Certificado da Qualidade.

Parágrafo único. O Certificado da Qualidade referente à batelada do produto comercializado deverá ter numeração sequencial anual e ser firmado pelo químico responsável pelas análises laboratoriais efetivadas, com indicação legível de seu nome e número da inscrição no órgão de classe e deverá ser mantido sob a guarda do produtor ou importador pelo prazo de um ano.

Art. 3º A documentação fiscal referente às operações de comercialização de OCTE realizadas pelas Refinarias, Centrais de Matérias-Primas Petroquímicas e Importadores deverá indicar o número do Certificado da Qualidade correspondente ao produto e ser acompanhada de cópia legível do mesmo, atestando que o produto comercializado atende à especificação estabelecida no Regulamento Técnico integrante desta Resolução. No caso de cópia emitida eletronicamente, deverão estar indicados, na cópia, o nome e o número de inscrição no órgão de classe do químico responsável pelas análises laboratoriais efetuadas.

Art. 4º O não atendimento ao estabelecido na presente Resolução sujeita os infratores às sanções administrativas previstas na Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999, alterada pela Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005, sem prejuízo das penalidades de natureza civil e penal.

Art. 5º Os casos omissos poderão ser objeto de análise e deliberação da ANP.

Art. 6º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

VICTOR DE SOUZA MARTINS

ANEXO H: REGULAMENTO TÉCNICO ANP Nº 10/2007

1. Objetivo

Este Regulamento Técnico aplica-se ao óleo combustível para turbina elétrica – OCTE, comercializado em todo o território nacional e estabelece suas especificações.

2. Normas aplicáveis

A determinação das características do produto será realizada mediante o emprego de Normas Brasileiras – NBR, da Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT e de Normas da American Society for Testing and Materials – ASTM.

Os dados de precisão, repetitividade e reprodutibilidade, fornecidos nos métodos relacionados a seguir devem ser usados somente como guia para aceitação das determinações em duplicata do ensaio e não devem ser considerados como tolerância aplicada aos limites especificados neste Regulamento.

A análise do produto deverá ser realizada em amostra representativa do mesmo, obtida segundo os métodos NBR 14883 – Petróleo e produtos de petróleo – Amostragem manual ou ASTM D 4057 – Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products.

A análise da amostra, para comprovação do atendimento à especificação do produto, deverá ser realizada de acordo com a publicação mais recente dos seguintes métodos de ensaio ou dos que venham a substituí-los:

2.1. Composição

MÉTODO	TÍTULO
ABNT NBR 14533	Produtos de Petróleo – Determinação do enxofre por espectrometria de fluorescência de Raios X (Energia Dispersiva)
ASTM D 4294	Sulfur in Petroleum Products by Energy Dispersive X-Ray Fluorescence Spectroscopy

2.2. Volatilidade

MÉTODO	TÍTULO
ABNT NBR 7148	Petróleo e Produtos de Petróleo – Determinação da massa específica, densidade relativa e API – Método do densímetro
ABNT NBR 9619	Produtos de Petróleo – Determinação da faixa de destilação
ABNT NBR 14065	Destilados de Petróleo e Óleos Viscosos – Determinação da massa específica e da densidade relativa pelo densímetro digital
ABNT NBR 14598	Produtos de Petróleo – Determinação do Ponto de Fulgor pelo Vaso Fechado Pensky Martens ASTM D 86 Distillation of Petroleum Products
ASTM D 93	Flash Point by Pensky-Martens Closed Cup Tester
ASTM D 1298	Density, Relative Density (Specific Gravity) or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method
ASTM D 4052	Density and Relative Density of Liquids by Digital Density Meter

2.3. Fluidez

MÉTODO	TÍTULO
ABNT NBR 10441	Produtos de petróleo – Líquidos transparentes e opacos – Determinação da viscosidade cinemática e cálculo da viscosidade dinâmica
ABNT NBR 14747	Óleo Diesel – Determinação do ponto de entupimento de filtro a frio
ASTM D 445	Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (and the Calculation of Dynamic Viscosity)
ASTM D6371	Cold Filter Plugging Point of Diesel and Heating Fuels

2.4. Combustão

MÉTODO	TÍTULO
ABNT NBR 9842	Produtos de Petróleo – Determinação do Teor de Cinzas
ABNT NBR 14318	Produtos de Petróleo – Determinação do Resíduo de Carbono Ramsbottom
ASTM D 482	Ash from Petroleum Products
ASTM D 524	Ramsbottom Carbon Residue of Petroleum Products
ASTM D 4530	Standard test Method for Determination of Carbon Residue (Micro Method)

2.5. Contaminantes

MÉTODO	TÍTULO
ABNT NBR 14647	Produtos de Petróleo – Determinação da Água e Sedimentos em Petróleo e Óleos Combustíveis pelo Método de Centrifugação.
ASTM D 2709	Test Method for Water and Sediment in Distillate Fuels by the Centrifuge Method
ASTM D 3605	Test Method for Trace Metals in Gas Turbine Fuels by Atomic Absorption and Flame Emission Spectroscopy
ASTM D 6728	Test Method for Determination of Contaminants in Gas Turbine and Diesel Engine Fuel by Rotating Disc Electrode Emission Spectrometry.

3. Tabela

I – Especificação do Óleo Combustível para Turbinas Elétricas

CARACTERÍSTICA	UNIDADE	LIMITE	MÉTODO	
			ABNT/NBR	ASTM
APARÊNCIA				
Aspecto		Límpido e	Visual	

		isento de impurezas		
Cor ASTM		Anotar	14483	D 1500
COMPOSIÇÃO				
Enxofre Total, máx.	% massa	1,0	14533	D 4294
VOLATILIDADE				
Destilação	°C		9619	D 86
85% vol., recuperados.		282,0 a 370,0		
90% vol., recuperados.		Anotar		
Massa específica a 20°C, máx.	kg/m ³	896	7148 14065	D 1298 D 4052
Ponto de fulgor, mín.	°C	38,0	14598	D 93
FLUIDEZ				
Viscosidade a 40°C	cSt (mm ² /s)	1,6 a 6,0	10441	D 445
Ponto de entupimento de filtro a frio, máx.	°C	(1)	14747	D 6371
COMBUSTÃO				
Resíduo de carbono Ramsbottom no resíduo dos 10% finais da destilação, máx.	% massa	0,25	14318 -	D 524 D 4530
Cinzas, máx.	% massa	0,010	9842	D 482
CONTAMINANTES				
Água e Sedimentos, máx.	% volume	0,05	14647	D 2709
Vanádio, máx.	mg/ kg	0,5		D 3605 D 6728
Cálcio, máx.	mg/ kg	2,0		D 3605 D 6728
Sódio + Potássio, máx.	mg/ kg	0,5		D 6728
Chumbo, máx.	mg/ kg	1,0		D 3605 D 6728

(1) Limites conforme Tabela II.

Tabela

II – Ponto de Entupimento de Filtro a Frio

UF	LIMITE MÁXIMO, °C
----	-------------------

	J A N	F E V	M A R	A B R	M A I	J U N	J U L	A G O	S E T	O U T	N O V	D E Z
SP – MG – MS	12	12	12	7	3	3	3	3	7	9	9	12
GO/DF – MT – ES – RJ	12	12	12	10	5	5	5	8	8	10	12	12
PR – SC – RS	10	10	7	7	0	0	0	0	0	7	7	10

ANEXO I: ARQUIVOS DO NEWAVE - CASO BASE DE ABRIL/2009 ONS

• DGER.DAT (Arquivo com a os dados gerais do caso)

```

PMO JANEIRO - 2009 (SINT) 22/12/2008 20:15:36 Níveis previstos p 31-12 MW Versão 14
TIPO DE EXECUCAO 1 (1:EXECUCAO COMPLETA; 0:SIMULACAO FINAL)
DURACAO DO PERIODO 1
No. DE ANOS DO EST 5
MES INICIO PRE-EST 1
MES INICIO DO ESTUDO 1
ANO INICIO DO ESTUDO 2009
No. DE ANOS PRE 0
No. DE ANOS POS 5
No. DE ANOS POS FINAL 0
IMPRIME DADOS 1
IMPRIME MERCADOS 1
IMPRIME ENERGIAS 1
IMPRIME M. ESTOQAS 1
IMPRIME SUBSISTEMA 1
No MAX. DE ITER. 45
No DE SIM. FORWARD 200
No DE ABERTURAS 20
No DE SERIES SINT. 2000
ORDEN MAX. PAR(P) 6
ANO INICIAL HIST. 1991 0
CALCULA VOL. INICIAL 1 0=USA REG 20 ; 1= CALCULA EARM. INICIAL
VOLUME INICIAL -M XXX.X XXX.X XXX.X XXX.X
POR SUBSISTEMA 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
TOLERANCIA -M 95.0
TAXA DE DESCONTO-M 12.0
TIPO SIMUL. FINAL 1 (=0 NAO SIMULA; =1 S.SINT.; =2 S.HIST.; =3 CONSIST)
IMPRESSAO DA OPER 1 (=0 SINOPSE; =1 OP. DETALHADA)
IMPRESSAO DA CONVERG. 1 (=0 CONVERGENCIA FINAL APENAS, =1 TOTAL)
INTERVALO P/ GRAVAR 1 SERIES SIMULADAS ( 40 SERIES GRAVADAS )
No. MIN. ITER. 3
RACIONAMENTO PREVENT. 1 (=0 NAO CONSIDERA NA SIMULACAO FINAL; 1=CONSIDERA)
No. ANOS MANUT.UTE'S 1 (=0 NAO CONSIDERA, =1 ANO, =2 ANOS)
TENDENCIA HIDROLOGICA 1 1 (10 FCF / 20 SF =0 NAO CONDIC., =1 P/ SUBSISTEMA, =2 P/ POSTO)
RESTRICAO DE ITAIPU 0 (=0 NAO CONSIDERA, =1 CONSIDERA)
BID 0 (=0 NAO CONSIDERA, =1 CONSIDERA)
PERDAS P/ TRANSMISSAO 0 (=0 NAO CONSIDERA, =1 CONSIDERA)
EL NINO 0 (=0 NAO CONSIDERA, =1 CONSIDERA)
ENSO INDEX 0 (FUNCAO NAO IMPLEMENTADA)
DURACAO POR PATAMAR 1 (=0 SAZONAL, =1 VARIAVEL POR ANO)
OUTROS USOS DA AGUA 1 (=0 NAO CONSIDERA, =1 CONSIDERA)
CORRECAO DESVIO 1 (=0 CONSTANTE; =1 VARIAVEL COM O ARMAZENAMENTO)
C.AVERSAO/PENAL.MINT 1 (=0 NAO USA; =1 C.AVERSAO; =2 PENAL.MINT)
TIPO DE GERACAO ENAS 0 (=0 RUÍDOS PW SORTEADOS DA BW E COMPENSACAO CORREL.ESPACIAL; =1 COMPENS.BW; =2 COMPENS.BW E PW)
RISCO DE DEFICIT 5. 10.

```

• CURVA.DAT (Arquivo com os dados da curva de aversão ao risco)

CURVA BIANUAL DE SEGURANCA

```

SISTEMA CUSTO
XXX XXXX.XXX
001 950.00
002 950.00
003 950.00
999
CURVA DE SEGURANCA (EM PERCENTUAL DE EARM) Curva NT ONS
XXX
JAN.X FEV.X MAR.X ABR.X MAI.X JUN.X JUL.X AGO.X SET.X OUT.X NOV.X DEZ.X
1
2009 36.0 49.0 55.0 59.0 59.0 55.0 50.0 44.0 38.0 33.0 29.0 31.0
2010 40.0 44.0 47.0 47.0 45.0 40.0 35.0 28.0 21.0 16.0 10.0 10.0
2011 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
2012 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
2013 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
2
2009 21.0 20.0 18.0 16.0 13.0 13.0 13.0 13.0 13.0 17.0 22.0 22.0
2010 20.0 20.0 18.0 16.0 13.0 13.0 13.0 13.0 13.0 13.0 13.0 13.0
2011 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
2012 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
2013 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
3
2009 11.0 27.0 42.0 51.0 50.0 46.0 43.0 40.0 33.0 26.0 23.0 32.0
2010 43.0 45.0 48.0 48.0 46.0 42.0 37.0 31.0 24.0 16.0 10.0 10.0
2011 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
2012 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
2013 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
9999
PROCESSO ITERATIVO DA ETAPA 2 DO MECANISMO DE AVERSAO AO RISCO
NUM. MAXIMO DE ITERACOES 30 (SE =0 NAO USA PROCESSO ITERATIVO - NAO RODA P2 )
ITERACAO A PARTIR 10
TOLERANCIA P/ PROCESSO 0.01 (EM % DA PENALIDADE DE REFERENCIA)
IMPRESSAO DE RELATORIO 0 (=0 NAO IMPRIME; =1 IMPRIME)

```

- **SISTEMA.DAT** (Arquivo com as informações de patamares de déficit, limite de transmissão, mercado de energia e geração de pequenas usinas)

```

PATAMAR DE DEFICIT
NUMERO DE PATAMARES DE DEFICIT
XXX
4
CUSTO DO DEFICIT
NUM|NOME SSIS.| CUSTO DE DEFICIT POR PATAMAR | P.U. CORTE POR PATAMAR|
XXX|XXXXXXXXXX| F|XXXX.XX XXXX.XX XXXX.XX XXXX.XX|X.XXX X.XXX X.XXX X.XXX|
1 SUDESTE 0 1050.27 2265.76 4734.74 5380.48 0.050 0.050 0.100 0.800
2 SUL 0 1050.27 2265.76 4734.74 5380.48 0.050 0.050 0.100 0.800
3 NORDESTE 0 1050.27 2265.76 4734.74 5380.48 0.050 0.050 0.100 0.800
4 NORTE 0 1050.27 2265.76 4734.74 5380.48 0.050 0.050 0.100 0.800
11 NOFICIT 1
999
LIMITES DE INTERCAMBIO
A B A->B B->A
XXX XXX XJAN. XXXFEV. XXXMAR. XXXABR. XXXMAI. XXXJUN. XXXJUL. XXXAGO. XXXSET. XXXOUT. XXXNOV. XXXDEZ.
1 2
2009 4782. 4799. 4782. 4822. 6542. 6542. 6542. 6542. 6542. 6542. 6542. 6542.
2010 6700. 6700. 6700. 6700. 6700. 6700. 6700. 6700. 6700. 6700. 6700. 6700.
2011 7500. 7500. 7500. 7500. 7500. 7500. 7500. 7500. 7500. 7500. 7500. 7500.
2012 7500. 7500. 7500. 7500. 7500. 7500. 7500. 7500. 7500. 7500. 7500. 7500.
2013 7500. 7500. 7500. 7500. 7500. 7500. 7500. 7500. 7500. 7500. 7500. 7500.
11
2009 5287. 5288. 5287. 5288. 5307. 5307. 5307. 5498. 5498. 5498. 5498. 5498.
2010 5498. 5498. 5498. 5498. 5498. 5498. 5567. 5566. 5565. 5564. 5564. 5566.
2011 5967. 5968. 5968. 5967. 5968. 5968. 5968. 5968. 5968. 5967. 5967. 5968.
2012 5968. 5968. 5968. 5967. 5968. 5968. 5968. 5968. 5967. 5968. 5967. 5967.
2013 5968. 5968. 5967. 5968. 5967. 5968. 5968. 5968. 5967. 5968. 5967. 5967.
1 11
2009 2778. 2776. 2778. 2773. 2773. 2777. 3140. 3132. 3131. 3133. 3124. 3132.
2010 2773. 2776. 2782. 2773. 2773. 3200. 4058. 4051. 4050. 4045. 4043. 4051.
2011 3378. 3373. 3374. 3378. 3374. 3375. 3888. 3893. 3887. 3884. 3883. 3893.
2012 3374. 3375. 3371. 3382. 3374. 3375. 3888. 3893. 3882. 3889. 3882. 3883.
2013 3374. 3376. 3378. 3372. 3378. 3375. 3893. 3893. 3883. 3889. 3882. 3883.
3 11
2009 3085. 3085. 3085. 3085. 3416. 3416. 3416. 3516. 3516. 3516. 3516. 3185.
2010 3185. 3185. 3185. 3185. 3516. 3516. 3516. 3516. 3516. 3516. 3516. 3185.
2011 3185. 3185. 3185. 3185. 3516. 3516. 3516. 3516. 3516. 3516. 3516. 3185.
2012 3185. 3185. 3185. 3185. 3516. 3516. 3516. 3516. 3516. 3516. 3516. 3185.
2013 3185. 3185. 3185. 3185. 3516. 3516. 3516. 3516. 3516. 3516. 3516. 3185.
1 3 11
2009 1827. 1828. 1827. 1829. 1829. 1827. 1825. 1827. 1827. 1827. 1829. 1827.
2010 1829. 1828. 1825. 1829. 1829. 1829. 1829. 1829. 1829. 1829. 1829. 1829.
2011 2639. 2636. 2637. 2639. 2637. 2638. 2637. 2638. 2638. 2638. 2639. 2636.
2012 2637. 2638. 2636. 2641. 2637. 2638. 2637. 2636. 2639. 2637. 2639. 2639.
2013 2637. 2638. 2639. 2636. 2639. 2638. 2636. 2636. 2639. 2637. 2639. 2639.
4 11
2009 3132. 3129. 3132. 3124. 3125. 3131. 3140. 3132. 3131. 3133. 3124. 3132.
2010 3125. 3129. 3140. 3124. 3125. 3131. 3140. 3132. 3131. 3133. 3124. 3132.
2011 4122. 4127. 4126. 4122. 4126. 4125. 4126. 4129. 4125. 4122. 4122. 4129.
2012 4126. 4125. 4129. 4118. 4126. 4125. 4126. 4129. 4122. 4126. 4122. 4122.
2013 4126. 4124. 4122. 4128. 4122. 4125. 4129. 4129. 4122. 4126. 4122. 4122.
1 3 4 11
2009 3943. 3945. 3943. 3948. 3947. 3944. 3939. 3943. 3944. 3943. 3948. 3943.
2010 3947. 3945. 3939. 3948. 3947. 3953. 3944. 3952. 3962. 3968. 3979. 3970.
2011 4059. 4042. 4157. 4170. 4524. 4129. 4127. 4117. 4129. 4137. 4140. 4514.
2012 4524. 4528. 4514. 4548. 4524. 4129. 4127. 4117. 4140. 4127. 4140. 4535.
2013 4524. 4530. 4535. 4515. 4535. 4129. 4117. 4117. 4140. 4127. 4140. 4535.
2009 2757. 2755. 2757. 2752. 2753. 2756. 2761. 2757. 2756. 2757. 2752. 2757.
2010 2953. 2955. 2961. 2952. 2953. 2956. 2961. 2957. 2947. 2944. 2734. 2739.
2011 2826. 2833. 2721. 2716. 2354. 2750. 2751. 2755. 2750. 2747. 2746. 2358.
2012 2554. 2553. 2558. 2544. 2554. 2950. 2951. 2955. 2946. 2951. 2946. 2550.
2013 2817. 2814. 2811. 2822. 2811. 3213. 3220. 3207. 3214. 3207. 3207. 2811.
1 3
2009 710. 710. 710. 710. 710. 710. 353. 356. 356. 356. 359. 356.
2010 710. 710. 711. 710. 710. 1000. 142. 149. 150. 155. 157. 149.
2011 961. 964. 963. 961. 963. 963. 449. 442. 450. 455. 457. 442.
2012 963. 962. 964. 959. 963. 962. 449. 442. 457. 449. 457. 455.
2013 963. 962. 961. 964. 961. 963. 442. 442. 457. 449. 457. 455.
2009 200. 200. 200. 200. 200. 200. 200. 200. 200. 200. 200. 200.
2010 200. 200. 200. 200. 200. 200. 427. 425. 427. 429. 429. 427.
2011 390. 399. 390. 390. 390. 390. 390. 390. 390. 390. 390. 390.
2012 390. 390. 399. 390. 390. 390. 390. 390. 390. 390. 390. 390.
2013 390. 390. 390. 390. 390. 390. 390. 390. 390. 390. 390. 390.
999

```

MERCADO DE ENERGIA TOTAL

XXX

	XXXJAN.	XXXFEV.	XXXMAR.	XXXABR.	XXXMAI.	XXXJUN.	XXXJUL.	XXXAGO.	XXXSET.	XXXOUT.	XXXNOV.	XXXDEZ.
1												
2009	33952.	34857.	35257.	34643.	34368.	34206.	34252.	34708.	34860.	35047.	34635.	34091.
2010	36267.	37195.	37655.	36954.	36229.	36152.	36230.	36678.	36825.	36982.	36609.	36117.
2011	37868.	38856.	39342.	38608.	37850.	37767.	37846.	38315.	38466.	38632.	38246.	37734.
2012	39484.	40490.	40999.	40234.	39446.	39359.	39444.	39933.	40090.	40261.	39855.	39322.
2013	41196.	42252.	42779.	41981.	41159.	41069.	41156.	41667.	41831.	42009.	41588.	41029.
P05	41196.	42252.	42779.	41981.	41159.	41069.	41156.	41667.	41831.	42009.	41588.	41029.
2												
2009	9283.	9491.	9589.	9178.	8948.	8933.	8870.	8822.	8732.	8781.	8871.	9007.
2010	9697.	9914.	10016.	9587.	9346.	9331.	9266.	9216.	9121.	9172.	9266.	9408.
2011	10138.	10365.	10472.	10023.	9771.	9755.	9687.	9635.	9536.	9589.	9687.	9836.
2012	10577.	10813.	10825.	10457.	10195.	10178.	10106.	10052.	9949.	10004.	10107.	10262.
2013	11033.	11280.	11396.	10907.	10634.	10616.	10542.	10485.	10378.	10436.	10543.	10705.
P05	11033.	11280.	11396.	10907.	10634.	10616.	10542.	10485.	10378.	10436.	10543.	10705.
3												
2009	8014.	7966.	7984.	7913.	7785.	7643.	7662.	7751.	7925.	8104.	8127.	8087.
2010	8395.	8344.	8363.	8289.	8155.	8006.	8026.	8120.	8301.	8489.	8513.	8471.
2011	8807.	8754.	8773.	8696.	8555.	8399.	8419.	8518.	8708.	8905.	8931.	8887.
2012	9219.	9163.	9184.	9103.	8956.	8792.	8813.	8916.	9116.	9322.	9349.	9302.
2013	9648.	9590.	9611.	9526.	9373.	9201.	9224.	9331.	9540.	9756.	9784.	9735.
P05	9648.	9590.	9611.	9526.	9373.	9201.	9224.	9331.	9540.	9756.	9784.	9735.
4												
2009	3912.	3903.	3893.	3892.	3958.	3963.	3932.	3971.	3982.	3968.	3956.	3921.
2010	4119.	4109.	4098.	4098.	4167.	4172.	4139.	4180.	4192.	4177.	4165.	4128.
2011	4338.	4328.	4316.	4316.	4389.	4394.	4359.	4403.	4415.	4399.	4386.	4347.
2012	4537.	4527.	4514.	4514.	4591.	4596.	4560.	4605.	4618.	4602.	4588.	4547.
2013	4796.	4785.	4772.	4772.	4853.	4859.	4820.	4868.	4882.	4864.	4850.	4806.
P05	4796.	4785.	4772.	4772.	4853.	4859.	4820.	4868.	4882.	4864.	4850.	4806.

999

GERACAO DE PEQUENAS USINAS

XXX

	XXXJAN.	XXXFEV.	XXXMAR.	XXXABR.	XXXMAI.	XXXJUN.	XXXJUL.	XXXAGO.	XXXSET.	XXXOUT.	XXXNOV.	XXXDEZ.
1												
2009	1533.	1772.	1680.	1681.	2345.	2436.	2436.	2413.	2428.	2476.	2382.	1914.
2010	1916.	2065.	1971.	2237.	3395.	3546.	3719.	3662.	3651.	3629.	3253.	2217.
2011	2006.	2176.	2074.	2559.	3885.	3949.	3897.	3846.	3832.	3820.	3378.	2258.
2012	2028.	2195.	2083.	2512.	3944.	4099.	4052.	3998.	3974.	3964.	3487.	2250.
2013	2029.	2199.	2083.	2569.	4016.	4175.	4128.	4074.	4050.	4034.	3524.	2249.
2												
2009	484.	486.	470.	511.	574.	622.	622.	705.	746.	719.	688.	597.
2010	556.	579.	560.	613.	674.	710.	738.	748.	782.	793.	754.	679.
2011	634.	633.	613.	654.	715.	749.	778.	793.	825.	802.	765.	672.
2012	634.	631.	605.	652.	706.	737.	758.	769.	803.	807.	765.	683.
2013	639.	639.	618.	659.	720.	753.	763.	797.	829.	805.	767.	676.
3												
2009	174.	190.	153.	135.	132.	123.	123.	160.	194.	251.	252.	253.
2010	202.	217.	181.	162.	160.	151.	164.	187.	252.	313.	314.	303.
2011	255.	263.	210.	192.	189.	180.	194.	217.	275.	316.	317.	306.
2012	255.	263.	210.	192.	189.	180.	194.	217.	275.	316.	317.	306.
2013	255.	263.	210.	192.	189.	180.	194.	217.	275.	316.	317.	306.
4												
2009	34.	46.	51.	48.	37.	32.	32.	26.	26.	26.	29.	39.
2010	34.	46.	51.	48.	37.	32.	29.	26.	26.	26.	29.	39.
2011	34.	46.	51.	48.	37.	32.	29.	26.	26.	26.	29.	39.
2012	34.	44.	51.	48.	37.	32.	29.	26.	26.	26.	29.	39.
2013	34.	46.	51.	48.	37.	32.	29.	26.	26.	26.	29.	39.
999												

• **PATAMAR.DAT** (Arquivo com os dados de patamares de mercado)

NUMERO DE PATAMARES

XX

3

ANO	DURACAO JAN	MENSAL FEB	DOS PATAMARES MAR	DE CARGA ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
	X.XXXXX	X.XXXXX	X.XXXXX	X.XXXXX	X.XXXXX	X.XXXXX	X.XXXXX	X.XXXXX	X.XXXXX	X.XXXXX	X.XXXXX	X.XXXXX
2009	0.1048	0.1025	0.1048	0.1000	0.1008	0.1042	0.1089	0.1048	0.1042	0.1050	0.1000	0.1048
	0.5228	0.5171	0.5228	0.5083	0.5106	0.5208	0.5349	0.5228	0.5208	0.5236	0.5083	0.5228
	0.3724	0.3804	0.3724	0.3917	0.3884	0.3750	0.3562	0.3724	0.3750	0.3714	0.3917	0.3724
2010	0.1008	0.1025	0.1089	0.1000	0.1008	0.1042	0.1089	0.1048	0.1042	0.1009	0.1000	0.1048
	0.5108	0.5171	0.5349	0.5083	0.5108	0.5208	0.5349	0.5228	0.5208	0.5114	0.5083	0.5228
	0.3884	0.3804	0.3562	0.3917	0.3884	0.3750	0.3562	0.3724	0.3750	0.3877	0.3917	0.3724
2011	0.1008	0.1070	0.1048	0.1000	0.1048	0.1042	0.1048	0.1089	0.1042	0.1009	0.1000	0.1089
	0.5108	0.5305	0.5228	0.5083	0.5228	0.5208	0.5228	0.5349	0.5208	0.5114	0.5083	0.5349
	0.3884	0.3625	0.3724	0.3917	0.3724	0.3750	0.3724	0.3562	0.3750	0.3877	0.3917	0.3562
2012	0.1048	0.1033	0.1089	0.0958	0.1048	0.1042	0.1048	0.1089	0.1000	0.1050	0.1000	0.1008
	0.5228	0.5194	0.5349	0.4958	0.5228	0.5208	0.5228	0.5349	0.5083	0.5236	0.5083	0.5108
	0.3724	0.3773	0.3562	0.4084	0.3724	0.3750	0.3724	0.3562	0.3917	0.3714	0.3917	0.3884
2013	0.1048	0.1025	0.1008	0.1083	0.1008	0.1042	0.1089	0.1089	0.1000	0.1050	0.1000	0.1008
	0.5228	0.5171	0.5108	0.5333	0.5108	0.5208	0.5349	0.5349	0.5083	0.5236	0.5083	0.5108
	0.3724	0.3804	0.3884	0.3584	0.3884	0.3750	0.3562	0.3562	0.3917	0.3714	0.3917	0.3884

SUBSISTEMA

XXX

ANO	CARGA (P.U. DEMANDA MED.)											
XXXX	X.XXXX	X.XXXX	X.XXXX	X.XXXX	X.XXXX	X.XXXX	X.XXXX	X.XXXX	X.XXXX	X.XXXX	X.XXXX	X.XXXX
1												
2009												
	1.1253	1.1503	1.1824	1.2131	1.2396	1.2414	1.2411	1.2342	1.2200	1.1928	1.1715	1.1706
	1.0744	1.0723	1.0752	1.0790	1.0618	1.0725	1.0684	1.0744	1.0744	1.0756	1.0619	1.0695
	0.8602	0.8612	0.8431	0.8431	0.8303	0.8322	0.8236	0.8296	0.8356	0.8390	0.8499	0.8543
2010												
	1.1294	1.1503	1.1775	1.2131	1.2396	1.2414	1.2411	1.2342	1.2200	1.1979	1.1715	1.1706
	1.0783	1.0723	1.0707	1.0790	1.0618	1.0725	1.0684	1.0744	1.0744	1.0803	1.0619	1.0695
	0.8634	0.8612	0.8396	0.8431	0.8303	0.8322	0.8236	0.8296	0.8356	0.8426	0.8499	0.8543
2011												
	1.1294	1.1456	1.1824	1.2131	1.2338	1.2414	1.2469	1.2386	1.2200	1.1979	1.1715	1.1663
	1.0783	1.0679	1.0752	1.0790	1.0768	1.0725	1.0734	1.0695	1.0744	1.0803	1.0619	1.0654
	0.8634	0.8577	0.8431	0.8431	0.8264	0.8322	0.8275	0.8258	0.8356	0.8426	0.8499	0.8510
2012												
	1.1253	1.1495	1.1775	1.2186	1.2338	1.2414	1.2469	1.2386	1.2256	1.1928	1.1715	1.1754
	1.0744	1.0715	1.0707	1.0639	1.0768	1.0725	1.0734	1.0695	1.0793	1.0756	1.0619	1.0737
	0.8602	0.8606	0.8396	0.8469	0.8264	0.8322	0.8275	0.8258	0.8395	0.8390	0.8499	0.8576
2013												
	1.1253	1.1503	1.1873	1.2023	1.2396	1.2414	1.2411	1.2386	1.2256	1.1928	1.1715	1.1754
	1.0744	1.0723	1.0797	1.0694	1.0618	1.0725	1.0684	1.0695	1.0793	1.0756	1.0619	1.0737
	0.8602	0.8612	0.8466	0.8356	0.8303	0.8322	0.8236	0.8258	0.8395	0.8390	0.8499	0.8576
2												
2009												
	1.0643	1.0867	1.1564	1.2327	1.2589	1.2592	1.2594	1.2517	1.2461	1.1991	1.1618	1.1224
	1.0889	1.0964	1.0996	1.1083	1.1093	1.0981	1.0985	1.1010	1.0995	1.1054	1.1153	1.0973
	0.8431	0.8429	0.8161	0.8001	0.7891	0.7918	0.7728	0.7874	0.7935	0.7951	0.8090	0.8290
2010												
	1.0685	1.0867	1.1508	1.2327	1.2589	1.2592	1.2594	1.2517	1.2461	1.2056	1.1618	1.1224
	1.1033	1.0964	1.0944	1.1083	1.1093	1.0981	1.0985	1.1010	1.0995	1.1115	1.1153	1.0973
	0.8464	0.8429	0.8122	0.8001	0.7891	0.7918	0.7728	0.7874	0.7935	0.7994	0.8090	0.8290
2011												
	1.0685	1.0918	1.1564	1.2327	1.2517	1.2592	1.2669	1.2447	1.2461	1.2056	1.1618	1.1175
	1.1033	1.0914	1.0996	1.1063	1.1030	1.0981	1.1050	1.0947	1.0995	1.1115	1.1153	1.0923
	0.8464	0.8391	0.8161	0.8001	0.7846	0.7918	0.7774	0.7830	0.7935	0.7994	0.8090	0.8254
2012												
	1.0643	1.0958	1.1508	1.2397	1.2517	1.2592	1.2669	1.2447	1.2532	1.1991	1.1618	1.1274
	1.0989	1.0956	1.0944	1.1146	1.1030	1.0981	1.1050	1.0947	1.1058	1.1054	1.1153	1.1021
	0.8431	0.8422	0.8122	0.8046	0.7846	0.7918	0.7774	0.7830	0.7980	0.7951	0.8090	0.8327
2013												
	1.0643	1.0967	1.1619	1.2189	1.2589	1.2592	1.2594	1.2447	1.2532	1.1991	1.1618	1.1274
	1.0989	1.0964	1.1049	1.0959	1.1093	1.0981	1.0985	1.0947	1.1058	1.1054	1.1153	1.1021
	0.8431	0.8429	0.8200	0.7911	0.7891	0.7918	0.7728	0.7830	0.7980	0.7951	0.8090	0.8327
3												
2009												
	1.1239	1.1488	1.1492	1.1675	1.1727	1.1826	1.1808	1.1760	1.1707	1.1560	1.1572	1.1621
	1.0395	1.0327	1.0442	1.0542	1.0525	1.0426	1.0434	1.0485	1.0500	1.0493	1.0474	1.0317
	0.9096	0.9154	0.8959	0.8869	0.8861	0.8901	0.8795	0.8824	0.8832	0.8864	0.8983	0.9099
2010												
	1.1267	1.1488	1.1460	1.1675	1.1727	1.1826	1.1808	1.1760	1.1707	1.1596	1.1572	1.1621
	1.0421	1.0327	1.0413	1.0542	1.0525	1.0426	1.0434	1.0485	1.0500	1.0526	1.0474	1.0317
	0.9118	0.9154	0.8934	0.8869	0.8861	0.8901	0.8795	0.8824	0.8832	0.8891	0.8983	0.9099
2011												
	1.1267	1.1458	1.1492	1.1675	1.1690	1.1826	1.1846	1.1723	1.1707	1.1596	1.1572	1.1592
	1.0421	1.0300	1.0442	1.0542	1.0492	1.0426	1.0467	1.0451	1.0500	1.0526	1.0474	1.0281
	0.9118	0.9130	0.8959	0.8869	0.8833	0.8901	0.8824	0.8795	0.8832	0.8891	0.8983	0.9077
2012												
	1.1239	1.1483	1.1460	1.1713	1.1690	1.1826	1.1846	1.1723	1.1746	1.1560	1.1572	1.1650
	1.0395	1.0323	1.0413	1.0577	1.0492	1.0426	1.0467	1.0451	1.0534	1.0493	1.0474	1.0342
	0.9096	0.9150	0.8934	0.8896	0.8833	0.8901	0.8824	0.8795	0.8861	0.8864	0.8983	0.9122
2013												
	1.1239	1.1488	1.1524	1.1599	1.1727	1.1826	1.1808	1.1723	1.1746	1.1560	1.1572	1.1650
	1.0395	1.0327	1.0472	1.0474	1.0525	1.0426	1.0434	1.0451	1.0534	1.0493	1.0474	1.0342
	0.9096	0.9154	0.8984	0.8812	0.8861	0.8901	0.8795	0.8796	0.8861	0.8864	0.8983	0.9122
4												
2009												
	1.0727	1.0742	1.0791	1.0895	1.0871	1.0831	1.0828	1.0837	1.0894	1.0890	1.0902	1.0832
	1.0126	1.0130	1.0196	1.0235	1.0224	1.0170	1.0168	1.0193	1.0183	1.0129	1.0122	1.0083
	0.9620	0.9624	0.9502	0.9466	0.9460	0.9533	0.9495	0.9494	0.9498	0.9567	0.9611	0.9649
2010												
	1.0739	1.0742	1.0776	1.0895	1.0871	1.0831	1.0828	1.0837	1.0894	1.0903	1.0902	1.0832
	1.0135	1.0129	1.0182	1.0235	1.0224	1.0170	1.0168	1.0193	1.0183	1.0141	1.0122	1.0083
	0.9631	0.9624	0.9489	0.9466	0.9480	0.9533	0.9495	0.9494	0.9498	0.9579	0.9611	0.9649
2011												
	1.0739	1.0729	1.0791	1.0895	1.0855	1.0831	1.0843	1.0822	1.0894	1.0903	1.0902	1.0821
	1.0135	1.0118	1.0196	1.0235	1.0209	1.0170	1.0181	1.0178	1.0183	1.0141	1.0122	1.0073
	0.9631	0.9612	0.9502	0.9466	0.9465	0.9533	0.9508	0.9481	0.9498	0.9579	0.9611	0.9640
2012												
	1.0727	1.0740	1.0776	1.0912	1.0855	1.0831	1.0843	1.0822	1.0910	1.0890	1.0902	1.0843
	1.0126	1.0127	1.0182	1.0251	1.0209	1.0170	1.0181	1.0178	1.0197	1.0129	1.0122	1.0093
	0.9620	0.9622	0.9489	0.9481	0.9466	0.9533	0.9508	0.9481	0.9512	0.9567	0.9611	0.9659
2013												
	1.0727	1.0742	1.0805	1.0861	1.0871	1.0831	1.0828	1.0822	1.0910	1.0890	1.0902	1.0843
	1.0126	1.0130	1.0210	1.0303	1.0224	1.0170	1.0168	1.0178	1.0197	1.0129	1.0122	1.0093
	0.9620	0.9624	0.9515	0.9437	0.9480	0.9533	0.9495	0.9481	0.9512	0.9567	0.9611	0.9655


```

11 4
2009 1.1244 1.1254 1.1244 1.1266 1.1262 1.1247 1.1226 1.1244 1.1247 1.1243 1.1266 1.1244
      1.0156 1.0165 1.0156 1.0176 1.0172 1.0159 1.0140 1.0156 1.0159 1.0155 1.0176 1.0156
      0.9431 0.9439 0.9431 0.9449 0.9446 0.9433 0.9415 0.9431 0.9433 0.9430 0.9449 0.9431
2010 1.1177 1.1169 1.1143 1.1180 1.1177 1.1163 1.1143 1.1160 1.1207 1.1221 1.1274 1.1252
      1.0161 1.0153 1.0130 1.0164 1.0161 1.0148 1.0130 1.0146 1.0154 1.0166 1.0177 1.0157
      0.9483 0.9477 0.9455 0.9486 0.9483 0.9471 0.9455 0.9469 0.9451 0.9463 0.9445 0.9427
2011 1.1230 1.1202 1.1261 1.1283 1.1457 1.1250 1.1247 1.1229 1.1250 1.1264 1.1269 1.1436
      1.0168 1.0143 1.0158 1.0178 1.0183 1.0159 1.0156 1.0140 1.0159 1.0172 1.0176 1.0184
      0.9460 0.9437 0.9423 0.9442 0.9333 0.9432 0.9429 0.9414 0.9432 0.9444 0.9448 0.9316
2012 1.1343 1.1350 1.1323 1.1387 1.1343 1.1165 1.1162 1.1146 1.1183 1.1161 1.1183 1.1363
      1.0169 1.0174 1.0151 1.0208 1.0169 1.0148 1.0146 1.0131 1.0164 1.0145 1.0164 1.0186
      0.9385 0.9381 0.9369 0.9422 0.9385 0.9470 0.9468 0.9454 0.9485 0.9467 0.9485 0.9402
2013 1.1350 1.1363 1.1374 1.1329 1.1374 1.1187 1.1162 1.1162 1.1209 1.1182 1.1209 1.1374
      1.0285 1.0296 1.0307 1.0266 1.0307 1.0253 1.0250 1.0230 1.0273 1.0248 1.0273 1.0307
      0.9220 0.9230 0.9240 0.9203 0.9240 0.9319 0.9299 0.9299 0.9337 0.9315 0.9337 0.9240
1 3
2009 1.1260 1.1264 1.1260 1.1268 1.1266 1.1261 0.8488 0.8430 0.8421 0.8434 0.8362 0.8430
      0.9852 0.9856 0.9852 0.9859 0.9858 0.9853 0.8488 0.8430 0.8421 0.8434 0.8362 0.8430
      0.9852 0.9856 0.9852 0.9859 0.9858 0.9853 1.2732 1.2645 1.2632 1.2651 1.2543 1.2645
2010 1.1266 1.1264 1.1253 1.1268 1.1266 1.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000
      0.9858 0.9856 0.9847 0.9859 0.9858 1.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000
      0.9858 0.9856 0.9847 0.9859 0.9858 1.0000 2.8074 2.6853 2.6667 2.5793 2.5530 2.6853
2011 1.0404 1.0376 1.0387 1.0408 1.0387 1.0390 0.6682 0.6780 0.6667 0.6592 0.6569 0.6780
      1.0404 1.0376 1.0387 1.0408 1.0387 1.0390 0.6682 0.6780 0.6667 0.6592 0.6569 0.6780
      0.9364 0.9339 0.9348 0.9367 0.9348 0.9351 1.5592 1.5820 1.5556 1.5382 1.5328 1.5820
2012 1.0387 1.0392 1.0369 1.0426 1.0387 1.0390 0.6682 0.6780 0.6569 0.6688 0.6569 0.6588
      1.0387 1.0392 1.0369 1.0426 1.0387 1.0390 0.6682 0.6780 0.6569 0.6688 0.6569 0.6588
      0.9348 0.9353 0.9332 0.9383 0.9348 0.9351 1.5592 1.5820 1.5328 1.5605 1.5328 1.5372
2013 1.0387 1.0395 1.0404 1.0372 1.0404 1.0390 0.6780 0.6780 0.6569 0.6688 0.6569 0.6588
      1.0387 1.0395 1.0404 1.0372 1.0404 1.0390 0.6780 0.6780 0.6569 0.6688 0.6569 0.6588
      0.9348 0.9356 0.9364 0.9335 0.9364 0.9351 1.5820 1.5820 1.5328 1.5605 1.5328 1.5372
3 1
2009 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000
      1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000
      1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000
2010 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 0.7024 0.7063 0.7030 0.7024 0.6998 0.6990 0.7030
      1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 0.9366 0.9418 0.9373 0.9366 0.9331 0.9320 0.9373
      1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.1707 1.1772 1.1716 1.1707 1.1664 1.1650 1.1716
2011 0.7694 0.7706 0.7702 0.7692 0.7702 0.7701 0.7702 0.7710 0.7701 0.7694 0.7692 0.7710
      1.0259 1.0275 1.0269 1.0256 1.0269 1.0267 1.0269 1.0280 1.0267 1.0259 1.0256 1.0280
      1.0259 1.0275 1.0269 1.0256 1.0269 1.0267 1.0269 1.0280 1.0267 1.0259 1.0256 1.0280
2012 0.7702 0.7699 0.7710 0.7684 0.7702 0.7701 0.7702 0.7710 0.7692 0.7702 0.7692 0.7694
      1.0269 1.0265 1.0280 1.0245 1.0269 1.0267 1.0269 1.0280 1.0256 1.0270 1.0256 1.0259
      1.0269 1.0265 1.0280 1.0245 1.0269 1.0267 1.0269 1.0280 1.0256 1.0270 1.0256 1.0259
2013 0.7702 0.7697 0.7694 0.7709 0.7694 0.7701 0.7710 0.7710 0.7692 0.7702 0.7692 0.7694
      1.0269 1.0263 1.0259 1.0278 1.0259 1.0267 1.0280 1.0280 1.0256 1.0270 1.0256 1.0259
      1.0269 1.0263 1.0259 1.0278 1.0259 1.0267 1.0280 1.0280 1.0256 1.0270 1.0256 1.0259

```

- **PENALID.DAT** (Arquivo com o valor da penalidade de desvio d'água)

```

PCHAVE      PENALID.
XXXXXX      XXXXX.XX
DESVIO      5386.00

```

- **SHIST.DAT** (Arquivo com ano inicial da série histórica para a simulação final)

```

VARREDURA   E   ANO INICIO VARREDURA
XXXX.XXX.
1 1932
SERIES PARA SIMULACAO
XXXX
9999

```

- **EAFPAST.DAT** (Arquivo com a tendência hidrológica)

NUM SISTEMA	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
1 SUDESTE	36321.00	60781.00	60864.00	50075.00	34919.00	27044.00	20405.00	22213.00	15683.00	20307.00	25143.00	37395.00
2 SUL	6184.00	4128.00	3580.00	4858.00	8374.00	8184.00	5568.00	7891.00	6641.00	18161.00	16381.00	4498.00
3 NORDESTE	5499.00	11385.00	13218.00	14459.00	6053.00	3415.00	3896.00	2447.00	2108.00	2198.00	2598.00	7490.00
4 NORTE	3802.00	8389.00	12350.00	14521.00	9982.00	3627.00	1868.00	1320.00	922.00	922.00	1359.00	4241.00

• TERM.DAT (Arquivo com a configuração termelétrica)

NUM	NOME	POT	FORN	TEIF	IP	JAN.XX	FEB.XX	MAR.XX	ABR.XX	MAY.XX	JUN.XX	JUL.XX	AGO.XX	SET.XX	OUT.XX	NOV.XX	DEZ.XX	ANOS
XXX	XXXXXXXXXXXX	XXX.XX	XXX.XX	XXX.XX	XXX.XX	1080.0	1080.0	1080.0	1080.0	1080.0	1080.0	1080.0	1080.0	1080.0	1080.0	1080.0	1080.0	1080.0
1	ANGRA 1	657.100	3.00	9.80	374.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	409.52	520.00	520.00	520.00	520.00	520.00	520.00	520.00
13	ANGRA 2	1350.100	3.00	8.20	1080.0	1080.0	1080.0	1080.0	1080.0	1080.0	1080.0	1080.0	1080.0	1080.0	1080.0	1080.0	1080.0	1080.0
8	CACIMBAES	0.100	1.30	2.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	CARIOBA	36.89	10.00	8.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
14	CAUHYRA I	0.100	2.00	4.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
88	CCBS_L	0.100	2.26	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
89	CCBS_TC	0.100	2.80	3.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
104	COCAL	28.100	2.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
168	COLORADO	38.100	0.00	0.00	0.00	15.99	16.99	27.99	27.99	27.99	27.99	27.99	27.99	27.99	27.99	27.99	27.99	17.53
12	CUIABA G CC	529.91	1.36	3.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
155	DAIA	44.35	2.50	2.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
185	DO ATLANTICO	0.95	2.00	6.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
187	EBOLT_L	386.100	0.50	2.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
188	EBOLT_T	386.100	0.90	2.16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
189	EBOLT_TC	386.100	0.90	2.16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
17	ESCOLHA	0.100	1.30	2.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
155	GOIANIA II	0.97	3.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
63	ISTRITERMO	226.100	3.50	2.68	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20	ICONHA	0.100	1.70	2.42	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	IGARAPE	131.100	8.46	9.27	0.00	0.00	0.00	0.00	40.08	40.08	40.42	40.42	40.42	40.42	40.42	40.42	40.42	0.00
21	JOAO NEIVA	0.100	1.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
36	JOINVILLE	0.100	1.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
54	JUIZ DE FORA	87.100	2.00	4.00	0.67	0.75	0.67	7.00	7.06	7.29	7.62	7.34	74.31	74.31	74.31	74.31	0.70	12.96
15	LINHARES	0.100	2.00	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
178	MACAE_L	923.100	3.50	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
179	MACAE_TC	923.100	3.50	0.43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
46	N. VENEZIA 2	0.100	1.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
171	NORTEFLU-1	400.100	0.00	0.00	399.99	399.99	399.99	399.99	399.99	399.99	399.99	399.99	399.99	399.99	399.99	399.99	399.99	399.99
172	NORTEFLU-2	100.100	5.56	7.61	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
173	NORTEFLU-3	200.100	5.56	7.61	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
174	NORTEFLU-4	169.100	5.56	7.61	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
72	NOVA PIRAT	386.100	2.69	3.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
182	PALMEIRAS GO	0.80	2.50	2.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
105	PIE-RP	28.94	1.80	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
50	PIRAT_12 G	200.100	1.47	11.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
66	PIRAT_34 VAP	0.100	1.47	11.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	PIRATININGA	272.100	1.47	11.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9	R. SILVEIRA	30.100	2.08	12.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8	ST. CRUZ 12	168.89	13.02	11.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	ST. CRUZ 34	440.91	9.18	5.44	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
87	ST. CRUZ N.DI	200.85	2.19	6.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
86	ST. CRUZ NOVA	0.89	2.19	6.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
197	T. LAGOA L	258.91	1.20	2.88	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
198	T. LAGOA T	258.91	1.15	3.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
193	T. NORTE 1	0.100	5.00	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
194	T. NORTE 2	0.100	5.00	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
75	TERMOFLO L	1058.100	1.00	2.70	35.90	35.90	35.90	35.90	35.90	35.90	35.90	35.90	35.90	35.90	35.90	35.90	35.90	71.70
76	TERMOFLO T	1058.100	1.34	1.72	36.10	36.10	36.10	36.10	36.10	36.10	36.10	36.10	36.10	36.10	36.10	36.10	36.10	6.50
77	TERMOFLO TC	1058.100	1.34	1.72	28.50	28.50	28.50	28.50	28.50	28.50	28.50	28.50	28.50	28.50	28.50	28.50	28.50	28.80
19	UTE BRASILIA	10.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
196	UTE SOL	197.100	0.50	3.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
49	VIANA	0.100	1.30	2.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
34	W. ARJONA	206.83	1.52	7.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
108	XAVANTES	54.100	3.50	8.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
31	ALEGRETE	66.100	14.91	12.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
199	ARAUC. FIC	485.100	2.00	3.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
48	ARAUCARIA	485.100	2.00	3.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
37	ARGENTINA 1	0.100	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
71	ARGENTINA 1B	0.100	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
38	ARGENTINA 2A	0.100	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
39	ARGENTINA 2B	0.100	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
40	ARGENTINA 2C	0.100	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
59	ARGENTINA 2D	0.100	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
156	CANDOTA 3	0.35	3.50	4.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
64	CANAS	161.100	1.75	6.74	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
29	CHAUQUEADAS	72.100	12.00	7.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00
169	CISFRAMA	4.90																

135	MARAMBAIA	13.100.	2.00	1.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
82	MESSIAS	0.100.	1.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
61	MENTE PASCO	0.100.	4.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
167	MPX	0.100.	1.70	8.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
85	N.S. SOCDRRO	0.100.	1.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
138	NAZARIA	13.100.	2.00	1.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
163	P. PEREM II	0.100.	1.50	3.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
160	PAU FERRO I	0.100.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
162	PECEM 2	0.100.	1.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
98	PERNAMBUC III	0.100.	1.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
181	PERNAMBUC IV	0.100.	1.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
144	PETROLINA	136.100.	2.50	5.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
151	POTIGUAR	53.100.	2.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
161	POTIGUAR III	0.82.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
91	RIO LARGO	0.100.	1.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
92	SAPEACU	0.100.	1.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
124	SA BOHFIM	0.100.	1.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
157	ST ANT JESUS	0.100.	1.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
158	STA R CASSIA	0.100.	1.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
170	SUAPE II	0.100.	1.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
95	SUAPE II B	0.100.	1.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
43	TERMOBRASIA	186.81.	1.50	4.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
152	TERMOCAPO	0.98.	2.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
159	TERMOGUAUS	0.100.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
67	TERMOHE	0.95.	3.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
69	TERMOPE	0.95.	3.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
96	TERMOPE	533.100.	3.00	4.50	164.78	164.78	164.78	164.78	164.78	164.78	348.80	348.80	348.80	348.80	348.80	348.80	348.80
99	TPOWER V	0.100.	1.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
100	TPOWER VI	0.100.	1.00	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
83	VALE DO ACU	368.84.	3.00	5.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
70	NOVA OLINDA	0.96.	1.30	2.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
176	TERMOHA	0.100.	1.50	3.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
73	TOCANTINOPO	0.96.	1.30	2.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

• EXPT.DAT (Arquivo com a expansão termelétrica)

NUM	TIPO	MODIF	MI	ANOI	MF	ANOF	
XXXX	XXXXX	XXXXXXXX	XX	XXXX	XX	XXXX	
1	POTEF	657.00	1	2009			ANGRA 1
1	FOMAX	79.15	1	2009	6	2009	
1	GTMIN	374.22	1	2009	1	2009	
1	FOMAX	100.00	7	2009			
1	GTMIN	403.52	6	2009	6	2009	
1	GTMIN	520.00	7	2009			
8	POTEF	126.59	1	2013			CACIMBAES
7	POTEF	36.00	1	2009			CARIOBA
7	FOMAX	88.89	1	2009			
14	POTEF	148.00	1	2013			CAUHYRA I
86	POTEF	249.90	11	2009			CCBS_L
86	FOMAX	0.00	11	2009	6	2010	
88	IPTER	2.00	11	2009			
88	FOMAX	56.78	7	2010			
88	GTMIN	59.30	7	2010			
88	POTEF	249.90	11	2009			CCBS_TC
89	FOMAX	0.00	11	2009	6	2010	
89	IPTER	3.40	11	2009			
89	FOMAX	20.45	7	2010			
89	GTMIN	27.10	7	2010			
104	POTEF	28.20	1	2009			COCAL
104	IPTER	0.00	1	2010	11	2010	
104	IPTER	22.58	12	2010	12	2010	
104	IPTER	0.00	1	2011	11	2011	
104	IPTER	22.58	12	2011	12	2011	
104	IPTER	0.00	1	2012	11	2012	
104	IPTER	22.58	12	2012	12	2012	
168	POTEF	38.00	1	2009			COLORADO
168	FOMAX	0.00	1	2009	1	2009	
168	FOMAX	36.84	2	2009	2	2009	
168	GTMIN	13.99	2	2009	2	2009	
168	FOMAX	44.74	3	2009	3	2009	
168	GTMIN	16.99	3	2009	3	2009	
168	FOMAX	73.68	4	2009	11	2009	
168	GTMIN	27.99	4	2009	11	2009	
168	FOMAX	26.32	12	2009	12	2009	
168	GTMIN	9.99	12	2009	12	2009	
168	FOMAX	0.00	1	2010	1	2010	
168	FOMAX	36.84	2	2010	2	2010	
168	GTMIN	13.99	2	2010	2	2010	
168	FOMAX	44.74	3	2010	3	2010	
168	GTMIN	16.99	3	2010	3	2010	
168	FOMAX	73.68	4	2010	11	2010	
168	GTMIN	27.99	4	2010	11	2010	
168	FOMAX	26.32	12	2010	12	2010	
168	GTMIN	9.99	12	2010	12	2010	
168	FOMAX	0.00	1	2011	3	2011	
168	FOMAX	19.74	4	2011	4	2011	
168	FOMAX	73.68	5	2011	10	2011	
168	FOMAX	44.21	11	2011	11	2011	
168	GTMIN	7.49	4	2011	4	2011	
168	FOMAX	0.00	12	2011	3	2012	
168	GTMIN	27.99	5	2011	10	2011	
168	FOMAX	19.74	4	2012	4	2012	
168	GTMIN	16.79	11	2011	11	2011	
168	FOMAX	73.68	5	2012	10	2012	
168	FOMAX	44.21	11	2012	11	2012	
168	FOMAX	0.00	12	2012	3	2013	
168	FOMAX	19.74	4	2013	4	2013	
168	FOMAX	73.68	5	2013	10	2013	
168	GTMIN	7.49	4	2012	4	2012	
168	FOMAX	44.21	11	2013	11	2013	
168	GTMIN	27.99	5	2012	10	2012	
168	FOMAX	0.00	12	2013			
168	GTMIN	16.79	11	2012	11	2012	
168	GTMIN	7.49	4	2013	4	2013	
168	GTMIN	27.99	5	2013	10	2013	
168	GTMIN	16.79	11	2013	11	2013	

12	POTEF	529.20	1	2009		CUIABA G CC
12	FQMAX	21.48	1	2009		
153	POTEF	44.30	1	2009		DAIA
183	POTEF	310.00	4	2010	4 2010	DO ATLANTICO
183	FQMAX	70.04	4	2010	4 2010	
183	GTMIN	200.00	4	2010		
183	POTEF	400.00	5	2010	6 2010	
183	FQMAX	54.28	5	2010	6 2010	
183	POTEF	490.00	7	2010		
183	FQMAX	44.31	7	2010		
187	POTEF	385.90	1	2009		EBOLT_L
187	FQMAX	64.01	1	2009	6 2009	
187	IPTER	2.30	1	2009		
187	FQMAX	78.47	7	2009		
188	POTEF	385.90	1	2009		EBOLT_T
188	FQMAX	0.00	1	2009		
188	IPTER	2.16	1	2009		
189	POTEF	385.90	1	2009		EBOLT_TC
189	FQMAX	0.00	1	2009	6 2009	
189	IPTER	2.16	1	2009		
189	FQMAX	5.75	7	2009		
17	POTEF	337.56	1	2013		ESCOLHA
153	POTEF	145.20	2	2009		GOIANIA II
153	IPTER	2.00	2	2009		
63	POTEF	226.00	1	2009		IRIRITERMO
63	FQMAX	0.00	1	2009	12 2009	
63	IPTER	2.68	1	2009		
63	FQMAX	93.89	1	2010		
20	POTEF	184.00	1	2013		ICONHA
21	POTEF	330.00	1	2013		JOAO NEIVA
36	POTEF	330.00	1	2013		JOINVILLE
54	POTEF	87.05	1	2009		JUIZ DE FORA
54	FQMAX	90.75	1	2009		
54	IPTER	4.00	1	2009		
54	GTMIN	0.67	1	2009	1 2009	
54	GTMIN	0.75	2	2009	2 2009	
54	GTMIN	0.67	3	2009	3 2009	
54	GTMIN	7.00	4	2009	4 2009	
54	GTMIN	7.06	5	2009	5 2009	
54	GTMIN	7.29	6	2009	6 2009	
54	GTMIN	7.62	7	2009	7 2009	
54	GTMIN	7.34	8	2009	8 2009	
54	GTMIN	74.31	9	2009	10 2009	
54	GTMIN	0.70	11	2009	11 2009	
54	GTMIN	0.67	12	2009	1 2010	
54	GTMIN	0.75	2	2010	2 2010	
54	GTMIN	0.67	3	2010	3 2010	
54	GTMIN	0.70	4	2010	4 2010	
54	GTMIN	0.67	5	2010	5 2010	
54	GTMIN	0.70	6	2010	6 2010	
54	GTMIN	0.67	7	2010	8 2010	
54	GTMIN	74.31	9	2010	10 2010	
54	GTMIN	0.70	11	2010	11 2010	
54	GTMIN	0.67	12	2010	1 2011	
54	GTMIN	0.75	2	2011	2 2011	
54	GTMIN	0.67	3	2011	3 2011	
54	GTMIN	0.70	4	2011	4 2011	
54	GTMIN	0.67	5	2011	5 2011	
54	GTMIN	0.70	6	2011	6 2011	
54	GTMIN	0.67	7	2011	8 2011	
54	GTMIN	74.31	9	2011	10 2011	
54	GTMIN	0.70	11	2011	11 2011	
54	GTMIN	0.67	12	2011	1 2012	
54	GTMIN	0.72	2	2012	2 2012	
54	GTMIN	0.67	3	2012	3 2012	
54	GTMIN	0.70	4	2012	4 2012	
54	GTMIN	0.67	5	2012	5 2012	
54	GTMIN	0.70	6	2012	6 2012	
54	GTMIN	0.67	7	2012	8 2012	
54	GTMIN	74.31	9	2012	10 2012	
54	GTMIN	0.70	11	2012	11 2012	
54	GTMIN	0.67	12	2012	1 2013	
54	GTMIN	0.72	2	2013	2 2013	
54	GTMIN	0.67	3	2013	3 2013	
54	GTMIN	0.70	4	2013	4 2013	
54	GTMIN	0.67	5	2013	5 2013	
54	GTMIN	0.70	6	2013	6 2013	
54	GTMIN	0.67	7	2013	8 2013	
54	GTMIN	74.31	9	2013	10 2013	
54	GTMIN	0.70	11	2013	11 2013	
54	GTMIN	0.67	12	2013		
15	POTEF	204.00	1	2011		LINHARES
178	POTEF	922.62	1	2009		MACAE_L
178	FQMAX	0.00	1	2009	12 2010	
178	IPTER	2.00	1	2009		
178	FQMAX	28.25	1	2011		
179	POTEF	922.62	1	2009		MACAE_TC
179	FQMAX	95.96	1	2009	12 2010	
179	IPTER	0.49	1	2009		
179	FQMAX	67.72	1	2011		
46	POTEF	176.00	1	2013		N. VENECIA 2
172	POTEF	100.00	1	2009		NORTEFLU-2
172	IPTER	7.61	1	2009		
173	POTEF	200.00	1	2009		NORTEFLU-3
173	IPTER	7.61	1	2009		
174	POTEF	168.93	1	2009		NORTEFLU-4
174	FQMAX	50.50	1	2009	12 2011	
174	IPTER	7.61	1	2009		
174	FQMAX	100.00	1	2012		
72	POTEF	386.08	1	2009		NOVA PIRAT
72	FQMAX	0.00	1	2009	6 2009	
72	IPTER	3.40	1	2009		
72	FQMAX	67.58	7	2009	6 2010	
72	FQMAX	100.00	7	2010		
182	POTEF	174.30	12	2010		PALMEIRAS GO
105	POTEF	27.80	1	2009		PJE-RP
105	FQMAX	93.53	1	2009		
50	POTEF	200.00	1	2009		PIRAT.12 G
50	IPTER	11.02	1	2009		

66	POTEF	272.00	7	2009		PIRAT.34 VAP
66	FQMAX	0.00	7	2009	6	2010
66	IPTER	11.02	7	2009		
66	FQMAX	49.86	7	2010	12	2011
66	FQMAX	69.85	1	2012		
6	POTEF	272.00	1	2009		PIRATINING34
6	FQMAX	49.74	1	2009	6	2009
6	IPTER	11.02	1	2009		
6	FQMAX	22.06	7	2009	12	2011
6	FQMAX	2.07	1	2012		
3	POTEF	168.00	1	2009	2	2009
4	POTEF	440.00	1	2009		ST. CRUZ 12
4	FQMAX	90.91	1	2009		ST. CRUZ 34
87	POTEF	200.00	1	2009	2	2009
87	FQMAX	83.00	1	2009	2	2009
87	POTEF	564.00	3	2009	12	2011
87	FQMAX	85.46	3	2009	12	2011
86	POTEF	564.00	1	2012		ST. CRUZ NOVA
86	FQMAX	88.65	1	2012		
197	POTEF	258.32	1	2009	6	2011
197	FQMAX	0.00	1	2009	6	2009
197	IPTER	2.88	1	2009		
197	POTEF	386.32	7	2011		
197	FQMAX	49.17	7	2009	6	2011
197	FQMAX	32.88	7	2011		
198	POTEF	258.32	1	2009	6	2011
198	FQMAX	0.00	1	2009	6	2009
198	IPTER	3.45	1	2009		
198	POTEF	386.32	7	2011		
198	FQMAX	24.66	7	2009	6	2011
198	FQMAX	16.49	7	2011		
195	POTEF	68.10	5	2009	6	2010
195	FQMAX	93.98	5	2009	6	2010
195	GTMIN	45.05	5	2009	5	2009
195	GTMIN	12.84	1	2010	1	2010
195	GTMIN	30.53	5	2010	5	2010
194	POTEF	426.53	5	2009		T. NORTE 2
194	FQMAX	79.71	5	2009		
194	GTMIN	118.96	6	2009	6	2009
194	GTMIN	130.82	7	2009	7	2009
194	GTMIN	161.78	8	2009	8	2009
194	GTMIN	197.77	9	2009	9	2009
194	GTMIN	208.19	10	2009	10	2009
194	GTMIN	161.50	11	2009	11	2009
194	GTMIN	131.13	12	2009	12	2009
194	GTMIN	107.29	6	2010	6	2010
194	GTMIN	131.57	7	2010	7	2010
194	GTMIN	164.29	8	2010	8	2010
194	GTMIN	201.42	9	2010	9	2010
194	GTMIN	206.51	10	2010	10	2010
194	GTMIN	164.54	11	2010	11	2010
194	GTMIN	114.18	12	2010	12	2010
194	GTMIN	110.00	1	2011	1	2011
194	GTMIN	110.00	5	2011	6	2011
194	GTMIN	132.80	7	2011	7	2011
194	GTMIN	169.41	8	2011	8	2011
194	GTMIN	206.10	9	2011	9	2011
194	GTMIN	211.42	10	2011	10	2011
194	GTMIN	168.21	11	2011	11	2011
194	GTMIN	136.79	12	2011	12	2011
75	POTEF	1058.30	1	2009		TERMORIO_L
75	FQMAX	36.31	1	2009	6	2009
75	IPTER	2.70	1	2009		
75	GTMIN	35.90	1	2009	12	2009
75	FQMAX	33.64	7	2009	12	2009
75	GTMIN	71.70	1	2010		
75	FQMAX	67.29	1	2010		
76	POTEF	1058.30	1	2009		TERMORIO_T
76	FQMAX	3.54	1	2009	6	2009
76	IPTER	1.72	1	2009		
76	GTMIN	36.10	1	2009	6	2009
76	FQMAX	0.64	7	2009	12	2009
76	GTMIN	6.50	7	2009	12	2009
76	FQMAX	0.00	1	2010		
77	POTEF	1058.30	1	2009		TERMORIO_TC
77	FQMAX	2.80	1	2009	6	2009
77	IPTER	1.72	1	2009		
77	GTMIN	28.50	1	2009	6	2009
77	FQMAX	58.10	7	2009	12	2009
77	GTMIN	58.10	7	2009	12	2009
77	FQMAX	25.09	1	2010		
77	GTMIN	28.80	1	2010		
196	POTEF	196.52	1	2009		UTE SOL
196	FQMAX	96.68	1	2009		
196	GTMIN	150.00	1	2009		
49	POTEF	170.60	1	2010		VIANA
34	POTEF	206.35	1	2009		W. ARJONA
34	FQMAX	77.54	1	2009		
108	POTEF	53.70	1	2009		XAVANTES
199	POTEF	484.50	1	2009	12	2011
199	FQMAX	47.47	1	2009	6	2010
199	IPTER	3.50	1	2009		
199	FQMAX	94.57	7	2010	12	2011
48	POTEF	484.50	1	2009		ARAUCARIA
48	FQMAX	0.00	1	2009		
48	IPTER	3.50	1	2009		
156	POTEF	350.00	1	2010		CANDIOTA 3
156	FQMAX	92.86	1	2010		
156	GTMIN	210.00	1	2010		
64	POTEF	160.57	1	2009		CANDAS
64	FQMAX	95.28	1	2009		
64	IPTER	6.74	1	2009		
169	POTEF	4.00	1	2009		CISFRAMA

28	POTEF	20.00	1	2009		FIGUEIRA
28	GTMIN	13.00	1	2009	2	2009
28	GTMIN	13.00	4	2009	8	2009
28	GTMIN	8.00	9	2009	9	2009
28	GTMIN	6.50	10	2009	12	2009
28	GTMIN	13.00	1	2010	2	2010
28	GTMIN	13.00	4	2010	8	2010
28	GTMIN	8.00	9	2010	9	2010
28	GTMIN	6.50	10	2010	12	2010
28	GTMIN	13.00	1	2011	2	2011
28	GTMIN	13.00	4	2011	8	2011
28	GTMIN	8.00	9	2011	9	2011
28	GTMIN	6.50	10	2011	12	2011
28	GTMIN	13.00	1	2012	2	2012
28	GTMIN	13.00	4	2012	8	2012
28	GTMIN	8.00	9	2012	9	2012
28	GTMIN	6.50	10	2012	12	2012
28	GTMIN	13.00	1	2013	2	2013
28	GTMIN	13.00	4	2013	8	2013
28	GTMIN	8.00	9	2013	9	2013
28	GTMIN	6.50	10	2013		
25	POTEF	262.00	1	2009		J.LACERDA B
25	GTMIN	113.00	1	2009	10	2010
25	GTMIN	160.00	11	2010	3	2011
25	GTMIN	113.00	4	2011	10	2011
25	GTMIN	160.00	11	2011	3	2012
25	GTMIN	113.00	4	2012	10	2012
25	GTMIN	160.00	11	2012	3	2013
25	GTMIN	113.00	4	2013	10	2013
25	GTMIN	160.00	11	2013		
30	POTEF	24.00	1	2009		NUTEPA
30	FQMAX	87.50	1	2009		
22	POTEF	126.00	1	2009		P.MEDICI A
22	FQMAX	87.30	1	2009		
22	GTMIN	50.00	1	2009	3	2009
22	GTMIN	41.79	4	2009	4	2009
22	GTMIN	50.00	5	2009	10	2009
22	GTMIN	41.79	11	2009	11	2009
22	GTMIN	50.00	12	2009		
23	POTEF	320.00	1	2009		P.MEDICI B
23	FQMAX	81.25	1	2009	12	2009
23	GTMIN	105.00	1	2009	4	2009
23	FQMAX	100.00	1	2010		
23	GTMIN	94.89	5	2009	10	2009
23	GTMIN	105.00	11	2009		
32	POTEF	20.00	1	2009		S.JERONIMO
32	FQMAX	75.00	1	2009	12	2009
32	GTMIN	5.00	1	2009	1	2009
32	FQMAX	100.00	1	2010		
32	GTMIN	3.05	2	2009	2	2009
32	GTMIN	5.00	3	2009		
35	POTEF	639.90	1	2009		URUGUAIANA
35	FQMAX	0.00	1	2009		
184	POTEF	30.00	6	2010		XANXERE
184	FQMAX	90.33	6	2010		
184	GTMIN	15.00	6	2010		
109	POTEF	13.12	1	2009		ALTOS
111	POTEF	11.48	1	2009		ARACATI
112	POTEF	31.60	1	2011		BAHIA I
112	FQMAX	24.27	1	2011	12	2011
112	FQMAX	98.01	1	2012		
113	POTEF	11.48	1	2009		BATURITE
45	POTEF	176.00	1	2011		CAMACARI 1
78	POTEF	176.00	1	2013		CAMACARI 2
79	POTEF	176.00	1	2013		CAMACARI 3
98	POTEF	346.80	1	2009		CAMACARI D/G
98	GTMIN	0.70	1	2009		
84	POTEF	346.80	7	2009		CAMACARI G
84	FQMAX	0.00	7	2009		
164	POTEF	148.00	4	2009		CAMACARI MI
164	IPTER	2.00	4	2009		
166	POTEF	150.00	4	2009		CAMACARI PI
166	IPTER	2.00	4	2009		
52	POTEF	169.08	1	2010		CAMPINA GDE
117	POTEF	13.12	1	2009		CAMPO MAIOR
5	POTEF	176.00	1	2011		CATU
119	POTEF	14.76	1	2009		CAUCAIA
175	POTEF	220.00	1	2009		CEARA_L
175	FQMAX	30.96	1	2009	12	2009
175	IPTER	0.60	1	2009		
175	FQMAX	68.20	1	2010		
177	POTEF	220.00	1	2009		CEARA_TC
177	FQMAX	67.95	1	2009	6	2009
177	IPTER	2.90	1	2009		
177	FQMAX	67.68	7	2009	12	2009
177	FQMAX	30.44	1	2010		
121	POTEF	13.12	1	2009		CRATO
180	POTEF	176.00	1	2011		DIAS DAVILA1
123	POTEF	176.00	1	2011		DIAS DAVILA2
125	POTEF	14.76	1	2009		ENGUA PECEM
130	POTEF	176.00	1	2011		F. SANTANA
74	POTEF	138.02	1	2009		FAPEN
74	FQMAX	83.00	1	2009		
74	IPTER	6.48	1	2009		
42	POTEF	346.63	1	2009		FORTALEZA
42	FQMAX	94.25	1	2009	12	2011
42	IPTER	1.91	1	2009		
42	GTMIN	223.00	1	2009		
42	FQMAX	98.00	1	2012		
80	POTEF	176.00	1	2013		G.MANGABEIRA
53	POTEF	140.00	1	2010		GLOBAL I
55	POTEF	148.00	1	2010		GLOBAL II
127	POTEF	14.76	1	2009		IGUATU
56	POTEF	137.60	1	2010		ITAPEBI
131	POTEF	101.54	1	2009		JAGUARARI
16	POTEF	300.00	1	2011		JOSE ALENCAR
133	POTEF	14.76	1	2009		JUAZEIRO N
81	POTEF	400.00	1	2013		MACAIBA
57	POTEF	168.00	1	2010		MARACANAU I

165	POTEF	70.00	1	2012	MARACANAU II
135	POTEF	13.12	1	2009	MARAMBAIA
82	POTEF	176.00	1	2013	MESSIAS
61	POTEF	137.60	1	2010	MONTE PASCO
167	POTEF	700.00	6	2011	MPX
85	POTEF	176.00	1	2013	N.S. SOCORRO
138	POTEF	13.12	1	2009	NAZARIA
163	POTEF	360.00	1	2013	P. PECEM II
160	POTEF	102.60	4	2009	PAU FERRO I
162	POTEF	350.00	1	2013	PECEM 2
98	POTEF	200.79	1	2013	PERNAMEU_III
181	POTEF	200.80	1	2011	PERNAMEUC_IV
144	POTEF	136.00	1	2009	PETROLINA
144	FQMAX	92.14	1	2009	12 2011
144	IPTER	5.50	1	2009	
144	FQMAX	100.00	1	2012	
151	POTEF	52.80	1	2009	POTIGUAR
151	IPTER	2.00	1	2009	POTIGUAR III
161	POTEF	66.00	2	2009	
161	FQMAX	82.50	2	2009	
91	POTEF	176.00	1	2013	RIO LARGO
92	POTEF	176.00	1	2013	SAPEACU
124	POTEF	176.00	1	2011	SR. BONFIM
157	POTEF	176.00	1	2013	ST ANT JESUS
153	POTEF	174.60	1	2011	STA R. CASSIA
170	POTEF	355.68	1	2012	SUAPE II
95	POTEF	350.00	1	2013	SUAPE II E
43	POTEF	185.89	1	2009	TERMOBAHIA
43	FQMAX	80.69	1	2009	TERMOCABO
43	IPTER	4.22	1	2009	
152	POTEF	49.70	1	2010	
159	POTEF	156.15	4	2009	TERMONAUS
67	POTEF	170.80	1	2010	TERMONE
69	POTEF	170.80	1	2010	TERMOPE
96	POTEF	532.76	1	2009	TERMOPE
96	FQMAX	33.39	1	2009	6 2009
96	IPTER	4.50	1	2009	
96	GTMIN	164.78	1	2009	
96	FQMAX	92.63	7	2009	12 2011
96	GTMIN	348.80	7	2009	
96	FQMAX	100.00	1	2012	
99	POTEF	200.79	1	2013	TPOWER V
100	POTEF	200.79	1	2013	TPOWER VI
83	POTEF	367.92	1	2009	VALE DO ACU
83	FQMAX	77.49	1	2009	NOVA OLINDA
83	IPTER	5.20	1	2009	
70	POTEF	165.00	1	2010	
176	POTEF	350.20	1	2012	TERMONA
73	POTEF	165.00	1	2010	TOCANTINOPO

• CONFT.DAT (Arquivo com a configuração termelétrica)

NUM	NOME	SSIS	U. EXIS	CLASSE
XXXX	XXXXXXXXXXXX	XXXX	XX	XXXX
1	ANGRA 1	1	EE	1
13	ANGRA 2	1	EX	13
8	CACIMBAES	1	NE	8
7	CARIOBA	1	EE	7
14	CAUHYRA I	1	NE	14
88	CCBS_L	1	NE	88
89	CCBS_TC	1	NE	89
104	COCAL	1	EE	104
168	COLORADO	1	EE	168
12	CUJABA G CC	1	EE	12
153	DAIA	1	EE	153
183	DO ATLANTICO	1	NE	183
187	EBOLT_L	1	EE	187
188	EBOLT_T	1	EE	188
189	EBOLT_TC	1	EE	189
17	ESCOLHA	1	NE	17
155	GOIANIA II	1	NE	155
63	IRITERMO	1	EE	63
20	ICONHA	1	NE	20
2	IGARAPE	1	EX	2
21	JOAO HEIWA	1	NE	21
36	JOINVILLE	1	NE	36
54	JUIZ DE FORA	1	EE	54
15	LINHARES	1	NE	15
178	MACAE_L	1	EE	178
179	MACAE_TC	1	EE	179
46	N. VENEZIA 2	1	NE	46
171	NORTEFLU-1	1	EX	171
172	NORTEFLU-2	1	EE	172
173	NORTEFLU-3	1	EE	173
174	NORTEFLU-4	1	EE	174
72	NOVA PIRAT	1	EE	72
182	PALMEIRAS GO	1	NE	182
105	PIE-RP	1	EE	105
50	PIRAT.12 G	1	EE	50
66	PIRAT.34 UAP	1	NE	66
6	PIRATINING34	1	EE	6
9	R. SILVEIRA	1	EX	9
3	ST. CRUZ 12	1	EE	3
4	ST. CRUZ 34	1	EE	4
87	ST. CRUZ N. DI	1	EE	87
86	ST. CRUZ NOVA	1	NE	86
197	T LAGOAS_L	1	EE	197
198	T LAGOAS_T	1	EE	198
193	T. NORTE 1	1	NE	193
194	T. NORTE 2	1	NE	194
75	TERMORIO_L	1	EE	75
76	TERMORIO_T	1	EE	76
77	TERMORIO_TC	1	EE	77
19	UTE BRASILIA	1	EX	19
196	UTE SOL	1	EE	196
49	UIANA	1	NE	49

34	W.ARJONA	1	EE	34
108	XAVANTES	1	EE	108
31	ALEGRETE	2	EX	31
199	ARAUC_FIC	2	EE	199
48	ARAUCARIA	2	EE	48
37	ARGENTINA 1	2	EX	37
71	ARGENTINA 1B	2	EX	71
38	ARGENTINA 2A	2	EX	38
39	ARGENTINA 2B	2	EX	39
40	ARGENTINA 2C	2	EX	40
59	ARGENTINA 2D	2	EX	59
156	CANDIOTA 3	2	NE	156
64	CANDAS	2	EE	64
29	CHARQUEADAS	2	EX	29
169	CISFRAMA	2	EE	169
28	FIGUEIRA	2	EE	28
26	J.LACERDA A1	2	EX	26
27	J.LACERDA A2	2	EX	27
25	J.LACERDA B	2	EE	25
24	J.LACERDA C	2	EX	24
30	MUTEPA	2	EE	30
22	P.MEDICI A	2	EE	22
23	P.MEDICI B	2	EE	23
32	S.JERONIMO	2	EE	32
35	URUGUAIANA	2	EE	35
184	XANKEKE	2	NE	184
109	ALTOS	3	EE	109
111	ARACATI	3	EE	111
112	BAHIA I	3	NE	112
113	BATURITE	3	EE	113
45	CANACARI 1	3	NE	45
78	CANACARI 2	3	NE	78
79	CANACARI 3	3	NE	79
93	CANACARI D/G	3	EE	93
84	CANACARI G	3	NE	84
164	CANACARI MI	3	NE	164
166	CANACARI FI	3	NE	166
52	CAMPINA GDE	3	NE	52
117	CAMPO MAIOR	3	EE	117
5	CATU	3	NE	5
119	CAUCAIA	3	EE	119
175	CEARA_L	3	EE	175
177	CEARA_TC	3	EE	177
121	CRATO	3	EE	121
180	DIAS DAVILA1	3	NE	180
123	DIAS DAVILA2	3	NE	123
125	ENGUIA PECEN	3	EE	125
130	F. SANTANA	3	NE	130
74	FAFEN	3	EE	74
42	FORTALEZA	3	EE	42
80	G.MANGABEIRA	3	NE	80
53	GLOEAL I	3	NE	53
55	GLOEAL II	3	NE	55
127	IGUATU	3	EE	127
56	ITAPERI	3	NE	56
131	JAGUARARI	3	EE	131
16	JOSE ALENCAR	3	NE	16
133	JUAZEIRO H	3	EE	133
81	MACAIBA	3	NE	81
57	MARACANAU I	3	NE	57
165	MARACANAU II	3	NE	165
135	MARAMBAIA	3	EE	135
82	MESSIAS	3	NE	82
61	MONTE PASCO	3	NE	61
167	MPX	3	NE	167
85	N.S.SOCORRO	3	NE	85
138	NAZARIA	3	EE	138
163	P. PECEN II	3	NE	163
160	PAU FERRO I	3	NE	160
162	PECEN 2	3	NE	162
98	PERNAMBUCO_III	3	NE	98
181	PERNAMBUCO_IV	3	NE	181
144	PETROLINA	3	EE	144
151	POTIGUAR	3	EE	151
161	POTIGUAR III	3	NE	161
91	RIO LARGO	3	NE	91
92	SAPEACU	3	NE	92
124	SR BONFIM	3	NE	124
157	ST ANT JESUS	3	NE	157
158	STA R CASSIA	3	NE	158
170	SUAPE II	3	NE	170
95	SUAPE II B	3	NE	95
43	TERMOBAHIA	3	EE	43
152	TERMOCARO	3	NE	152
159	TERMOCHANAUS	3	NE	159
67	TERMOHE	3	NE	67
69	TERMOPE	3	NE	69
96	TERMOPE	3	EE	96
99	TPOWER V	3	NE	99
100	TPOWER VI	3	NE	100
83	WALE DO ACU	3	EE	83
70	NOVA OLINDA	4	NE	70
176	TERMONA	4	NE	176
73	TOCANTINOPO	4	NE	73

• CLAST.DAT (Arquivo com o CVU das termelétricas)

HUM	NOME	CLASSE	TIPO	COMB.	CUSTO	CUSTO	CUSTO	CUSTO	CUSTO
XXXX	XXXXXXXXXXXX	XXXXXXXXXXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
1	ANGRA 1	Nuclear			20.17	20.17	20.17	20.17	20.17
13	ANGRA 2	Nuclear			18.78	18.78	18.78	18.78	18.78
8	CACIMBAES	GNL			329.07	329.07	329.07	329.07	329.07
7	CARLOS	Óleo			957.00	957.00	957.00	957.00	957.00
14	CAUHYRA I	Óleo			441.14	441.14	441.14	441.14	441.14
88	CCES_L	Gas			159.31	159.31	159.31	159.31	159.31
89	CCES_TC	Gas			222.22	222.22	222.22	222.22	222.22
104	COCAL	Biomassa			127.53	127.53	127.53	127.53	127.53
168	COLORADO	Biomassa			39.34	39.34	39.34	39.34	39.34
12	CUIABA G CC	Gas			6.27	6.27	6.27	6.27	6.27
153	DAIA	Diesel			617.58	617.58	617.58	617.58	617.58
183	DO ATLANTICO	Resíduos I			94.00	94.00	94.00	94.00	94.00
187	EBOLT_L	Gas			152.43	152.43	152.43	152.43	152.43
188	EBOLT_T	Gas			149.67	149.67	149.67	149.67	149.67
189	EBOLT_TC	Gas			250.87	250.87	250.87	250.87	250.87
17	ESCOLHA	GNL			304.66	304.66	304.66	304.66	304.66
155	GOIANIA II	Diesel			672.16	672.16	672.16	672.16	672.16
63	IBIRITERMO	Gas			188.89	188.89	188.89	188.89	188.89
20	ICONHA	Óleo			336.40	336.40	336.40	336.40	336.40
2	IGARAPE	Óleo			645.30	645.30	645.30	645.30	645.30
21	JOAO NEIVA	GNL			227.28	227.28	227.28	227.28	227.28
36	JOINVILLE	GNL			227.28	227.28	227.28	227.28	227.28
54	JUIZ DE FORA	Gas			150.00	150.00	150.00	150.00	150.00
15	LINHARES	GNL			390.63	390.63	390.63	390.63	390.63
178	MACAE_L	Gas			281.27	281.27	281.27	281.27	281.27
179	MACAE_TC	Gas			253.83	253.83	253.83	253.83	253.83
46	N. VENEZIA 2	Óleo			332.94	332.94	332.94	332.94	332.94
171	NORTEFLU-1	Gas			37.80	37.80	37.80	37.80	37.80
172	NORTEFLU-2	Gas			51.93	51.93	51.93	51.93	51.93
173	NORTEFLU-3	Gas			90.69	90.69	90.69	90.69	90.69
174	NORTEFLU-4	Gas			131.68	131.68	131.68	131.68	131.68
72	NOVA PIRAT	Gas			317.98	317.98	317.98	317.98	317.98
182	PALMEIRAS GO	Diesel			515.79	515.79	515.79	515.79	515.79
105	PIE-RP	Biomassa			138.62	138.62	138.62	138.62	138.62
50	PIRAT.12 G	Gas			470.34	470.34	470.34	470.34	470.34
66	PIRAT.34 UAP	Vapor			317.98	317.98	317.98	317.98	317.98
9	PIRATININGA 4	Óleo			470.34	470.34	470.34	470.34	470.34
9	R. SILVEIRA	Diesel			523.35	523.35	523.35	523.35	523.35
3	ST. CRUZ 12	Óleo			310.41	310.41	310.41	310.41	310.41
4	ST. CRUZ 34	Óleo			310.41	310.41	310.41	310.41	310.41
87	ST. CRUZ N. DI	Diesel			730.54	730.54	730.54	730.54	730.54
86	ST. CRUZ NOVA	Gas			249.89	249.89	249.89	249.89	249.89
197	T. LAGOAS_L	Gas			108.80	108.80	108.80	108.80	108.80
198	T. LAGOAS_T	Gas			140.34	140.34	140.34	140.34	140.34
193	T. NORTE 1	Óleo			610.33	610.33	610.33	610.33	610.33
194	T. NORTE 2	Óleo			670.79	670.79	670.79	670.79	670.79
75	TERMORIO_L	Gas			118.32	118.32	118.32	118.32	118.32
76	TERMORIO_T	Gas			147.56	147.56	147.56	147.56	147.56
77	TERMORIO_TC	Gas			214.48	214.48	214.48	214.48	214.48
19	UTE BRASILIA	Diesel			1047.38	1047.38	1047.38	1047.38	1047.38
196	UTE SOL	Resíduos I			0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
49	UIANA	Óleo			492.58	492.58	492.58	492.58	492.58
34	W. ARJONA	Diesel			808.02	808.02	808.02	808.02	808.02
108	XAVANTES	Diesel			895.42	895.42	895.42	895.42	895.42
31	ALEGRETE	Óleo			564.57	564.57	564.57	564.57	564.57
199	ARAUC_FIC	Gas			219.00	219.00	219.00	219.00	219.00
48	ARAUCARIA	Gas			219.00	219.00	219.00	219.00	219.00
37	ARGENTINA 1	CONTRATO			43.02	43.02	43.02	43.02	43.02
71	ARGENTINA 18	CONTRATO			53.10	53.10	53.10	53.10	53.10
38	ARGENTINA 2A	CONTRATO			53.10	53.10	53.10	53.10	53.10
39	ARGENTINA 2B	CONTRATO			53.10	53.10	53.10	53.10	53.10
40	ARGENTINA 2C	CONTRATO			53.10	53.10	53.10	53.10	53.10
59	ARGENTINA 2D	CONTRATO			53.10	53.10	53.10	53.10	53.10
156	CANDIOTA 3	Carvão			41.28	41.28	41.28	41.28	41.28
64	CANDIAS	Gas			541.93	541.93	541.93	541.93	541.93
29	CHARQUEADAS	Carvão			143.28	143.28	143.28	143.28	143.28
169	CISFRAMA	Biomassa			163.92	163.92	163.92	163.92	163.92
28	FIGUEIRA	Carvão			218.77	218.77	218.77	218.77	218.77
26	J. LACERDA A1	Carvão			170.49	170.49	170.49	170.49	170.49
27	J. LACERDA A2	Carvão			129.14	129.14	129.14	129.14	129.14
25	J. LACERDA B	Carvão			129.12	129.12	129.12	129.12	129.12
24	J. LACERDA C	Carvão			105.39	105.39	105.39	105.39	105.39
50	NUTEPA	Óleo			780.00	780.00	780.00	780.00	780.00
22	P. MEDICI A	Carvão			115.90	115.90	115.90	115.90	115.90
23	P. MEDICI B	Carvão			115.90	115.90	115.90	115.90	115.90
32	S. JERONIMO	Carvão			248.31	248.31	248.31	248.31	248.31
35	URUGUAIANA	Gas			141.18	141.18	141.18	141.18	141.18
184	XANKERE	Biomassa			37.79	37.79	37.79	37.79	37.79
109	ALTOS	Diesel			567.20	567.20	567.20	567.20	567.20
111	ARACATI	Diesel			567.20	567.20	567.20	567.20	567.20
112	BAHIA I	Óleo			430.19	430.19	430.19	430.19	430.19
113	BATURITE	Diesel			567.20	567.20	567.20	567.20	567.20
45	CAMAÇARI 1	Óleo			333.53	333.53	333.53	333.53	333.53
78	CAMAÇARI 2	Óleo			332.94	332.94	332.94	332.94	332.94
79	CAMAÇARI 3	Óleo			332.94	332.94	332.94	332.94	332.94
93	CAMAÇARI D/G	Diesel			834.35	834.35	834.35	834.35	834.35
84	CAMAÇARI G	Gas			200.08	200.08	200.08	200.08	200.08
164	CAMAÇARI MI	Óleo			558.37	558.37	558.37	558.37	558.37
166	CAMAÇARI PI	Óleo			558.37	558.37	558.37	558.37	558.37
52	CAMPINA GDE	Óleo			492.58	492.58	492.58	492.58	492.58
117	CAMPO MAIOR	Diesel			567.20	567.20	567.20	567.20	567.20
5	CATU	Óleo			333.53	333.53	333.53	333.53	333.53
119	CAUCAIA	Diesel			567.20	567.20	567.20	567.20	567.20
175	CEARA_L	Gas			171.92	171.92	171.92	171.92	171.92
177	CEARA_TC	Gas			492.29	492.29	492.29	492.29	492.29
121	CRATO	Diesel			567.20	567.20	567.20	567.20	567.20
180	DIAS DAVILA1	Óleo			333.53	333.53	333.53	333.53	333.53
123	DIAS DAVILA2	Óleo			333.53	333.53	333.53	333.53	333.53
125	ENGUZA PECEN	Diesel			567.20	567.20	567.20	567.20	567.20
130	F. SANTANA	Óleo			334.42	334.42	334.42	334.42	334.42
74	FAFEN	Gas			188.15	188.15	188.15	188.15	188.15
42	FORTALEZA	Gas			80.65	80.65	80.65	80.65	80.65
80	G. MANGABEIRA	Óleo			332.94	332.94	332.94	332.94	332.94
53	GLOBAL I	Óleo			488.48	488.48	488.48	488.48	488.48
55	GLOBAL II	Óleo			488.48	488.48	488.48	488.48	488.48
127	IGUATU	Diesel			567.20	567.20	567.20	567.20	567.20
56	ITAPERI	Óleo			485.83	485.83	485.83	485.83	485.83

131	JAGUARARI	Diesel	558.67	558.67	558.67	558.67	558.67
16	JOSE ALENCAR	GHL	320.80	320.80	320.80	320.80	320.80
133	JUAZEIRO N	Diesel	567.20	567.20	567.20	567.20	567.20
81	MACAIBA	Oleo	334.40	334.40	334.40	334.40	334.40
57	MARACANAU I	Oleo	479.12	479.12	479.12	479.12	479.12
165	MARACANAU II	Oleo	479.12	479.12	479.12	479.12	479.12
135	MARABAIIA	Diesel	567.20	567.20	567.20	567.20	567.20
82	MESSIAS	Oleo	337.30	337.30	337.30	337.30	337.30
61	MONTE PASCO	Oleo	475.52	475.52	475.52	475.52	475.52
167	MPX	Carvao	198.54	198.54	198.54	198.54	198.54
85	N.S. SOODRO	Oleo	340.22	340.22	340.22	340.22	340.22
138	NABARIA	Diesel	567.20	567.20	567.20	567.20	567.20
168	P. PECEM II	Carvao	197.84	197.84	197.84	197.84	197.84
160	PAU FERRO I	Diesel	861.38	861.38	861.38	861.38	861.38
162	PECEM 2	Oleo	329.14	329.14	329.14	329.14	329.14
98	PERNAMBUCO_III	Oleo	364.29	364.29	364.29	364.29	364.29
181	PERNAMBUCO_IV	Oleo	380.43	380.43	380.43	380.43	380.43
144	PETROLINA	Oleo	612.63	612.63	612.63	612.63	612.63
151	POTIGUAR	Diesel	776.95	776.95	776.95	776.95	776.95
161	POTIGUAR III	Diesel	776.94	776.94	776.94	776.94	776.94
91	RIO LARGO	Oleo	337.30	337.30	337.30	337.30	337.30
92	SAPEACU	Oleo	332.94	332.94	332.94	332.94	332.94
124	SR BONFIM	Oleo	333.53	333.53	333.53	333.53	333.53
157	ST ANT JESUS	Oleo	332.94	332.94	332.94	332.94	332.94
158	STA R CASSIA	Oleo	380.43	380.43	380.43	380.43	380.43
170	SUAPE II	Oleo	503.64	503.64	503.64	503.64	503.64
95	SUAPE II B	Oleo	329.14	329.14	329.14	329.14	329.14
43	TERMOBAHIA	Gas	204.43	204.43	204.43	204.43	204.43
152	TERMOCARO	Oleo	486.53	486.53	486.53	486.53	486.53
159	TERMOHANAUS	Diesel	861.38	861.38	861.38	861.38	861.38
67	TERMONE	Oleo	488.34	488.34	488.34	488.34	488.34
69	TERMOPE	Oleo	488.34	488.34	488.34	488.34	488.34
96	TERMOPE	Gas	70.16	70.16	70.16	70.16	70.16
99	TPOWER V	Oleo	364.29	364.29	364.29	364.29	364.29
100	TPOWER VI	Oleo	364.29	364.29	364.29	364.29	364.29
83	VALE DO ACU	Gas	287.83	287.83	287.83	287.83	287.83
70	NOVA OLINDA	Oleo	492.56	492.56	492.56	492.56	492.56
176	TERMONA	Carvao	192.56	192.56	192.56	192.56	192.56
73	TOCANTINOPO	Oleo	492.56	492.56	492.56	492.56	492.56

• **MANUTT.DAT (Arquivo com as manutenções programadas das termelétricas)**

EMPRESA	COD USINA	UNTDMMMAAA	DUR.	POT.
XXXXXXXXXXXX	XXXXXXXXXXXX	XXXXXXXXXXXX	XXXX	XXXX.XX
13ELENUCLEAR	13ANGRA 1	1 24012009	134	657.00
13ELENUCLEAR	13ANGRA 2	1 01082009	30	1350.00
10COCAL	104COCAL	1 15122009	7	1.20
10COCAL	104COCAL	2 15122009	7	2.00
10COCAL	104COCAL	3 15122009	7	25.00
19AADM	168COLORADO	1 01012009	31	38.00
18CEMIG	2IGARAPE	1 01112009	61	131.00
19FURNAS	3ST. CRUZ 12	1 01012009	59	84.00
19FURNAS	3ST. CRUZ 12	2 01012009	59	84.00
19FURNAS	4ST. CRUZ 34	1 01012009	334	220.00
37ELETRONORTE	194T. NORTE 2	3 01052009	15	98.26
37ELETRONORTE	194T. NORTE 2	4 01052009	15	131.75
9CEB	19UTE BRASILIA	1 04052009	12	5.00
9CEB	19UTE BRASILIA	1 03082009	12	5.00
9CEB	19UTE BRASILIA	2 18052009	12	5.00
9CEB	19UTE BRASILIA	2 17082009	12	5.00
24TRACTEBEL	34W. ARJONA	4 21092009	8	37.00
24TRACTEBEL	34W. ARJONA	5 16092009	22	32.75
24TRACTEBEL	29CHARQUEADAS	2 02032009	75	18.00
24TRACTEBEL	29CHARQUEADAS	3 18052009	75	18.00
19CISFRAMA	169CISFRAMA	1 01052009	10	4.00
23COPEL	28FIGUEIRA	1 02032009	30	10.00
23COPEL	28FIGUEIRA	2 02032009	30	10.00
24TRACTEBEL	26J. LACERDA A1	1 09112009	30	50.00
24TRACTEBEL	26J. LACERDA A1	2 08062009	10	50.00
24TRACTEBEL	25J. LACERDA B	1 29052009	60	131.00
24TRACTEBEL	25J. LACERDA B	2 06022009	17	131.00
24TRACTEBEL	24J. LACERDA C	1 01032009	21	363.00
59CGTEE	22P. MEDICI A	1 01112009	30	63.00
59CGTEE	22P. MEDICI A	2 01042009	30	63.00
59CGTEE	23P. MEDICI B	1 01082009	92	160.00
59CGTEE	23P. MEDICI B	2 01052009	92	160.00
59CGTEE	32S. JERONIMO	1 01012009	365	5.00
59CGTEE	32S. JERONIMO	2 01022009	20	5.00
59CGTEE	32S. JERONIMO	3 01022009	20	10.00

• CONFHD.DAT (Arquivo com a configuração hidráulica)

NUM	NOME	POSTO	JUS	SSIS	V.INIC	U.EXIS	MODIF	INDIC.HIST	FIM HIST
XXXX	XXXXXXXXXXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXX.XX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
4	FUNIL-GRANDE	211	6	1	0,00	EX	1	1931	2007
20	BATALHA	22	21	1	0,00	NE	0	1931	2007
21	SERRA FACAO	251	24	1	0,00	NE	0	1931	2007
27	CAPIM BRANCO1	207	28	1	28,60	EX	0	1931	2007
28	CAPIM BRANCO2	28	31	1	0,00	EX	0	1931	2007
29	CORUMBA IV	205	203	1	6,40	EX	0	1931	2007
48	PIRAJU	48	49	1	0,00	EX	0	1931	2007
66	ITAPIU	66	0	1	0,00	EX	1	1931	2007
119	HENRY BORDEN	318	0	1	0,00	EX	1	1931	2007
131	NILIO PECANHA	131	133	1	0,00	EX	0	1931	2007
132	FONTES	303	133	1	0,00	EX	1	1931	2007
141	BAGUARI	141	143	1	0,00	NE	0	1931	2007
153	SÃO DOMINGOS	154	46	1	0,00	NE	0	1931	2007
155	RETIRO BAIKO	155	156	1	0,00	NE	0	1931	2007
156	TRES MARIAS	156	0	1	61,20	EX	1	1931	2007
162	QUEIMADO	158	0	1	47,70	EX	1	1931	2007
195	JAURU	295	0	1	0,00	EX	0	1931	2007
196	GUAPORE	296	0	1	0,00	EX	0	1931	2007
203	CORUMBA III	23	30	1	80,70	EE	1	1931	2007
241	SLT VERDINHO	241	44	1	0,00	NE	0	1931	2007
249	OURINHOS	249	50	1	0,00	EX	0	1931	2007
251	SERRA MESA	270	252	1	32,60	EX	1	1931	2007
252	CANA BRAVA	191	253	1	0,00	EX	1	1931	2007
253	SÃO SALVADOR	253	257	1	0,00	EE	1	1931	2007
257	PEIXE ANGIC	257	261	1	93,40	EX	1	1931	2007
261	LAJEADO	273	0	1	0,00	EX	1	1931	2007
262	SALTO	294	241	1	0,00	NE	0	1931	2007
276	RONDON II	145	0	1	0,00	EE	1	1931	2007
281	PONTE PEDRA	281	0	1	0,00	EX	1	1931	2007
285	JIRAU	285	287	1	0,00	NE	1	1931	2007
287	STO ANTONIO	287	0	1	0,00	NE	1	1931	2007
304	ITIQUEIRA I	259	305	1	0,00	EX	0	1931	2007
305	ITIQUEIRA II	252	0	1	0,00	EX	1	1931	2007
310	DARDANELOS	291	0	1	0,00	NE	0	1931	2007
311	CACU	247	312	1	0,00	NE	0	1931	2007
312	B. COQUEIROS	248	315	1	0,00	NE	0	1931	2007
315	FOZ R. CLARO	261	44	1	0,00	NE	0	1931	2007
319	FICT.MAUA	57	61	1	0,00	NE	0	1931	2007
120	JAGUARI	120	123	1	86,30	EX	1	1931	2007
121	PARATUNA	121	122	1	65,20	EX	1	1931	2007
122	SANTA BRANCA	122	123	1	20,70	EX	1	1931	2007
123	FUNIL	123	131	1	69,70	EX	1	1931	2007
124	LAJES	132	132	1	75,20	EX	1	1931	2007
126	PICADA	197	127	1	0,00	EX	1	1931	2007
127	SOBRAGI	198	129	1	0,00	EX	0	1931	2007
129	SIMPLICIO	127	130	1	0,00	NE	0	1931	2007
130	ILHA POMBOS	299	0	1	0,00	EX	0	1931	2007
133	P. PASSOS	306	0	1	0,00	EX	1	1931	2007
185	BARRA BRAUNA	135	0	1	0,00	NE	0	1931	2007
134	SALTO GRANDE	134	135	1	0,00	EX	1	1931	2007
135	P. ESTRELA	263	141	1	66,00	EX	1	1931	2007
139	CANDONGA	149	141	1	0,00	EX	1	1931	2007
143	ADMORES	148	144	1	0,00	EX	0	1931	2007
144	MASCARENHAS	144	0	1	0,00	EX	1	1931	2007
192	GUILMAN-AMOR	262	193	1	0,00	EX	1	1931	2007
193	SA CARVALHO	193	141	1	0,00	EX	1	1931	2007
217	ROSAL	196	0	1	0,00	EX	1	1931	2007
279	SAMUEL	279	0	1	0,00	EE	1	1931	2007
148	IRAPE	255	0	1	73,30	EX	1	1931	2007
283	STA CLARA MG	283	0	1	0,00	EX	1	1931	2007
1	CAMARGOS	1	2	1	74,90	EX	1	1931	2007
2	ITUTINGA	2	4	1	0,00	EX	0	1931	2007
6	FURNAS	6	7	1	83,10	EX	1	1931	2007
7	M. DE MORAES	7	8	1	82,60	EX	1	1931	2007
8	ESTREITO	8	9	1	0,00	EX	0	1931	2007
9	JAGUARA	9	10	1	0,00	EX	1	1931	2007
10	IGARAPAVA	10	11	1	0,00	EX	1	1931	2007
11	VOLTA GRANDE	11	12	1	0,00	EX	1	1931	2007
12	P. COLOMBIA	12	17	1	0,00	EX	0	1931	2007
14	CACONDE	14	15	1	45,90	EX	1	1931	2007
15	E. DA CUNHA	15	16	1	0,00	EX	0	1931	2007
16	A.S. OLIVEIRA	16	17	1	0,00	EX	1	1931	2007
17	MARIMBONDO	17	18	1	35,00	EX	1	1931	2007
18	A. VERNELHA	18	44	1	14,20	EX	1	1931	2007
24	EMBORCACAO	24	31	1	46,30	EX	1	1931	2007
25	NOVA PONTE	25	26	1	73,50	EX	1	1931	2007
26	MIRANDA	206	27	1	8,70	EX	1	1931	2007
30	CORUMBA I	209	31	1	61,50	EX	0	1931	2007
31	ITUMBIARA	31	32	1	37,80	EX	1	1931	2007
32	CACH.DOURADA	32	33	1	0,00	EX	1	1931	2007
33	SÃO SIMÃO	33	44	1	39,00	EX	1	1931	2007
37	BARRA BONITA	37	38	1	49,90	EX	1	1931	2007
38	A.S. LIMA	38	39	1	0,00	EX	0	1931	2007
39	IBITINGA	39	40	1	0,00	EX	0	1931	2007
40	PROMISSAO	40	42	1	45,50	EX	1	1931	2007
42	NAWANHANDAVA	42	44	1	0,00	EX	0	1931	2007
117	GUARAPIRANGA	117	118	1	47,90	EX	1	1931	2007
118	BILLINGS	319	119	1	73,70	EX	1	1931	2007
44	I. SOLT. EQV	44	45	1	48,40	EX	1	1931	2007
45	JUPIA	45	46	1	0,00	EX	1	1931	2007
46	P. PRIMAVERA	46	66	1	0,00	EX	1	1931	2007
278	MANO	278	0	1	56,00	EX	1	1931	2007
47	A.A. LAYDNER	47	48	1	53,00	EX	1	1931	2007
49	CHAVANTES	49	249	1	63,30	EX	1	1931	2007

50	L.N. GARCEZ	50	51	1	0,00	EX	0	19/31	2007
51	CANDAS III	51	52	1	0,00	EX	0	19/31	2007
52	CANDAS I	52	61	1	0,00	EX	0	19/31	2007
61	CAPIVARA	61	62	1	78,00	EX	1	19/31	2007
62	TAQUARUCU	62	63	1	0,00	EX	0	19/31	2007
63	ROSANA	63	66	1	0,00	EX	0	19/31	2007
57	MAUA	57	0	2	0,00	NE	0	19/31	2007
71	STA CLARA PR	71	72	2	33,10	EX	0	19/31	2007
72	FUNDAO	72	73	2	0,00	EX	0	19/31	2007
74	G.B. MUNHOZ	74	76	2	79,20	EX	0	19/31	2007
83	BADDO IGUAÇU	81	0	2	0,00	NE	1	19/31	2007
86	BARRA GRANDE	215	91	2	72,50	EX	0	19/31	2007
90	CAMPOS NOVOS	216	91	2	94,90	EX	0	19/31	2007
91	MACHADINHO	217	92	2	54,50	EX	1	19/31	2007
92	ITA	92	103	2	0,00	EX	1	19/31	2007
93	PASSO FUNDO	93	94	2	78,90	EX	0	19/31	2007
94	MONJOLINHO	220	103	2	0,00	NE	0	19/31	2007
95	QUEBRA QUEIX	286	0	2	94,20	EX	1	19/31	2007
101	SAO JOSE	102	102	2	0,00	NE	0	19/31	2007
102	PASSO S JOAO	103	0	2	0,00	NE	0	19/31	2007
103	FOZ CHAPECO	94	0	2	0,00	NE	0	19/31	2007
97	CASTRO ALVES	98	98	2	0,00	EX	0	19/31	2007
98	MONTE CLARO	97	99	2	0,00	EX	1	19/31	2007
99	14 DE JULHO	284	0	2	0,00	EE	1	19/31	2007
110	ERNESTINA	110	111	2	55,90	EX	0	19/31	2007
111	PASSO REAL	111	112	2	89,60	EX	1	19/31	2007
112	JACUI	112	113	2	0,00	EX	0	19/31	2007
113	ITAUBA	113	114	2	0,00	EX	0	19/31	2007
114	D. FRANCISCA	114	0	2	0,00	EX	1	19/31	2007
115	G.P. SOUZA	115	0	2	79,20	EX	0	19/31	2007
215	SALTO PILAO	101	0	2	0,00	NE	0	19/31	2007
73	JORDAO	70	77	2	100,00	EX	1	19/31	2007
76	SEGREGO	75	77	2	28,60	EX	0	19/31	2007
77	SLT.SANTIAGO	77	78	2	89,40	EX	1	19/31	2007
78	SALTO OSORIO	78	82	2	0,00	EX	0	19/31	2007
82	SALTO CAXIAS	222	83	2	0,00	EX	1	19/31	2007
169	SOBRADINHO	169	172	3	21,70	EX	1	19/31	2007
172	ITAPARICA	172	176	3	56,60	EX	1	19/31	2007
176	COMP PAF-MOX	176	178	3	0,00	EX	0	19/31	2007
178	XINGO	178	0	3	0,00	EX	1	19/31	2007
294	FICT.QUEIMAD	158	169	3	47,70	EX	1	19/31	2007
295	FICT.TRES MA	156	169	3	61,20	EX	1	19/31	2007
308	FICT.RETIRO	155	295	3	0,00	NE	0	19/31	2007
154	ITAPEBI	188	0	3	0,00	EX	1	19/31	2007
298	FICT.IRAPE	255	154	3	73,20	EX	1	19/31	2007
189	P. CAVALO	254	0	3	87,90	EX	1	19/31	2007
190	B. ESPERANCA	190	0	3	18,60	EX	1	19/31	2007
267	ESTREITO TOC	271	275	4	0,00	NE	0	19/31	2007
275	TUCURUI	275	0	4	23,80	EX	1	19/31	2007
291	FICT.SERRA M	270	292	4	59,30	EX	1	19/31	2007
292	FICT.CANA BR	191	306	4	0,00	EX	1	19/31	2007
302	FICT.LAJEADO	273	267	4	0,00	EX	1	19/31	2007
303	FICT.PEIXE A	257	302	4	93,40	EX	1	19/31	2007
306	FICT.SAO SAL	253	303	4	0,00	EX	0	19/31	2007
272	CURUA-UNA	277	0	4	43,10	EX	0	19/31	2007

• EXPH.DAT (Arquivo com a expansão hidráulica)

COD	NOME	ENCHIMENTO INICIO	VOLUME MORTO DUR.MESES	%	DATA ENTRADA	POT.
XXXX	XXXXXXXXXXXX	XX/XXXX	XX	XX.X	XX/XXXX	XXXX.X
21	SERRA FACAO	11/2009	5	0.0	11/2010 1/2011	106.3 106.3
9999	94 MONJOLINHO	6/2009	1	0.0	9/2009 9/2009	37.0 37.0
9999	103 F0Z CHAPECO	7/2010	2	0.0	9/2010 11/2010 1/2011 4/2011	213.8 213.8 213.8 213.8
9999	203 CORUMBA IIII				6/2009 7/2009	46.8 46.8
9999	312 B. COQUEIROS	1/2010	1	0.0	5/2010 7/2010	45.0 45.0
9999	311 CACU	1/2010	2	0.0	5/2010 7/2010	32.5 32.5
9999	262 SALTO	7/2009	3	0.0	1/2010 3/2010	54.0 54.0
9999	241 SLT VERDINHO	5/2009	2	0.0	1/2010 3/2010	46.5 46.5

153	SAO DOMINGOS	10/2011	3	0.0		
					1/2012	16.0
					1/2012	16.0
					1/2012	16.0
9999	315 F02 R. CLARO	9/2009	1	0.0		
					11/2009	33.5
					1/2010	33.5
9999	20 BATALHA	2/2010	6	0.0		
					3/2011	26.8
					4/2011	26.8
9999	102 PASSO S JOAO	9/2009	1	0.0		
					1/2010	38.5
					2/2010	38.5
9999	101 SAO JOSE	10/2009	1	0.0		
					1/2010	25.5
					1/2010	25.5
9999	57 MAUA	12/2010	4	0.0		
					10/2011	116.7
					1/2012	116.7
					4/2012	116.7
9999	83 BAIXO IGUAU	10/2012	3	0.0		
					1/2013	116.7
					1/2013	116.7
					1/2013	116.7
9999	319 FICT.MAUA	12/2010	4	0.0		
9999	99 14 DE JULHO				1/2009	50.0
					3/2009	50.0
9999	129 SIMPLICIO	5/2010	2	0.0		
					1/2011	101.9
					3/2011	101.9
					5/2011	101.9
9999	185 BARRA BRAUNA	8/2009	4	0.0		
					12/2009	13.0
					12/2009	13.0
					1/2010	13.0
9999	141 BAGUARI	9/2009	1	0.0		
					10/2009	35.0
					1/2010	35.0
					3/2010	35.0
					5/2010	35.0
9999	155 RETIRO BAIXO	11/2009	1	0.0		
					2/2010	41.0
					3/2010	41.0
9999	306 FICT.RETIRO	11/2009	1	0.0		
9999	267 ESTREITO TUC	6/2010	2	0.0		
					9/2010	135.9
					11/2010	135.9
					1/2011	135.9
					3/2011	135.9
					5/2011	135.9
					5/2011	135.9
					7/2011	135.9
					10/2011	135.9
					12/2011	135.9
9999	253 SAO SALVADOR				4/2009	121.6
					6/2009	121.6
9999	279 SAMUEL				5/2009	43.2
					5/2009	43.2
					5/2009	43.2
					5/2009	43.2
					5/2009	43.2
9999	310 DARDANELOS	12/2009	3	0.0		
					3/2010	58.0
					5/2010	58.0
					7/2010	58.0
					9/2010	58.0
					11/2010	29.0
9999	276 RONDON II				8/2009	24.5
					9/2009	24.5
					10/2009	24.5
9999						

265 JIRAU	12/2012	2	0.0		
				2/2013	75.0
				2/2013	75.0
				2/2013	75.0
				3/2013	75.0
				4/2013	75.0
				5/2013	75.0
				6/2013	75.0
				7/2013	75.0
				8/2013	75.0
				9/2013	75.0
				10/2013	75.0
				11/2013	75.0
				12/2013	75.0
9999					
267 STO ANTONIO	10/2011	1	0.0		
				5/2012	71.6
				5/2012	71.6
				7/2012	71.6
				7/2012	71.6
				9/2012	71.6
				9/2012	71.6
				10/2012	71.6
				11/2012	71.6
				12/2012	71.6
				1/2013	71.6
				2/2013	71.6
				3/2013	71.6
				4/2013	71.6
				5/2013	71.6
				6/2013	71.6
				7/2013	71.6
				8/2013	71.6
				9/2013	71.6
				10/2013	71.6
				11/2013	71.6
				12/2013	71.6
9999					
215 SALTO PILAO	5/2010	1	0.0		
				6/2010	91.1
				6/2010	91.2
9999					

• **MODIF.DAT (Arquivo com as alterações das características hidráulicas)**

P.CHAVE	MODIFICACOES E INDICES		
XXXXXXXX	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX		
USINA	1		CAMARGOS
VMAXT	1 2009	64.290	'x'
VMAXT	2 2009	68.750	'x'
VMAXT	3 2009	100.000	'x'
VMAXT	11 2009	53.870	'x'
VMAXT	12 2009	47.920	'x'
VMAXT	3 2010	55.360	'x'
VMAXT	4 2010	100.000	'x'
VMAXT	11 2010	53.870	'x'
VMAXT	12 2010	47.920	'x'
VMAXT	3 2011	55.360	'x'
VMAXT	4 2011	100.000	'x'
VMAXT	11 2011	53.870	'x'
VMAXT	12 2011	47.920	'x'
VMAXT	3 2012	55.360	'x'
VMAXT	4 2012	100.000	'x'
VMAXT	11 2012	53.870	'x'
VMAXT	12 2012	47.920	'x'
VMAXT	3 2013	55.360	'x'
VMAXT	4 2013	100.000	'x'
VMAXT	11 2013	53.870	'x'
VMAXT	12 2013	47.920	'x'

USINA	6				
VMAXT	1	2009	95.800	'X'	
VMAXT	2	2009	98.320	'X'	
VMAXT	3	2009	99.710	'X'	
VMAXT	4	2009	100.000	'X'	
VMAXT	11	2009	95.100	'X'	
VMAXT	12	2009	94.400	'X'	
VMAXT	2	2010	95.900	'X'	
VMAXT	3	2010	98.840	'X'	
VMAXT	4	2010	100.000	'X'	
VMAXT	11	2010	95.100	'X'	
VMAXT	12	2010	94.400	'X'	
VMAXT	2	2011	95.900	'X'	
VMAXT	3	2011	98.840	'X'	
VMAXT	4	2011	100.000	'X'	
VMAXT	11	2011	95.100	'X'	
VMAXT	12	2011	94.400	'X'	
VMAXT	2	2012	95.900	'X'	
VMAXT	3	2012	98.840	'X'	
VMAXT	4	2012	100.000	'X'	
VMAXT	11	2012	95.100	'X'	
VMAXT	12	2012	94.400	'X'	
VMAXT	2	2013	95.900	'X'	
VMAXT	3	2013	98.840	'X'	
VMAXT	4	2013	100.000	'X'	
VMAXT	11	2013	95.100	'X'	
VMAXT	12	2013	94.400	'X'	
USINA	7				
VMAXT	1	2009	80.000	'X'	
VMAXT	1	2009	75.300	'X'	
VMAXT	3	2009	87.850	'X'	
VMAXT	4	2009	100.000	'X'	
VMAXT	11	2009	80.000	'X'	
VMAXT	3	2010	83.280	'X'	
VMAXT	4	2010	100.000	'X'	
VMAXT	11	2010	80.000	'X'	
VMAXT	3	2011	83.280	'X'	
VMAXT	4	2011	100.000	'X'	
VMAXT	11	2011	80.000	'X'	
VMAXT	3	2012	83.280	'X'	
VMAXT	4	2012	100.000	'X'	
VMAXT	11	2012	80.000	'X'	
VMAXT	3	2013	83.280	'X'	
VMAXT	4	2013	100.000	'X'	
VMAXT	11	2013	80.000	'X'	
USINA	9				
VAZMCH	235				
USINA	10				
VAZMCH	239				
USINA	11				
VAZMCH	253				
USINA	14				
VAZMCH	32				
VMAXT	1	2009	98.100	'X'	
VMAXT	2	2009	92.060	'X'	
VMAXT	3	2009	96.030	'X'	
VMAXT	4	2009	100.000	'X'	
VMAXT	11	2009	90.080	'X'	
VMAXT	1	2010	92.060	'X'	
VMAXT	2	2010	94.050	'X'	
VMAXT	3	2010	98.020	'X'	
VMAXT	4	2010	100.000	'X'	
VMAXT	11	2010	90.080	'X'	
VMAXT	1	2011	92.060	'X'	
VMAXT	2	2011	94.050	'X'	
VMAXT	3	2011	98.020	'X'	
VMAXT	4	2011	100.000	'X'	
VMAXT	11	2011	90.080	'X'	
VMAXT	1	2012	92.060	'X'	
VMAXT	2	2012	94.050	'X'	
VMAXT	3	2012	98.020	'X'	
VMAXT	4	2012	100.000	'X'	
VMAXT	11	2012	90.080	'X'	
VMAXT	1	2013	92.060	'X'	
VMAXT	2	2013	94.050	'X'	
VMAXT	3	2013	98.020	'X'	
VMAXT	4	2013	100.000	'X'	
VMAXT	11	2013	90.080	'X'	
USINA	16				
VAZMCH	19				

FURNAS

M. DE MORRIS

JAGUARA

MARAPAVA

VOLTA GRANDE

CAÇONDE

A.S. OLIVEIRA

USINA	25		
VAZMOM	55		
VMAXT	1	2009	97.900 '%'
VMAXT	2	2009	98.500 '%'
VMAXT	3	2009	99.200 '%'
VMAXT	4	2009	100.000 '%'
VMAXT	11	2009	97.500 '%'
VMAXT	12	2009	96.600 '%'
VMAXT	2	2010	97.900 '%'
VMAXT	3	2010	98.900 '%'
VMAXT	4	2010	100.000 '%'
VMAXT	11	2010	97.500 '%'
VMAXT	12	2010	96.600 '%'
VMAXT	2	2011	97.900 '%'
VMAXT	3	2011	98.900 '%'
VMAXT	4	2011	100.000 '%'
VMAXT	11	2011	97.500 '%'
VMAXT	12	2011	96.600 '%'
VMAXT	2	2012	97.900 '%'
VMAXT	3	2012	98.900 '%'
VMAXT	4	2012	100.000 '%'
VMAXT	11	2012	97.500 '%'
VMAXT	12	2012	96.600 '%'
VMAXT	2	2013	97.900 '%'
VMAXT	3	2013	98.900 '%'
VMAXT	4	2013	100.000 '%'
VMAXT	11	2013	97.500 '%'
VMAXT	12	2013	96.600 '%'
USINA	26		
VAZMOM	64		
USINA	31		
VMAXT	1	2009	90.600 '%'
VMAXT	2	2009	93.500 '%'
VMAXT	3	2009	96.500 '%'
VMAXT	4	2009	100.000 '%'
VMAXT	11	2009	88.600 '%'
VMAXT	2	2010	90.900 '%'
VMAXT	3	2010	95.100 '%'
VMAXT	4	2010	100.000 '%'
VMAXT	11	2010	88.600 '%'
VMAXT	2	2011	90.900 '%'
VMAXT	3	2011	95.100 '%'
VMAXT	4	2011	100.000 '%'
VMAXT	11	2011	88.600 '%'
VMAXT	2	2012	90.900 '%'
VMAXT	3	2012	95.100 '%'
VMAXT	4	2012	100.000 '%'
VMAXT	11	2012	88.600 '%'
VMAXT	2	2013	90.900 '%'
VMAXT	3	2013	95.100 '%'
VMAXT	4	2013	100.000 '%'
VMAXT	11	2013	88.600 '%'
USINA	32		
VAZMOM	20		
USINA	33		
VMAXT	1	2009	69.600 '%'
VMAXT	2	2009	78.900 '%'
VMAXT	3	2009	88.500 '%'
VMAXT	4	2009	99.690 '%'
VMAXT	5	2009	100.000 '%'
VMAXT	11	2009	65.160 '%'
VMAXT	2	2010	70.310 '%'
VMAXT	3	2010	84.210 '%'
VMAXT	4	2010	98.700 '%'
VMAXT	5	2010	100.000 '%'
VMAXT	11	2010	65.160 '%'
VMAXT	2	2011	70.310 '%'
VMAXT	3	2011	84.210 '%'
VMAXT	4	2011	98.700 '%'
VMAXT	5	2011	100.000 '%'
VMAXT	11	2011	65.160 '%'
VMAXT	2	2012	70.310 '%'
VMAXT	3	2012	84.210 '%'
VMAXT	4	2012	98.700 '%'
VMAXT	5	2012	100.000 '%'
VMAXT	11	2012	65.160 '%'
VMAXT	2	2013	70.310 '%'
VMAXT	3	2013	84.210 '%'
VMAXT	4	2013	98.700 '%'
VMAXT	5	2013	100.000 '%'
VMAXT	11	2013	65.160 '%'

NOVA PONTE

MIRANDA

ITUMBARA

CACH. DOURADA

SAO SIMAO

USINA	49			
VMAXT	1	2009	81.820	'x'
VMAXT	2	2009	79.280	'x'
VMAXT	3	2009	100.000	'x'
VMAXT	5	2009	73.040	'x'
VMAXT	6	2009	93.090	'x'
VMAXT	7	2009	93.420	'x'
VMAXT	8	2009	100.000	'x'
VMAXT	9	2009	88.160	'x'
VMAXT	10	2009	100.000	'x'
VMAXT	12	2009	84.870	'x'
VMAXT	1	2010	78.300	'x'
VMAXT	3	2010	84.940	'x'
VMAXT	4	2010	100.000	'x'
VMAXT	5	2010	73.040	'x'
VMAXT	6	2010	93.090	'x'
VMAXT	7	2010	93.420	'x'
VMAXT	8	2010	100.000	'x'
VMAXT	9	2010	88.160	'x'
VMAXT	10	2010	100.000	'x'
VMAXT	12	2010	84.870	'x'
VMAXT	1	2011	78.300	'x'
VMAXT	3	2011	84.940	'x'
VMAXT	4	2011	100.000	'x'
VMAXT	5	2011	73.040	'x'
VMAXT	6	2011	93.090	'x'
VMAXT	7	2011	93.420	'x'
VMAXT	8	2011	100.000	'x'
VMAXT	9	2011	88.160	'x'
VMAXT	10	2011	100.000	'x'
VMAXT	12	2011	84.870	'x'
VMAXT	1	2012	78.300	'x'
VMAXT	3	2012	84.940	'x'
VMAXT	4	2012	100.000	'x'
VMAXT	5	2012	73.040	'x'
VMAXT	6	2012	93.090	'x'
VMAXT	7	2012	93.420	'x'
VMAXT	8	2012	100.000	'x'
VMAXT	9	2012	88.160	'x'
VMAXT	10	2012	100.000	'x'
VMAXT	12	2012	84.870	'x'
VMAXT	1	2013	78.300	'x'
VMAXT	3	2013	84.940	'x'
VMAXT	4	2013	100.000	'x'
VMAXT	5	2013	73.040	'x'
VMAXT	6	2013	93.090	'x'
VMAXT	7	2013	93.420	'x'
VMAXT	8	2013	100.000	'x'
VMAXT	9	2013	88.160	'x'
VMAXT	10	2013	100.000	'x'
VMAXT	12	2013	84.870	'x'
USINA	61			
VMAXT	1	2009	95.460	'x'
VMAXT	2	2009	100.000	'x'
VMAXT	12	2009	83.400	'x'
VMAXT	1	2010	86.020	'x'
VMAXT	2	2010	94.670	'x'
VMAXT	3	2010	100.000	'x'
VMAXT	12	2010	83.400	'x'
VMAXT	1	2011	86.020	'x'
VMAXT	2	2011	94.670	'x'
VMAXT	3	2011	100.000	'x'
VMAXT	12	2011	83.400	'x'
VMAXT	1	2012	86.020	'x'
VMAXT	2	2012	94.670	'x'
VMAXT	3	2012	100.000	'x'
VMAXT	12	2012	83.400	'x'
VMAXT	1	2013	86.020	'x'
VMAXT	2	2013	94.670	'x'
VMAXT	3	2013	100.000	'x'
VMAXT	12	2013	83.400	'x'
USINA	66			
IP	10.			
USINA	77			
VMAXT	5	2009	94.410	'x'
VMAXT	7	2009	100.000	'x'
VMAXT	5	2010	94.410	'x'
VMAXT	7	2010	100.000	'x'
VMAXT	5	2011	94.410	'x'
VMAXT	7	2011	100.000	'x'
VMAXT	5	2012	94.410	'x'
VMAXT	7	2012	100.000	'x'
VMAXT	5	2013	94.410	'x'
VMAXT	7	2013	100.000	'x'
USINA	82			
VAZMIN	200			
USINA	92			
VAZMIN	150			

CHAVANTES

CAPIVARA

ITAIPU

SLT. SANTIAGO

SALTO CAXIAS

ITA

USINA 117
 VMAXT 1 2009 72.830 'x'
 VMAXT 3 2009 78.640 'x'
 VMAXT 4 2009 89.840 'x'
 VMAXT 7 2009 94.430 'x'
 VMAXT 11 2009 93.440 'x'
 VMAXT 12 2009 86.950 'x'
 VMAXT 1 2010 72.830 'x'
 VMAXT 3 2010 78.640 'x'
 VMAXT 4 2010 89.840 'x'
 VMAXT 7 2010 94.430 'x'
 VMAXT 11 2010 93.440 'x'
 VMAXT 12 2010 86.950 'x'
 VMAXT 1 2011 72.830 'x'
 VMAXT 3 2011 78.640 'x'
 VMAXT 4 2011 89.840 'x'
 VMAXT 7 2011 94.430 'x'
 VMAXT 11 2011 93.440 'x'
 VMAXT 12 2011 86.950 'x'
 VMAXT 1 2012 72.830 'x'
 VMAXT 3 2012 78.640 'x'
 VMAXT 4 2012 89.840 'x'
 VMAXT 7 2012 94.430 'x'
 VMAXT 11 2012 93.440 'x'
 VMAXT 12 2012 86.950 'x'
 VMAXT 1 2013 72.830 'x'
 VMAXT 3 2013 78.640 'x'
 VMAXT 4 2013 89.840 'x'
 VMAXT 7 2013 94.430 'x'
 VMAXT 11 2013 93.440 'x'
 VMAXT 12 2013 86.950 'x'

GUARAPIRANGA

USINA 118
 VAZMIN 6
 VMAXT 1 2009 83.120 'x'
 VMAXT 2 2009 86.160 'x'
 VMAXT 3 2009 88.660 'x'
 VMAXT 4 2009 90.140 'x'
 VMAXT 5 2009 91.110 'x'
 VMAXT 6 2009 91.380 'x'
 VMAXT 7 2009 92.620 'x'
 VMAXT 8 2009 93.160 'x'
 VMAXT 9 2009 92.350 'x'
 VMAXT 10 2009 90.670 'x'
 VMAXT 11 2009 89.360 'x'
 VMAXT 12 2009 88.570 'x'
 VMAXT 1 2010 83.120 'x'
 VMAXT 2 2010 86.160 'x'
 VMAXT 3 2010 88.660 'x'
 VMAXT 4 2010 90.140 'x'
 VMAXT 5 2010 91.110 'x'
 VMAXT 6 2010 91.380 'x'
 VMAXT 7 2010 92.620 'x'
 VMAXT 8 2010 93.160 'x'
 VMAXT 9 2010 92.350 'x'
 VMAXT 10 2010 90.670 'x'
 VMAXT 11 2010 89.360 'x'
 VMAXT 12 2010 88.570 'x'
 VMAXT 1 2011 83.120 'x'
 VMAXT 2 2011 86.160 'x'
 VMAXT 3 2011 88.660 'x'
 VMAXT 4 2011 90.140 'x'
 VMAXT 5 2011 91.110 'x'
 VMAXT 6 2011 91.380 'x'
 VMAXT 7 2011 92.620 'x'
 VMAXT 8 2011 93.160 'x'
 VMAXT 9 2011 92.350 'x'
 VMAXT 10 2011 90.670 'x'
 VMAXT 11 2011 89.360 'x'
 VMAXT 12 2011 88.570 'x'
 VMAXT 1 2012 83.120 'x'
 VMAXT 2 2012 86.160 'x'
 VMAXT 3 2012 88.660 'x'
 VMAXT 4 2012 90.140 'x'
 VMAXT 5 2012 91.110 'x'
 VMAXT 6 2012 91.380 'x'
 VMAXT 7 2012 92.620 'x'
 VMAXT 8 2012 93.160 'x'
 VMAXT 9 2012 92.350 'x'
 VMAXT 10 2012 90.670 'x'
 VMAXT 11 2012 89.360 'x'
 VMAXT 12 2012 88.570 'x'
 VMAXT 1 2013 83.120 'x'
 VMAXT 2 2013 86.160 'x'
 VMAXT 3 2013 88.660 'x'
 VMAXT 4 2013 90.140 'x'
 VMAXT 5 2013 91.110 'x'
 VMAXT 6 2013 91.380 'x'
 VMAXT 7 2013 92.620 'x'
 VMAXT 8 2013 93.160 'x'
 VMAXT 9 2013 92.350 'x'
 VMAXT 10 2013 90.670 'x'
 VMAXT 11 2013 89.360 'x'
 VMAXT 12 2013 88.570 'x'

BILLINGS

USINA	278		
VAZMIN	95		
USINA	4		
VAZMIN	68		
USINA	44		
VMAXT	1	2009	55.040 'x'
VMDNT	1	2009	37.790 'x'
VMAXT	2	2009	69.100 'x'
VMAXT	3	2009	83.200 'x'
VMAXT	4	2009	99.600 'x'
VMAXT	5	2009	100.000 'x'
VMAXT	11	2009	47.010 'x'
VMAXT	12	2009	45.830 'x'
VMAXT	2	2010	56.460 'x'
VMAXT	3	2010	76.800 'x'
VMAXT	4	2010	98.200 'x'
VMAXT	5	2010	100.000 'x'
VMAXT	11	2010	47.010 'x'
VMAXT	12	2010	45.830 'x'
VMAXT	2	2011	56.460 'x'
VMAXT	3	2011	76.800 'x'
VMAXT	4	2011	98.200 'x'
VMAXT	5	2011	100.000 'x'
VMAXT	11	2011	47.010 'x'
VMAXT	12	2011	45.830 'x'
VMAXT	2	2012	56.460 'x'
VMAXT	3	2012	76.800 'x'
VMAXT	4	2012	98.200 'x'
VMAXT	5	2012	100.000 'x'
VMAXT	11	2012	47.010 'x'
VMAXT	12	2012	45.830 'x'
VMAXT	2	2013	56.460 'x'
VMAXT	3	2013	76.800 'x'
VMAXT	4	2013	98.200 'x'
VMAXT	5	2013	100.000 'x'
VMAXT	11	2013	47.010 'x'
VMAXT	12	2013	45.830 'x'
USINA	73		
VAZMIN	10		
USINA	91		
VAZMIN	100		
USINA	47		
VAZMIN	147		
VMAXT	1	2009	85.470 'x'
VMAXT	2	2009	87.360 'x'
VMAXT	3	2009	100.000 'x'
VMAXT	5	2009	84.520 'x'
VMAXT	6	2009	97.470 'x'
VMAXT	8	2009	100.000 'x'
VMAXT	12	2009	86.730 'x'
VMAXT	1	2010	85.470 'x'
VMAXT	2	2010	87.360 'x'
VMAXT	3	2010	95.800 'x'
VMAXT	4	2010	100.000 'x'
VMAXT	5	2010	84.520 'x'
VMAXT	6	2010	97.470 'x'
VMAXT	8	2010	100.000 'x'
VMAXT	12	2010	86.730 'x'
VMAXT	1	2011	85.470 'x'
VMAXT	2	2011	87.360 'x'
VMAXT	3	2011	95.800 'x'
VMAXT	4	2011	100.000 'x'
VMAXT	5	2011	84.520 'x'
VMAXT	6	2011	97.470 'x'
VMAXT	8	2011	100.000 'x'
VMAXT	12	2011	86.730 'x'
VMAXT	1	2012	85.470 'x'
VMAXT	2	2012	87.360 'x'
VMAXT	3	2012	95.800 'x'
VMAXT	4	2012	100.000 'x'
VMAXT	5	2012	84.520 'x'
VMAXT	6	2012	97.470 'x'
VMAXT	8	2012	100.000 'x'
VMAXT	12	2012	86.730 'x'
VMAXT	1	2013	85.470 'x'
VMAXT	2	2013	87.360 'x'
VMAXT	3	2013	95.800 'x'
VMAXT	4	2013	100.000 'x'
VMAXT	5	2013	84.520 'x'
VMAXT	6	2013	97.470 'x'
VMAXT	8	2013	100.000 'x'
VMAXT	12	2013	86.730 'x'
USINA	95		
VAZMIN	1		
USINA	305		
VAZMIN	40		
USINA	203		
NUMCNJ	1		
NUMMAQ	0	1	
USINA	119		
VAZMIN	6		

MANSO
FUNIL -GRANDE
I. SOLT. EQV

JORDAO
MACHADINHO
A.A. LAYDNER

QUEBRA QUEIX
ITIQUEIRA III
CORUMBA III
HENRY BORDEN

USINA	281		
VAZMIN	45		
USINA	83		
VAZMIN	200		
USINA	111		
VMAXT	1	2009	95.530 %'
VMAXT	5	2009	82.120 %'
VMAXT	6	2009	81.830 %'
VMAXT	7	2009	84.210 %'
VMAXT	10	2009	95.530 %'
VMAXT	11	2009	86.590 %'
VMAXT	4	2010	82.120 %'
VMAXT	6	2010	81.830 %'
VMAXT	7	2010	84.210 %'
VMAXT	10	2010	95.530 %'
VMAXT	11	2010	86.590 %'
VMAXT	4	2011	82.120 %'
VMAXT	6	2011	81.830 %'
VMAXT	7	2011	84.210 %'
VMAXT	10	2011	95.530 %'
VMAXT	11	2011	86.590 %'
VMAXT	4	2012	82.120 %'
VMAXT	6	2012	81.830 %'
VMAXT	7	2012	84.210 %'
VMAXT	10	2012	95.530 %'
VMAXT	11	2012	86.590 %'
VMAXT	4	2013	82.120 %'
VMAXT	6	2013	81.830 %'
VMAXT	7	2013	84.210 %'
VMAXT	10	2013	95.530 %'
VMAXT	11	2013	86.590 %'
USINA	114		
VAZMIN	100		
USINA	99		
NUMCNJ	1		
NUMMAQ	0	1	
USINA	98		
VAZMIN	6		
USINA	120		
VAZMIN	10		
VMAXT	1	2009	10.000 %'
USINA	122		
VAZMIN	40		
VMAXT	1	2009	95.000 %'
VMAXT	1	2009	10.000 %'
VMAXT	3	2009	95.800 %'
VMAXT	4	2009	100.000 %'
VMAXT	11	2009	95.000 %'
VMAXT	3	2010	95.800 %'
VMAXT	4	2010	100.000 %'
VMAXT	11	2010	95.000 %'
VMAXT	3	2011	95.800 %'
VMAXT	4	2011	100.000 %'
VMAXT	11	2011	95.000 %'
VMAXT	3	2012	95.800 %'
VMAXT	4	2012	100.000 %'
VMAXT	11	2012	95.000 %'
VMAXT	3	2013	95.800 %'
VMAXT	4	2013	100.000 %'
VMAXT	11	2013	95.000 %'
USINA	123		
VAZMIN	80		
VMAXT	1	2009	75.400 %'
VMAXT	1	2009	15.000 %'
VMAXT	4	2009	95.080 %'
VMAXT	5	2009	100.000 %'
VMAXT	11	2009	75.400 %'
VMAXT	4	2010	95.080 %'
VMAXT	5	2010	100.000 %'
VMAXT	11	2010	75.400 %'
VMAXT	4	2011	95.080 %'
VMAXT	5	2011	100.000 %'
VMAXT	11	2011	75.400 %'
VMAXT	4	2012	95.080 %'
VMAXT	5	2012	100.000 %'
VMAXT	11	2012	75.400 %'
VMAXT	4	2013	95.080 %'
VMAXT	5	2013	100.000 %'
VMAXT	11	2013	75.400 %'
USINA	124		
VAZMIN	6		
VMAXT	1	2009	18.800 %'
USINA	133		
VAZMIN	120		
USINA	121		
VAZMIN	30		
VMAXT	1	2009	10.000 %'
USINA	126		
VAZMIN	2		
USINA	132		
VAZMIN	6		
USINA	134		
VAZMIN	18		

PONTE PEDRA
BAIXO IGUAÇU
PASSO REAL

D. FRANCISCA
14 DE JULHO

MONTE CLARO
JAGUARI

SANTA BRANCA

FUNIL

LAJES

P. PASSOS

PARAIBUNA

PICADA

FONTES

SALTO GRANDE

USINA	135				P. ESTRELA
VAZMIN	10				
USINA	144				MASCARENHAS
VAZMIN	210				
USINA	192				GUILMAN-AMOR
VAZMIN	20				
USINA	139				CANDONGA
VAZMIN	58				
USINA	193				SA CARVALHO
VAZMIN	20				
USINA	156				TRES MARIAS
VAZMIN	500				
VMAXT	1	2009	85.080	'x'	
VMAXT	2	2009	92.670	'x'	
VMAXT	3	2009	99.150	'x'	
VMAXT	4	2009	100.000	'x'	
VMAXT	11	2009	84.360	'x'	
VMAXT	12	2009	77.160	'x'	
VMAXT	1	2010	85.080	'x'	
VMAXT	2	2010	92.670	'x'	
VMAXT	3	2010	99.150	'x'	
VMAXT	4	2010	100.000	'x'	
VMAXT	11	2010	84.360	'x'	
VMAXT	12	2010	77.160	'x'	
VMAXT	1	2011	85.080	'x'	
VMAXT	2	2011	92.670	'x'	
VMAXT	3	2011	99.150	'x'	
VMAXT	4	2011	100.000	'x'	
VMAXT	11	2011	84.360	'x'	
VMAXT	12	2011	77.160	'x'	
VMAXT	1	2012	85.080	'x'	
VMAXT	2	2012	92.670	'x'	
VMAXT	3	2012	99.150	'x'	
VMAXT	4	2012	100.000	'x'	
VMAXT	11	2012	84.360	'x'	
VMAXT	12	2012	77.160	'x'	
VMAXT	1	2013	85.080	'x'	
VMAXT	2	2013	92.670	'x'	
VMAXT	3	2013	99.150	'x'	
VMAXT	4	2013	100.000	'x'	
VMAXT	11	2013	84.360	'x'	
VMAXT	12	2013	77.160	'x'	
USINA	169				SOBRADINHO
VAZMIN	1300				
VMAXT	1	2009	77.590	'x'	
VMAXT	4	2009	77.680	'x'	
VMAXT	5	2009	100.000	'x'	
VMAXT	11	2009	77.590	'x'	
VMAXT	4	2010	77.680	'x'	
VMAXT	5	2010	100.000	'x'	
VMAXT	11	2010	77.590	'x'	
VMAXT	4	2011	77.680	'x'	
VMAXT	5	2011	100.000	'x'	
VMAXT	11	2011	77.590	'x'	
VMAXT	4	2012	77.680	'x'	
VMAXT	5	2012	100.000	'x'	
VMAXT	11	2012	77.590	'x'	
VMAXT	4	2013	77.680	'x'	
VMAXT	5	2013	100.000	'x'	
VMAXT	11	2013	77.590	'x'	
USINA	172				ITAPARICA
VAZMIN	1300				
VMAXT	1	2009	56.990	'x'	
VMAXT	3	2009	60.010	'x'	
VMAXT	4	2009	69.000	'x'	
VMAXT	5	2009	100.000	'x'	
VMAXT	11	2009	56.990	'x'	
VMAXT	3	2010	60.010	'x'	
VMAXT	4	2010	69.000	'x'	
VMAXT	5	2010	100.000	'x'	
VMAXT	11	2010	56.990	'x'	
VMAXT	3	2011	60.010	'x'	
VMAXT	4	2011	69.000	'x'	
VMAXT	5	2011	100.000	'x'	
VMAXT	11	2011	56.990	'x'	
VMAXT	3	2012	60.010	'x'	
VMAXT	4	2012	69.000	'x'	
VMAXT	5	2012	100.000	'x'	
VMAXT	11	2012	56.990	'x'	
VMAXT	3	2013	60.010	'x'	
VMAXT	4	2013	69.000	'x'	
VMAXT	5	2013	100.000	'x'	
VMAXT	11	2013	56.990	'x'	
USINA	178				XINGO
VAZMIN	1300				

USINA 162
 VMAXT 1 2009 76.890 'x'
 VMAXT 2 2009 84.590 'x'
 VMAXT 3 2009 89.730 'x'
 VMAXT 4 2009 97.430 'x'
 VMAXT 5 2009 100.000 'x'
 VMAXT 10 2009 94.860 'x'
 VMAXT 11 2009 74.320 'x'
 VMAXT 12 2009 71.760 'x'
 VMAXT 1 2010 76.890 'x'
 VMAXT 2 2010 84.590 'x'
 VMAXT 3 2010 89.730 'x'
 VMAXT 4 2010 97.430 'x'
 VMAXT 5 2010 100.000 'x'
 VMAXT 10 2010 94.860 'x'
 VMAXT 11 2010 74.320 'x'
 VMAXT 12 2010 71.760 'x'
 VMAXT 1 2011 76.890 'x'
 VMAXT 2 2011 84.590 'x'
 VMAXT 3 2011 89.730 'x'
 VMAXT 4 2011 97.430 'x'
 VMAXT 5 2011 100.000 'x'
 VMAXT 10 2011 94.860 'x'
 VMAXT 11 2011 74.320 'x'
 VMAXT 12 2011 71.760 'x'
 VMAXT 1 2012 76.890 'x'
 VMAXT 2 2012 84.590 'x'
 VMAXT 3 2012 89.730 'x'
 VMAXT 4 2012 97.430 'x'
 VMAXT 5 2012 100.000 'x'
 VMAXT 10 2012 94.860 'x'
 VMAXT 11 2012 74.320 'x'
 VMAXT 12 2012 71.760 'x'
 VMAXT 1 2013 76.890 'x'
 VMAXT 2 2013 84.590 'x'
 VMAXT 3 2013 89.730 'x'
 VMAXT 4 2013 97.430 'x'
 VMAXT 5 2013 100.000 'x'
 VMAXT 10 2013 94.860 'x'
 VMAXT 11 2013 74.320 'x'
 VMAXT 12 2013 71.760 'x'
 USINA 295
 VAZMON 500
 VMAXT 1 2009 85.080 'x'
 VMAXT 2 2009 92.670 'x'
 VMAXT 3 2009 99.150 'x'
 VMAXT 4 2009 100.000 'x'
 VMAXT 11 2009 84.360 'x'
 VMAXT 12 2009 77.160 'x'
 VMAXT 1 2010 85.080 'x'
 VMAXT 2 2010 92.670 'x'
 VMAXT 3 2010 99.150 'x'
 VMAXT 4 2010 100.000 'x'
 VMAXT 11 2010 84.360 'x'
 VMAXT 12 2010 77.160 'x'
 VMAXT 1 2011 85.080 'x'
 VMAXT 2 2011 92.670 'x'
 VMAXT 3 2011 99.150 'x'
 VMAXT 4 2011 100.000 'x'
 VMAXT 11 2011 84.360 'x'
 VMAXT 12 2011 77.160 'x'
 VMAXT 1 2012 85.080 'x'
 VMAXT 2 2012 92.670 'x'
 VMAXT 3 2012 99.150 'x'
 VMAXT 4 2012 100.000 'x'
 VMAXT 11 2012 84.360 'x'
 VMAXT 12 2012 77.160 'x'
 VMAXT 1 2013 85.080 'x'
 VMAXT 2 2013 92.670 'x'
 VMAXT 3 2013 99.150 'x'
 VMAXT 4 2013 100.000 'x'
 VMAXT 11 2013 84.360 'x'
 VMAXT 12 2013 77.160 'x'

QUEIMADO

FICT.TRES MARIAS

USINA	294			FICT.QUEIMADO
VMAXT	1	2009	76.890	'x'
VMAXT	2	2009	84.590	'x'
VMAXT	3	2009	89.730	'x'
VMAXT	4	2009	97.430	'x'
VMAXT	5	2009	100.000	'x'
VMAXT	10	2009	94.860	'x'
VMAXT	11	2009	74.320	'x'
VMAXT	12	2009	71.760	'x'
VMAXT	1	2010	76.890	'x'
VMAXT	2	2010	84.590	'x'
VMAXT	3	2010	89.730	'x'
VMAXT	4	2010	97.430	'x'
VMAXT	5	2010	100.000	'x'
VMAXT	10	2010	94.860	'x'
VMAXT	11	2010	74.320	'x'
VMAXT	12	2010	71.760	'x'
VMAXT	1	2011	76.890	'x'
VMAXT	2	2011	84.590	'x'
VMAXT	3	2011	89.730	'x'
VMAXT	4	2011	97.430	'x'
VMAXT	5	2011	100.000	'x'
VMAXT	10	2011	94.860	'x'
VMAXT	11	2011	74.320	'x'
VMAXT	12	2011	71.760	'x'
VMAXT	1	2012	76.890	'x'
VMAXT	2	2012	84.590	'x'
VMAXT	3	2012	89.730	'x'
VMAXT	4	2012	97.430	'x'
VMAXT	5	2012	100.000	'x'
VMAXT	10	2012	94.860	'x'
VMAXT	11	2012	74.320	'x'
VMAXT	12	2012	71.760	'x'
VMAXT	1	2013	76.890	'x'
VMAXT	2	2013	84.590	'x'
VMAXT	3	2013	89.730	'x'
VMAXT	4	2013	97.430	'x'
VMAXT	5	2013	100.000	'x'
VMAXT	10	2013	94.860	'x'
VMAXT	11	2013	74.320	'x'
VMAXT	12	2013	71.760	'x'
USINA	217			ROSAL
VAZMIN	2			
USINA	251			SERRA MESA
VAZMIN	300			
USINA	275			TUCURUI
VAZMIN	2000			
CFUGA	1	2009	8.10	
CFUGA	2	2009	10.40	
CFUGA	3	2009	12.10	
CFUGA	5	2009	9.90	
CFUGA	6	2009	6.60	
CFUGA	7	2009	5.40	
CFUGA	1	2010	8.90	
CFUGA	2	2010	11.00	
CFUGA	3	2010	12.10	
CFUGA	5	2010	9.90	
CFUGA	6	2010	6.60	
CFUGA	7	2010	5.40	
CFUGA	1	2011	8.90	
CFUGA	2	2011	11.00	
CFUGA	3	2011	12.10	
CFUGA	5	2011	9.90	
CFUGA	6	2011	6.60	
CFUGA	7	2011	5.40	
CFUGA	1	2012	8.90	
CFUGA	2	2012	11.00	
CFUGA	3	2012	12.10	
CFUGA	5	2012	9.90	
CFUGA	6	2012	6.60	
CFUGA	7	2012	5.40	
CFUGA	1	2013	8.90	
CFUGA	2	2013	11.00	
CFUGA	3	2013	12.10	
CFUGA	5	2013	9.90	
CFUGA	6	2013	6.60	
CFUGA	7	2013	5.40	
CFUGA	12	2013	8.60	
IP	2.			
USINA	261			LAJEADO
VAZMIN	255			
USINA	252			CANA BRAVA
VAZMIN	150			
USINA	257			PEIXE ANGIL
VAZMIN	360			
USINA	253			SAO SALVADOR
NUMCNJ	1			
NUMMAQ	0	1		
USINA	291			FICT.SERRA MESA
VAZMIN	300			
VOLMAX	55.000			'x'

USINA 303
 VAZMIN 360
 USINA 302
 VAZMIN 255
 USINA 279
 NUMCNJ 1
 NUMMAQ 0 1
 USINA 276
 NUMCNJ 1
 NUMMAQ 0 1
 USINA 285
 VAZMIN 3240
 USINA 287
 VAZMIN 3293
 USINA 154
 VAZMIN 38
 USINA 148
 VMAXT 1 2009 91.330 'x'
 VMAXT 2 2009 97.290 'x'
 VMAXT 3 2009 98.920 'x'
 VMAXT 4 2009 100.000 'x'
 VMAXT 11 2009 88.070 'x'
 VMAXT 12 2009 89.970 'x'
 VMAXT 1 2010 91.330 'x'
 VMAXT 2 2010 97.290 'x'
 VMAXT 3 2010 98.920 'x'
 VMAXT 4 2010 100.000 'x'
 VMAXT 11 2010 88.070 'x'
 VMAXT 12 2010 89.970 'x'
 VMAXT 1 2011 91.330 'x'
 VMAXT 2 2011 97.290 'x'
 VMAXT 3 2011 98.920 'x'
 VMAXT 4 2011 100.000 'x'
 VMAXT 11 2011 88.070 'x'
 VMAXT 12 2011 89.970 'x'
 VMAXT 1 2012 91.330 'x'
 VMAXT 2 2012 97.290 'x'
 VMAXT 3 2012 98.920 'x'
 VMAXT 4 2012 100.000 'x'
 VMAXT 11 2012 88.070 'x'
 VMAXT 12 2012 89.970 'x'
 VMAXT 1 2013 91.330 'x'
 VMAXT 2 2013 97.290 'x'
 VMAXT 3 2013 98.920 'x'
 VMAXT 4 2013 100.000 'x'
 VMAXT 11 2013 88.070 'x'
 VMAXT 12 2013 89.970 'x'
 USINA 298
 VMAXT 1 2009 91.330 'x'
 VMAXT 2 2009 97.290 'x'
 VMAXT 3 2009 98.920 'x'
 VMAXT 4 2009 100.000 'x'
 VMAXT 11 2009 88.070 'x'
 VMAXT 12 2009 89.970 'x'
 VMAXT 1 2010 91.330 'x'
 VMAXT 2 2010 97.290 'x'
 VMAXT 3 2010 98.920 'x'
 VMAXT 4 2010 100.000 'x'
 VMAXT 11 2010 88.070 'x'
 VMAXT 12 2010 89.970 'x'
 VMAXT 1 2011 91.330 'x'
 VMAXT 2 2011 97.290 'x'
 VMAXT 3 2011 98.920 'x'
 VMAXT 4 2011 100.000 'x'
 VMAXT 11 2011 88.070 'x'
 VMAXT 12 2011 89.970 'x'
 VMAXT 1 2012 91.330 'x'
 VMAXT 2 2012 97.290 'x'
 VMAXT 3 2012 98.920 'x'
 VMAXT 4 2012 100.000 'x'
 VMAXT 11 2012 88.070 'x'
 VMAXT 12 2012 89.970 'x'
 VMAXT 1 2013 91.330 'x'
 VMAXT 2 2013 97.290 'x'
 VMAXT 3 2013 98.920 'x'
 VMAXT 4 2013 100.000 'x'
 VMAXT 11 2013 88.070 'x'
 VMAXT 12 2013 89.970 'x'
 USINA 189
 VAZMIN 10

FICT.PEIXE ANGIC

FICT.LAJEADO

SAMUEL

RONDON II

JIRAU

STO ANTONIO

ITAPEBI

IRAPE

FICT.IRAPE

P. CAVALO

```

283
  15
190
  240
  1 2009 64.440 '%'
  4 2009 65.480 '%'
  5 2009 100.000 '%'
 11 2009 84.310 '%'
 12 2009 69.140 '%'
  1 2010 64.440 '%'
  4 2010 65.480 '%'
  5 2010 100.000 '%'
 11 2010 84.310 '%'
 12 2010 69.140 '%'
  1 2011 64.440 '%'
  4 2011 65.480 '%'
  5 2011 100.000 '%'
 11 2011 84.310 '%'
 12 2011 69.140 '%'
  1 2012 64.440 '%'
  4 2012 65.480 '%'
  5 2012 100.000 '%'
 11 2012 84.310 '%'
 12 2012 69.140 '%'
  1 2013 64.440 '%'
  4 2013 65.480 '%'
  5 2013 100.000 '%'
 11 2013 84.310 '%'
 12 2013 69.140 '%'

```

STA CLARA MG

B. ESPERANCA

- **HIDR.DAT (Arquivo com os dados das usinas hidráulicas)**
Arquivo binário.
- **POSTOS.DAT (Arquivo com os dados de postos fluviométricos)**
Arquivo binário.
- **VAZOES.DAT (Arquivo com os dados de vazões históricas)**
Arquivo binário.

ANEXO J: MODIFICAÇÕES PARA A SENSIBILIDADE 1

CLAST.DAT(arquivo com os valores do CVU):

NUM	NOME CLASSE	TIPO COMB.	CUSTO	CUSTO	CUSTO	CUSTO	CUSTO
XXXX	XXXXXXXXXXXXXX	XXXXXXXXXXXXXX	XXXX.XX	XXXX.XX	XXXX.XX	XXXX.XX	XXXX.XX
64	CANOAS	Gas	110.48	110.48	110.48	110.48	110.48

Acrônimos:

NUM:	Número da usina
NOME CLASSE:	Nome da classe térmica
TIPO COMB:	Tipo de combustível
CUSTO:	Custo variável unitário (CVU) R\$/MWh

ANEXO K: MODIFICAÇÕES PARA A SENSIBILIDADE 2

CONF.T.DAT(arquivo com a informação da configuração termelétrica):

NUM	NOME	SSIS	U.EXIS	CLASSE
XXXX	XXXXXXXXXXXXXX	XXXX	XX	XXXX
64	CANOAS	2	NC	64

Acrônimos:

NUM:	Número da usina
NOME:	Nome da usina
SSIS:	Subsistema
U.EXIS:	Usina existente (NC=Não Considera; NE=Não existente; EE=Existente com expansão; EX=Existente)
CLASSE:	Número da classe térmica

ANEXO L: MODIFICAÇÕES PARA A SENSIBILIDADE 3

CLAST.DAT(arquivo com os valores do CVU):

NUM	NOME CLASSE	TIPO COMB.	CUSTO	CUSTO	CUSTO	CUSTO	CUSTO
XXXX	XXXXXXXXXXXXXX	XXXXXXXXXXXXXX	XXXX.XX	XXXX.XX	XXXX.XX	XXXX.XX	XXXX.XX
63	IBIRITERMO	DIESEL	541.93	541.93	541.93	541.93	541.93

Acrônimos:

NUM:	Número da usina
NOME CLASSE:	Nome da classe térmica
TIPO COMB:	Tipo de combustível
CUSTO:	Custo variável unitário (CVU) R\$/MWh

EXPT.DAT(arquivo com a configuração da expansão termelétrica):

NUM	TIPO	MODIF	MI	ANOI	MF	ANOF
XXXX	XXXXX	XXXXXXXXXX	XX	XXXX	XX	XXXX
63	POTEF	226.00	1	2009	12	2009
63	FCMAX	100.00	1	2009	12	2009
63	IPTER	2.68	1	2009		
63	FCMAX	93.89	1	2010		

Acrônimos:

NUM:	Número da usina
TIPO:	Tipo da modificação/alteração
MODIF:	Valor da alteração
MI:	Mês inicial da alteração
ANOI:	Ano inicial da alteração
MF:	Mês final da alteração
ANOF:	Ano final da alteração