

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
CENTRO TECNOLÓGICO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ANÁLISE DE DADOS E DEFINIÇÃO DE INDICADORES PARA A  
REGULAÇÃO DE USINAS TERMELÉTRICAS DOS SISTEMAS ISOLADOS

CLÁUDIO LUCIANO DA ROCHA CONDE

TD 07/2006

UFPA / CT / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém-Pará-Brasil  
2006

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
CENTRO TECNOLÓGICO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CLÁUDIO LUCIANO DA ROCHA CONDE

ANÁLISE DE DADOS E DEFINIÇÃO DE INDICADORES PARA A REGULAÇÃO DE  
USINAS TERMELÉTRICAS DOS SISTEMAS ISOLADOS

TD 07/2006

UFPA / CT / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém-Pará-Brasil  
2006

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
CENTRO TECNOLÓGICO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CLÁUDIO LUCIANO DA ROCHA CONDE

ANÁLISE DE DADOS E DEFINIÇÃO DE INDICADORES PARA A REGULAÇÃO DE  
USINAS TERMELÉTRICAS DOS SISTEMAS ISOLADOS

Tese submetida à avaliação da Banca Examinadora aprovada pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Pará como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica na Área de Sistemas de Energia Elétrica.

UFPA / CT / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém-Pará-Brasil  
2006

---

| C745a Conde, Cláudio Luciano da Rocha  
Análise de dados e definição e definição de indicadores para a regulação  
de  
usinas termelétricas dos sistemas isolados / Cláudio Luciano da Rocha Conde;  
orientador, Tadeu da Mata Medeiros Branco.-2006.

Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Pará, Centro Tecnológico,  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2006.

1. Usinas elétricas - automação. 2. Energia elétrica – produção. I.  
Título.

CDD – 21. ed. 621.31243

---

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
CENTRO TECNOLÓGICO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ANÁLISE DE DADOS E DEFINIÇÃO DE INDICADORES PARA A REGULAÇÃO DE  
USINAS TERMELÉTRICAS DOS SISTEMAS ISOLADOS

CLÁUDIO LUCIANO DA ROCHA CONDE

TESE SUBMETIDA À AVALIAÇÃO DA BANCA EXAMINADORA  
APROVADA PELO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA  
ELÉTRICA DO CENTRO TECNOLÓGICO DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO  
PARÁ COMO PARTE DOS REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE  
DOUTOR EM ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE  
ENERGIA ELÉTRICA

APROVADA EM 28/11/2006

TD 07/2006

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. TADEU DA MATA MEDEIROS BRANCO (UFPA)  
ORIENTADOR

Prof. Dr. JOÃO TAVARES PINHO (UFPA)  
CO-ORIENTADOR

Prof. Dr. GERVÁSIO PROTÁSIO DOS SANTOS CAVALCANTE (UFPA)  
MEMBRO

Prof. Dr<sup>a</sup>. MARIA EMÍLIA DE LIMA TOSTES (UFPA)  
MEMBRO

Prof. Dr. VICENTE LEONARDO PAUCAR CASAS (UFMA)  
MEMBRO

Prof. Dr. ROBERTO LIANG KOO (SDC)  
MEMBRO

VISTO:

Prof. Dr. EVALDO GONÇALVES PELAES  
COORDENADOR DO PPGEE/CT/UFPA

## AGRADECIMENTOS

Aos professores doutores Tadeu da Mata Medeiros Branco e João Tavares Pinho, pelo estímulo e confiança oferecidos durante o desenvolvimento de todo o curso.

Aos colegas do NESC e GEDAE e a professora doutora Emília Tostes, pela colaboração inestimável.

Aos colegas da ARCON e da ANEEL, em especial, Rui Altieri Silva, Alfredo Barros, Marilena Marques, José Andrade e Júlio Salheb, pelo apoio imprescindível, que tornou mais fácil o caminho.

Aos agentes do setor elétrico CELPA e GUASCOR, por terem sido parceiros pró-ativos nas ações de telemetria.

A Cláudio, Thereza, Simone, Lucas e Victória, pelos pilares deste sonho.

LISTA DE TABELAS.....	ix
LISTA DE FIGURAS.....	x
NOMENCLATURA.....	xi
RESUMO.....	xii
ABSTRACT.....	xiii
1 - INTRODUÇÃO.....	1
1.1 - OS SISTEMAS ISOLADOS BRASILEIROS.....	1
1.2 - O PAPEL DO PODER CONCEDENTE NOS SISTEMAS ISOLADOS...	5
1.3 - OBJETIVOS.....	7
1.4 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	9
1.5 - ESTRUTURA DO TRABALHO.....	11
2 - CARACTERÍSTICAS FÍSICAS E OPERACIONAIS DOS SISTEMAS ISOLADOS DA AMAZÔNIA.....	13
2.1 - ASPECTOS DA QUALIDADE DOS SISTEMAS ISOLADOS.....	15
2.2 - CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DOS SISTEMAS ISOLADOS.....	21
2.3 - A CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS (CCC).....	27
2.4 - EXPECTATIVAS FUTURAS DA CCC.....	31
2.5 - PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DAS USINAS TERMELÉTRICAS DOS SISTEMAS ISOLADOS.....	34
2.5.1- SISTEMA DE RECEBIMENTO, ARMAZENAMENTO E TRATAMENTO DE ÓLEO DIESEL.....	34
2.5.2- PÁTIO DE USINAS GERADORAS.....	38
2.5.3- SUBESTAÇÕES.....	39
3 - SISTEMA DE COLETA DE DADOS.....	41
3.1 - DESCRIÇÃO DO SISTEMA.....	42
3.2 - SELEÇÃO DAS USINAS E CRONOGRAMA DE IMPLANTAÇÃO.....	48
3.3 - TRANSMISSÃO DAS INFORMAÇÕES DAS USINAS TERMELÉTRICAS.....	50
3.3.1- TELEFONIA CELULAR.....	50
3.3.2- TELEFONIA VIA SATÉLITE.....	53
3.3.3- SISTEMA DE INTERNET VIA EMBRATEL – IP SAT.....	55
3.4 - RECEPÇÃO DAS INFORMAÇÕES DAS USINAS TERMELÉTRICAS.....	57

3.5 - PREPARAÇÃO DOS DADOS PARA ANÁLISE.....	62
4 - ANÁLISE DOS DADOS.....	65
4.1 - ANÁLISE DAS CURVAS DE CARGA.....	65
4.2 - DEFINIÇÃO DE VALORES DE FILTROS PARA VERIFICAR INTERRUPÇÕES SIGNIFICATIVAS NAS USINAS.....	68
4.3 - CONSUMO ESPECÍFICO.....	73
4.4 - ANÁLISE DO CONSUMO ESPECÍFICO DAS USINAS MONITORADAS.....	80
4.5 - DEFINIÇÃO DO INDICADOR DE CORRELAÇÃO ENTRE O DESPACHO DE GERADA E CONSUMO ESPECÍFICO.....	88
4.6 - ROTINA DE CÁLCULO DO INDICADOR <i>IMU</i> .....	94
4.7 - INDICADOR <i>IMU</i> E A SUA CONTRIBUIÇÃO NA ENGENHARIA DE OPERAÇÃO DAS USINAS.....	96
5 - ANÁLISE DOS CUSTOS E MODELOS DE TELEMETRIA PARA OS SISTEMAS ISOLADOS.....	98
5.1 - CUSTOS DE IMPLANTAÇÃO.....	98
5.2 - ANÁLISE DOS CUSTOS DE IMPLANTAÇÃO.....	100
5.3 - MODELAGEM DE SISTEMAS DE TELEMETRIA PARA OS SISTEMAS ISOLADOS.....	103
5.4 - DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS E PERIODICIDADE DE COLETA E ENVIO DOS DADOS.....	105
5.5 - DEFINIÇÃO DE CRITÉRIOS PARA ESTIMATIVA DO CUSTO LIMITE DE IMPLANTAÇÃO DO SISTEMA DE TELEMETRIA.....	106
5.5.1- METODOLOGIA PARA ESTIMATIVA DO MWh GERADO PELAS USINAS DOS SISTEMAS ISOLADOS.....	106
5.5.2- METODOLOGIA PARA CÁLCULO DO IMPACTO DOS INVESTIMENTOS EM TELEMETRIA NO CUSTO DA GERAÇÃO.....	109
5.6 - DEFINIÇÃO DE CRITÉRIO PARA CORRELACIONAR MODELOS DE SISTEMAS COM A CAPACIDADE INSTALADA DAS USINAS.....	112
5.7 - CRONOGRAMA DE REFERÊNCIA PARA IMPLANTAÇÃO.....	115
5.8 - CONTRIBUIÇÕES PARA A REGULAMENTAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO.....	115
6 - CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS POSTERIORES.....	120
7 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	122



ANEXO I - DADOS DE DEMANDA DE UMA USINA COLETADOS PELO SISTEMA DE TELEMETRIA.....	126
ANEXO II - USINAS TERMELÉTRICAS DOS SISTEMAS ISOLADOS.....	142
ANEXO III – CUSTO DE TELEMETRIA DE USINAS COM 1 UNIDADE, MEDIÇÃO GLOBAL DE CONSUMO E COM UTILIZAÇÃO DE LINHA PÚBLICA DE TELEFONIA.....	150
ANEXO IV - CUSTO DE TELEMETRIA DE USINAS COM 10 UNIDADES, MEDIÇÃO GLOBAL DE CONSUMO E COM COMUNICAÇÃO DE DADOS POR SATÉLITE.....	152
ANEXO V - CUSTO DE TELEMETRIA DE USINAS COM 10 UNIDADES, MEDIÇÃO INDIVIDUALIZADA DE CONSUMO E COM COMUNICAÇÃO DE DADOS POR SATÉLITE.....	154
ANEXO VI - CUSTO DE TELEMETRIA DE USINAS COM 10 UNIDADES, MEDIÇÃO INDIVIDUALIZADA DE CONSUMO (MEDIDOR MÁSSICO) E COM COMUNICAÇÃO DE DADOS POR SATÉLITE.....	156
ANEXO VII -NOTA TÉCNICA REFERENTE À RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL 163/2005.....	158
ANEXO VIII-RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL 163/2005.....	164
ANEXO IX –TRABALHOS PUBLICADOS.....	169
APÊNDICE I – DESTAQUES DA IMPLANTAÇÃO DA TELEMETRIA.....	171
APÊNDICE II - ESTIMATIVA DE CUSTO DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO EM RELAÇÃO AO CUSTO DE INSTALAÇÃO DO SISTEMA DE TELEMETRIA.....	175

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Carga Própria dos Sistemas Isolados - 2005 (MWh).....	21
Tabela 2.2 – Parque Termelétrico dos Sistemas Isolados – Janeiro/2005.....	22
Tabela 2.3 – Parque Hidrelétrico dos Sistemas Isolados – Janeiro/2005.....	23
Tabela 2.4 – Balanço de Geração dos Sistemas Isolados - 2005.....	24
Tabela 2.5 – Previsão de Óleo para as Usinas dos Sistemas Isolados – 2005.....	25
Tabela 2.6 – Previsão de Custo do Óleo para as Usinas dos Sistemas Isolados- 2005.....	26
Tabela 2.7 – Índice de Atendimento do Serviço Público de Energia Elétrica.....	33
Tabela 3.1 - Usinas Geradoras do Projeto de Telemetria.....	48
Tabela 3.2 - Ações Desenvolvidas na Implantação do Projeto de Telemetria.....	49
Tabela 4.1 – Variação Máxima e Mínima de $\Delta_n$ .....	66
Tabela 4.2 – Quantidade de Circuitos de Distribuição por Usina (CD).....	69
Tabela 4.3 – Ocorrências Originadas em uma UTE no Mês de Julho/2004.....	71
Tabela 4.4 – Registros de Demanda na UTE Relacionada na Tabela 4.3 Aplicando $FD_{\Delta} = 12,5 \%$ .....	72
Tabela 4.5 –Privatização das Principais Distribuidoras Brasileiras.....	76
Tabela 4.6 – Histórico de Geração para $C_{esp}=0,315$ .....	82
Tabela 4.7 – Histórico de Geração para $C_{esp}=0,278$ .....	82
Tabela 4.8 – Histórico de Geração para $C_{esp}=0,436$ .....	85
Tabela 4.9 – Histórico de Geração para $C_{esp}=0,350$ .....	85
Tabela 4.10–Formas de Despacho da Curva de Carga Diária Padrão – UTE A – junho/2004.....	90
Tabela 4.11–Indicadores $Fu_i$ dos Geradores e $IMU$ da Usina A.....	94
Tabela 4.12–Correlação entre o $IMU$ e o Consumo Específico das Usinas.....	96
Tabela 5.1 – Custo de Implantação do Sistema em 04 usinas, Exceto a Telemetria do Medidor de Fluxo de Combustíveis.....	99
Tabela 5.2 – Custo da Função de Telemetria do Fluxo de Combustíveis em 4 usinas.....	99
Tabela 5.3 – Custo Referenciado do Sistema de Telemetria.....	100
Tabela 5.4 – Custo Estimado de Implantação do Sistema em Todo o Estado do Pará (US\$ 1,00 = R\$ 2,50).....	100
Tabela 5.5 - Custo Médio de Implantação do Sistema de Coleta de Dados Remoto.....	101
Tabela 5.6 – Custo Médio de Operação do Sistema de Coleta de Dados Remoto.....	102
Tabela 5.7 – Custo Médio de Manutenção do Sistema de Coleta de Dados Remoto.....	102
Tabela 5.8 – Impacto no Custo de Geração.....	103
Tabela 5.9 – Cronograma de Implantação Sugerido.....	115
Tabela 5.10–Montantes de Recursos Anuais da Conta CCC-ISOL.....	116
Tabela 5.11–Critérios para Instalação do Sistema de Monitoramento Remoto.....	118
Tabela 5.12- Prazos para Instalação do Sistema de Monitoramento Remoto.....	118

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1– Rede Básica do Sistema Interligado Nacional e Região Atendida pelos Sistemas Isolados.....	3
Figura 2.1 – Indicador DEC (h) – Brasil e Regiões – 2002 / 2005.....	17
Figura 2.2 – Indicador FEC – Brasil e Regiões – 2002 / 2005.....	17
Figura 2.3 – Indicador DEC (h) – Estados da Região Norte – 2002/2005.....	19
Figura 2.4 – Indicador FEC – Estados da Região Norte – 2002/2005.....	20
Figura 2.5 – Armazenamento de Combustível de uma PCT (UTE Salvaterra – Pará).....	35
Figura 2.6 –Centrifugação e Filtragem em uma PCT (UTE Salvaterra – Pará).....	36
Figura 2.7 – Caixa Separadora Água-Óleo de uma PCT (UTE Novo Progresso – Pará).....	37
Figura 2.8 – Pátio de Geradores de uma PCT (UTE Salvaterra – Pará).....	39
Figura 2.9 – Subestação de uma PCT (UTE – Salvaterra / Pará).....	40
Figura 3.1 – Projeto de Telemetria em Usinas Termelétricas dos Sistemas Isolados.....	44
Figura 3.2 –Sistema de Telemetria Utilizando Telefonia Celular como Meio de Transmissão de Dados.....	52
Figura 3.3 –Sistema de Telemetria Utilizando Telefonia Via Satélite como Meio de Transmissão de Dados.....	54
Figura 3.4 - Sistema de Telemetria Utilizando Internet Via Embratel – IP SAT como Meio de Transmissão de Dados.....	56
Figura 3.5 – Tela do Programa de Coleta do Consumo de Combustível.....	59
Figura 3.6 – Tela de Acesso aos Dados das Usinas.....	60
Figura 3.7 – Tela de Acesso aos Dados das Unidades Geradoras.....	61
Figura 3.8 – Tela de Acesso aos Dados de Demanda Ativa e Reativa.....	62
Figura 3.9 – Tela de Importação de Dados de Telemetria.....	63
Figura 3.10–Tela de Exportação de Dados para “Excel”.....	64
Figura 4.1 – Exemplo de Interrupção entre Dois Intervalos de Integralização.....	70
Figura 4.2 – Curva de Consumo Específico da UTE A – Setembro/2004.....	77
Figura 4.3 – Curva de Consumo Específico da UTE B – Setembro/2004.....	78
Figura 4.4 – Curva de Consumo Específico da UTE C – Abril/2004.....	79
Figura 4.5 – Curva de Consumo Específico da UTE D – Julho/2004.....	80
Figura 4.6 – Histograma de Geração por Faixa de Potência da UTE A – Setembro/2004.....	81
Figura 4.7 – Histograma de Geração por Faixa de Potência da UTE D – Junho/2004.....	84
Figura 4.8 – Curva de Carga Diária Padrão – UTE A – Junho/2004.....	89
Figura 4.9 – Rotina de Cálculo dos <i>Fui</i> e do <i>IMU</i> .....	95

## LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ARCON	Agência de Regulação e Controle de Serviços Públicos do Estado do Pará
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DNAEE	Departamento Nacional de Energia Elétrica
ELETROBRAS	Centrais Elétricas Brasileiras
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
GTON	Grupo Técnico de Operação da Região Norte
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PGE	Óleo Pesado para Geração de Energia
PTE	Óleo Leve para Turbina Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica

## RESUMO

Esta tese tem por objetivo a definição de um sistema de coleta de dados remoto, eficiente e de baixo custo, para monitoração dos parâmetros elétricos e de consumo de combustível das usinas termelétricas dos sistemas isolados, quase todas localizadas na Região Amazônica. Essas usinas apresentam problemas relacionados à dificuldade de acesso e à ausência de informações que permitam uma gestão adequada da qualidade do fornecimento e dos combustíveis consumidos. A análise dos dados obtidos através da implantação do sistema proposto em quatro usinas do Estado do Pará possibilitou, entre outros resultados, o desenvolvimento de um indicador (IMU) adequado ao planejamento de curto e médio prazos. A conclusão da viabilidade da solução proposta para melhoria da eficiência operacional e do controle regulatório levou à definição de critérios para implantação de sistemas de coleta de dados em todos os sistemas isolados do Brasil, consolidado em regulação específica da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

## **ABSTRACT**

This thesis proposes an efficient and low cost monitoring system of electrical parameters and fuel consumption of thermal plants of the Brazilian isolated electrical systems, almost all located in the Amazon Region. These systems have many operational problems, usually related to the great distances and lack of data necessary to provide power quality and fuel consumption control. The analysis of the acquired data after the implantation of the considered system in four thermal plants in the State of Pará became possible, among other results, the development of an indicator (IMU) that can be used in the short and average planning studies. The viability of the proposed solution for the operative and regulatory control stimulated the development of a methodology to install monitoring systems all over the isolated systems of Brazil, included in a Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL) regulatory act.

# 1 - INTRODUÇÃO

## 1.1 - OS SISTEMAS ISOLADOS BRASILEIROS

O Sistema Elétrico Brasileiro pode ser dividido em 2 (duas) grandes regiões geo-elétricas. A maior é denominada de Sistema Interligado Nacional (SIN), sendo que, após a entrada em operação da Interligação Norte/Sul, que conectou os sistemas Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste, passou a abranger cerca de 97 % da população e 97,6 % do mercado de energia elétrica do país, distribuídos em uma área correspondente a aproximadamente 60% do território nacional (ELETROBRAS, 2005a).

No sistema interligado, o planejamento a curto prazo e a coordenação da operação são realizados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), o que inclui uma cultura bastante consolidada de operação e uma base normativa abrangente, além de um planejamento baseado em estudos elétricos que utilizam programas computacionais de última geração, de um controle otimizado dos programas de operação em tempo real e de manutenção, além da análise pós-operacional de ocorrências, a qual permite constante realimentação de informações para as etapas de planejamento, programação e execução da operação. As principais ações de responsabilidade do ONS nessa operação são (BRASIL, 1998):

- a) planejamento e programação da operação e despacho centralizado da geração, com vistas à otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados;
- b) supervisão e coordenação dos centros de operação de sistemas elétricos;
- c) supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais interligados e das interligações internacionais;

- d) contratação e administração de serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso, bem como dos serviços ancilares;
- e) proposição ao poder concedente de ampliações das instalações da rede básica de transmissão, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem considerados no planejamento da expansão;
- f) definição de regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica dos sistemas elétricos interligados, a serem aprovadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Por outro lado, a parcela restante do mercado de energia elétrica é atendida por cerca de 340 sistemas isolados (ELETROBRAS, 2005b). Esses sistemas atendem aproximadamente 1.240.000 unidades consumidoras, que correspondem a cerca de 2,4 % do mercado nacional, espalhadas por 40% do território brasileiro. Na figura 1.1 são apresentadas as duas grandes regiões ge-elétricas citadas (ONS, 2006).

Pode-se observar que os sistemas isolados estão praticamente restritos à Região Amazônica, embora, dos cerca de 340 sistemas isolados, 4 estejam localizados fora dessa Região, nos Estados de Pernambuco, Bahia, Maranhão e Mato Grosso do Sul.

Os sistemas isolados geralmente apresentam como características, a baixa qualidade de fornecimento e o elevado custo de operação, sendo que os principais fatores que influenciam neste desempenho diferenciado em relação ao sistema interligado são:

- a) mercado bastante rarefeito, com uma média de menos de 1 consumidor/km<sup>2</sup>, distribuído em uma área bastante extensa;
- b) dificuldade de acesso, com poucas estradas em condições adequadas, o que torna possível o deslocamento somente através da navegação fluvial, que é extremamente lenta para as necessidades da dinâmica operacional dos sistemas elétricos, ou por via aérea, bastante onerosa para o pequeno porte da quase totalidade dos sistemas envolvidos;



- c) dificuldade de implantação de um sistema de comunicação que permita uma gestão mais rápida e eficaz da operação;
- d) mercado considerado de pouca relevância, geralmente discriminado pelas áreas estratégicas das empresas detentoras de sua concessão quando da alocação de investimentos, por serem considerados como sistemas elétricos cronicamente deficitários.



Figura 1.1 – Rede Básica do Sistema Interligado Nacional e Região Atendida pelos

Sistemas Isolados (Operador Nacional do Sistema, 2006).

Com raras exceções, como é o caso do sistema de Manaus, que apresenta a maior potência instalada dentre os sistemas isolados e o controle operacional efetuado através de um despacho de carga centralizado, que busca as condições ótimas de operação, os demais sistemas isolados apresentam o controle operacional dependente quase que exclusivamente da atuação dos operadores das usinas termelétricas de pequeno porte.

Além disso, como consequência dos problemas de supervisão e controle dos sistemas isolados citados, o nível de informação que chega aos agentes envolvidos na administração dessas usinas, seja a concessionária de serviço de geração, seja o Estado, enquanto poder concedente, é bastante insatisfatório. Este fato compromete como um todo, não apenas a qualidade da operação e do produto entregue ao consumidor, mas também, a eficácia da ação do Estado, que deve atuar como órgão regulador e fiscalizador.

As deficiências expostas adquirem um aspecto de maior gravidade, quando se leva em consideração não somente os problemas de qualidade do fornecimento envolvidos, mas também os aspectos econômicos, visto que, apesar da reduzida participação percentual de mercado, em comparação com o sistema interligado, somente o custo de combustível para operação dos sistemas isolados que foi da ordem de 2,2 bilhões de reais em 2003, se elevam para 3,1 bilhões de reais em 2004 (ELETROBRAS, 2004a).

O elevado aumento de 2004 em relação a 2003 deveu-se, além do crescimento do mercado de energia elétrica e do aumento dos custos unitários dos combustíveis, à Lei Federal 10.833, de 29 de dezembro de 2003, que determinou a adição da cobrança de Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) nas despesas com aquisição de combustíveis fósseis para geração de energia dos sistemas isolados.

No ano de 2005, a elevação do preço dos derivados de petróleo no mercado internacional contribuiu significativamente para a elevação das despesas com combustíveis, para cerca de 3,6 bilhões de reais (ELETROBRAS, 2005b).

Entre todos os combustíveis fósseis utilizados, as despesas com aquisição de óleo diesel, que é a principal fonte de energia dos pequenos sistemas isolados, foram de aproximadamente 640 milhões de litros em 2003, alcançaram cerca de 850 milhões, em 2004, e aproximadamente 1.250 milhões, em 2005.

Para o ano de 2006, está previsto um crescimento maior ainda, com gastos totais da ordem de 4,5 bilhões de reais com despesas de combustível para geração de energia elétrica pelas usinas dos sistemas isolados (ELETROBRAS, 2006).

Vale ressaltar que o combustível utilizado pelas usinas dos sistemas isolados não é pago exclusivamente pelas empresas detentoras do controle das mesmas. A quase totalidade do combustível utilizado é subsidiada pela Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC), a qual, para os sistemas de geração isolados recebe contribuição de todas as concessionárias de serviço público de energia elétrica do Brasil, com pagamento de cotas mensais, de forma proporcional ao tamanho dos seus mercados consumidores.

Assim sendo, todos os consumidores de energia elétrica do Brasil, inclusive aqueles atendidos pelo sistema interligado, pagam a maior parte do combustível fóssil utilizado nos sistemas isolados, o que torna este mecanismo de subsídio alvo de constantes críticas por parte daquelas empresas que se responsabilizam financeiramente pelo custo, sem entretanto deter o controle operacional dos sistemas isolados que são considerados ineficientes.

## **1.2 - O PAPEL DO PODER CONCEDENTE NOS SISTEMAS ISOLADOS**

Dentro da estrutura do poder concedente, a responsabilidade sobre o desempenho do serviço público de energia elétrica dos sistemas isolados é compartilhada entre a ANEEL e as Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRAS).

À ANEEL, dentre outras atribuições, cabe a responsabilidade por (BRASIL, 1995):

- a) regulamentar os serviços públicos concedidos, o que inclui a definição de padrões de qualidade e regras para atendimento do mercado concedido pelas empresas concessionárias de serviço público de energia elétrica;
- b) estimular o aumento da qualidade e da produtividade, o que inclui o incentivo à aplicação de métodos eficientes de operação;
- c) fiscalizar permanentemente a prestação do serviço público de energia elétrica, o que inclui o cumprimento dos padrões e regras estabelecidos na regulamentação e nos contratos de concessão.

A ANEEL atua, predominantemente, de forma descentralizada nos estados da União, através da celebração de convênios com agências estaduais, delegando poderes para execução de atividades específicas para as quais essas agências tenham se credenciado e capacitado perante a agência federal.

No que concerne a ELETROBRAS, a sua atuação nos sistemas isolados ocorre através da coordenação do Grupo Técnico Operacional da Região Norte (GTON), o qual, em linhas gerais, é responsável pelo Planejamento e Acompanhamento da Operação dos Sistemas Isolados da Região Norte.

O GTON, criado através da portaria MINFRA nº 895, de 29 de novembro de 1990, é composto por uma Secretaria Executiva (SGTON) e quatro Comitês Técnicos: Planejamento (CTP), Operação (CTO), Distribuição (CTD), Administrativo/Financeiro (CTA) e uma Comissão de Conservação de Energia (CCOE), todos coordenados pela ELETROBRÁS.

Dentre as atribuições do GTON estão as definições da geração térmica e das quantidades mensais e anuais de combustíveis necessários para a operação dos sistemas isolados, as quais são definidas por meio dos Programas Mensais de Operação (PMO).

Dessa forma, considerando o que foi descrito anteriormente sobre os problemas advindos da falta de informações e de controle adequado nos sistemas isolados, a ANEEL, como agente pró-ativo do setor público responsável não somente pela regulamentação e fiscalização da qualidade do fornecimento,

como também, dos mecanismos de controle da CCC deve prover uma base regulatória que obrigue e/ou estimule ações dos agentes envolvidos no sentido de melhorar a eficiência operacional dos sistemas isolados, tanto em termos de qualidade como de economicidade.

### **1.3 - OBJETIVOS**

Numa avaliação preliminar das necessidades de regulação dos sistemas isolados pelo órgão regulador, a premissa básica a ser considerada é que toda ação sobre um sistema requer previamente uma base de conhecimento consolidada sobre o mesmo. Somente dessa forma, a estruturação de medidas regulatórias é capaz de tornar o controle dos sistemas isolados mais eficiente e econômico.

Contudo, a formação de uma base de conhecimento sobre sistemas elétricos requer, a priori, a criação de um mecanismo que permita a obtenção e tratamento de dados que caracterizem esses sistemas e esteja, o mais próximo possível, do que se considera “tempo real”.

Dessa forma, levando em conta a necessidade de atuação do poder concedente nos sistemas isolados, este trabalho se propõe a:

- a) definir um sistema de monitoramento adequado às características dos sistemas isolados, adotando como principais diretrizes metodológicas:
  - i. possibilitar o acompanhamento da eficiência operacional dessas usinas isoladas, sob o enfoque da qualidade do fornecimento e do controle do consumo de combustível;
  - ii. aplicar soluções eficazes, porém de baixo custo, com mínimo impacto financeiro e conseqüentemente tarifário para os sistemas considerados;

- b) propor indicadores operacionais para pequenas usinas termelétricas, que auxiliem o sistema proposto a atuar não apenas como uma ferramenta de fiscalização e controle do poder concedente, mas também de grande utilidade para as concessionárias no gerenciamento e otimização das usinas, com impactos positivos na redução de custos e melhoria nos indicadores da qualidade do fornecimento;
- c) definir modelos de sistemas de monitoramento possíveis de serem implantados em todos os sistemas isolados.

A metodologia proposta teve o aval da ANEEL que, através de sua Superintendência de Regulação de Geração, delegou à Agência de Regulação e Controle de Serviços Públicos do Estado do Pará (ARCON), a execução da mesma. Esta execução consistiu, em linhas gerais, na concepção e implantação de um modelo de telemetria para monitoramento operacional de pequenas usinas termelétricas de sistemas isolados e a elaboração de sugestões de medidas regulatórias consubstanciadas pela análise dos dados obtidos.

Naturalmente, por ser a ANEEL o órgão regulador do setor elétrico, as soluções propostas pelo trabalho desenvolvido, após comprovadas pelos estudos prospectivos, têm que ser homologadas através de resoluções específicas.

A implantação da metodologia proposta contempla as seguintes ações:

- a) definição de uma arquitetura básica eficaz e de baixo custo, para coleta das informações das usinas;
- b) seleção e implantação em usinas piloto selecionadas entre os sistemas isolados;
- c) avaliação da exeqüibilidade do sistema proposto, pelos resultados alcançados;
- d) análise dos dados coletados, utilizando como ferramenta indicadores consagrados no setor elétrico;

- e) proposição de um novo indicador de desempenho que possa auxiliar na acompanhamento operacional e no planejamento de curto e médio prazos dos sistemas isolados;
- f) redefinição da arquitetura básica, com a concepção dos modelos a serem implantados por grupos de usinas, segregadas dentro de um critério de custo de implantação e operação, em relação ao porte das mesmas;
- g) proposição de critérios para regulamentação, pela ANEEL, da implantação desse sistema em todas as usinas dos sistemas isolados.

## **1.4 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

As características peculiares dos sistemas isolados da Região Amazônica; que atendem, através de um número relativamente elevado de usinas (cerca de 340), a um mercado disperso em mais de 3.000.000 km<sup>2</sup>; são um indicativo das dificuldades de se levantar uma referência bibliográfica adequada sobre o assunto.

Da mesma forma, este trabalho não trata apenas de apresentar a concepção de um sistema de coleta de dados remoto utilizando telemetria. Trata da concepção de um sistema de coleta de dados remoto destinado ao controle regulatório e operacional, sem que isto implique em custos inexecutáveis para as empresas concessionárias e, conseqüentemente, para a tarifa.

Além disso, o trabalho desenvolve indicador e metodologia para aplicação nos estudos pós-operacionais e de planejamento dos sistemas isolados. Com esses objetivos reunidos não se identificam na literatura contribuições similares.

Assim, considerando as especificidades dos motivadores do trabalho, algumas publicações com similaridade, embora parcial, puderam ser levantadas e são relacionadas a seguir.

McGowin (2000) apresenta um sistema de monitoramento remoto de pequenos sistemas de geração destinados ao atendimento de uma comunidade isolada no Estado do Alaska, Estados Unidos. A concepção apresentada permite o monitoramento remoto em tempo real da planta de geração e sua operação não assistida por operador.

Considerando a diversidade de porte, de recursos e de infra-estrutura existente nas usinas dos sistemas elétricos do Brasil, a adaptação do mesmo aos recursos implantados seria extremamente dispendiosa e de resultado, certamente bastante abaixo do alcançado no sistema do Alaska.

Sá & Cezar (1997) propõem indicadores de confiabilidade para aplicação no planejamento da geração de curto e médio prazo em sistemas de potência. A proposição de indicador de desempenho no planejamento da geração dos sistemas isolados é um dos produtos resultantes do sistema de coleta de dados remoto.

Machado *et al.* (2002) definem o planejamento da expansão de sistemas como a busca de um cronograma que minimize os custos de investimento e operação desses sistemas e propõe a criação de indicadores como ferramenta para os estudos de expansão.

Kersul (2003) apresenta o desenvolvimento de um sistema de supervisão remoto para subestações de pequeno porte que operam desassistidas, de forma a melhorar o desempenho operacional dessas instalações, através de um sistema de supervisão e controle que busca simplicidade, eficiência e baixo custo.

Costa (2002) propõe indicadores de qualidade relacionados à conformidade da onda de tensão e sua aplicação na regulamentação do setor elétrico e nos contratos de concessão.

Souza *et al.* (2005) apresentam um sistema de monitoramento de qualidade de energia e tratamento estatístico de dados integrando diferentes sistemas de coletas de grandezas elétricas. Nesta abordagem vale ressaltar a intenção de adequar a solução tecnológica às “tendências regulatórias”,



desenvolvendo, a partir dos dados tratados, indicadores de qualidade relacionados ao nível de tensão e interrupções no fornecimento.

## **1.5 - ESTRUTURA DO TRABALHO**

Em seqüência a este capítulo, os demais apresentam a seguinte constituição.

No Capítulo 2 são considerados os aspectos relevantes dos sistemas isolados, que levaram à concepção da metodologia proposta neste trabalho, as características físicas e forma de operação das usinas desses sistemas, além de apresentar as implicações dos resultados atuais da conta CCC e as expectativas futuras dessa fonte de recursos.

No Capítulo 3 descreve-se o modelo do sistema de coleta de dados remoto concebido para pequenas usinas geradoras dos sistemas isolados e implantado como projeto de telemetria em quatro usinas geradoras localizadas no Estado do Pará, a forma de transmissão dos dados das usinas para uma estação central, a forma de recebimento dos dados nessa estação, assim como a preparação dos mesmos para análise.

No Capítulo 4 são apresentados os resultados das análises das curvas de carga coletadas pelo sistema de telemetria e o tratamento das mesmas na apuração das interrupções no fornecimento de energia. Também são apresentados os resultados das análises do consumo de combustível das usinas, além do desenvolvimento de um indicador de desempenho que correlaciona a disponibilidade e a forma de operação das unidades geradoras com esse consumo.

No Capítulo 5 são apresentados os custos do sistema de coleta de dados remoto, o impacto dos custos de implantação desses sistemas para todas as usinas isoladas e a definição de modelos de coleta de dados, com base em um valor limite de implantação, tomando como base modelos de usinas dentro de um critério de custo x benefício.

No Capítulo 6 apresenta-se a contribuição deste trabalho no desenvolvimento da regulação da ANEEL, a legislação publicada e suas conseqüências.

Finalmente, na conclusão são incluídas sugestões para continuação dos estudos associados ao tema desta tese e os trabalhos complementares que podem redundar em ganhos de eficiência e eficácia para os sistemas isolados.

## **2 - CARACTERÍSTICAS FÍSICAS E OPERACIONAIS DOS SISTEMAS ISOLADOS DA AMAZÔNIA**

No capítulo anterior foram descritas algumas características dos sistemas isolados da Região Amazônica que são apresentadas para justificar a operação ineficiente e a má qualidade do fornecimento da energia oferecida às populações atendidas por esses sistemas.

A baixa densidade demográfica, as distâncias, as dificuldades de acesso e, como consequência de tudo isso, os altos custos relativos de atendimento são, sem dúvida alguma, fatores relevantes para serem considerados numa análise global do desempenho operacional e financeiro dos sistemas isolados.

Porém, essas justificativas em nenhuma hipótese devem servir para dar razão ao imobilismo da falta de ações efetivas que busquem minimizar os problemas e melhorar a qualidade do fornecimento às populações dessa Região, atendidas por serviço público de energia elétrica.

Por outro lado, quando se buscam soluções para problemas da Amazônia, todo cuidado deve ser tomado no sentido de não se aplicarem soluções “padronizadas” que deram certo em outras áreas do mundo, ou ainda, não se deve estar preso a preconceitos, os quais podem levar a erros de proporções “amazônicas”, assim como são em tamanho e complexidade os problemas dessa parte do Brasil.

Uma das principais falhas na análise do desempenho dos sistemas isolados é considerá-los como uniformes em seu tamanho e disponibilidade de recursos. Os sistemas isolados podem ser divididos em duas categorias em termos de disponibilidade de recursos de controle, que são os sistemas das capitais e do interior dos estados (Frota & Bajay, 2004).

Quanto ao mercado de energia elétrica, pode-se dividir esses em três categorias, que são:

- mercados de energia das capitais dos estados, atendidos por sistemas hidrotérmicos, com taxa de atendimento por serviço público de energia elétrica de

quase 100% da população e qualidade do fornecimento, embora inferior à do sistema interligado, bastante superior às taxas dos demais sistemas isolados;

- mercados de energia de sedes municipais ou de cidades relevantes dentro dos municípios, atendidos por sistemas, normalmente térmicos a diesel, com abrangência do serviço restrita somente ao centro urbano principal do município, com pouca ou quase nenhuma penetração rural, além de apresentarem graves problemas relacionados à qualidade do serviço e à eficiência do controle operacional;

- mercados de energia elétrica dispersos, constituídos por pequenas comunidades, normalmente não atendidas por serviço público regular, sendo o fornecimento, quando existente, efetuado por pequenos geradores particulares ou doados pelas prefeituras municipais (Souza, 2005). Nesses casos, o controle da usina muitas vezes não é efetuado por uma concessionária de serviço público e a qualidade do fornecimento é crítica.

As ações de melhoria do desempenho dos sistemas isolados necessárias de se implantar devem passar, primeiramente, por uma análise da situação atual e das ações e omissões do passado para, posteriormente, se efetuar uma análise prospectiva de cenário, levando em conta, inclusive, os estímulos aos investimentos no setor de energia elétrica que atualmente estão sendo dados pelo poder concedente.

Neste sentido, os instrumentos de estímulo implantados pelo Governo Federal a partir de 2003, como a sub-rogação da CCC e o Programa “Luz para Todos” têm um impacto importante no presente e no futuro desses sistemas e, conseqüentemente, devem ser considerados no planejamento de ações a médio e longo prazos, dos mesmos.

Assim, neste capítulo, são apresentados alguns dados que caracterizam os problemas de qualidade do desempenho dos sistemas isolados da Região Amazônica, sendo analisados aspectos físicos e operacionais relevantes. Além disso, também é desenvolvido um tópico específico sobre a situação atual da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis e suas expectativas atuais e futuras.

## 2.1 ASPECTOS DA QUALIDADE DOS SISTEMAS ISOLADOS

A avaliação da qualidade do fornecimento de energia elétrica envolve, sob a ótica da regulamentação existente desses serviços no Brasil, dois aspectos: a continuidade do fornecimento e a conformidade dos níveis de tensão.

No que tange à conformidade dos níveis de tensão, a normatização existente no Brasil, contempla somente a regulamentação da tensão de regime permanente, definida conforme a Resolução ANEEL 505, de 26 de novembro de 2001.

Nesse aspecto, a qualidade de fornecimento dos sistemas isolados não apresenta problemas típicos, visto que as não conformidades associadas aos níveis de tensão são conseqüências de problemas nas redes de distribuição que se apresentam demasiadamente carregadas, ou não compensadas com fontes de reativo capacitivo, entre outros.

Por exemplo, uma rede de distribuição mal compensada por fontes de reativo capacitivo transfere para a geração toda a necessidade de suporte de reativo. Este fato contribui para o carregamento excessivo dos geradores. Entretanto, este não é um aspecto de interesse deste trabalho.

Assim sendo, os problemas de tensão desses sistemas não apresentam, em geral, correlação com a geração. Porém, a ocorrência de defeitos na rede de distribuição afeta as usinas, tendo como conseqüência um número excessivo de desligamentos por atuação de proteção das unidades geradoras, originados por curto-circuitos no sistema de distribuição.

Quanto ao aspecto da continuidade, este é, sem dúvida um elemento crítico na avaliação da qualidade do fornecimento de energia elétrica dos sistemas isolados.

No Brasil, quando se pretende mensurar a qualidade do fornecimento de energia, busca-se, em primeiro lugar, apresentar os indicadores de DEC e FEC, que são a Duração e a Freqüência Equivalente de Interrupção por Unidade

Consumidora, respectivamente, a quantidade de horas e o número de vezes que cada consumidor, em média, ficou sem fornecimento em determinado conjunto de consumidores.

Esses indicadores foram inicialmente definidos na Portaria do Departamento Nacional de Energia Elétrica (DNAEE) 046, de 17 de abril de 1978. Porém, a apuração dos mesmos, durante muito tempo, foi efetuada pelas concessionárias de serviço público de energia, sem nenhuma forma de auditoria pelo poder concedente, o qual também não cobrava obediência às metas de qualidade estabelecidas naquele documento normativo que se tornaram, dessa forma, apenas instrumento gerencial interno das empresas.

Por outro lado, a Portaria DNAEE 046/78 não abrangia todo o mercado brasileiro de energia elétrica, pois excluía da obrigatoriedade de apuração os sistemas isolados com menos de 5.000 consumidores.

Dessa forma, quase todos os sistemas isolados existentes na Região Norte, pelo seu tamanho, não puderam ter sequer um histórico de desempenho formado na vigência dessa portaria.

O formato atual de apuração dos indicadores de qualidade, que tem como uma das suas características principais a universalidade da apuração, foi definido pela ANEEL através da Resolução 024, de 27 de janeiro de 2000. Dessa forma, existe um histórico confiável a partir de 2001, que pode ser adotado para efeito comparativo.

Nas figuras 2.1 e 2.2 são apresentadas as evoluções, no período de 2002-2005, dos indicadores de qualidade DEC e FEC médios do Brasil e das diversas regiões brasileiras (ANEEL, 2006).

Vale ressaltar, que apesar da forte correlação dos sistemas isolados com a Região Norte, aproximadamente 50% dos consumidores desta região são atendidos pelo Sistema Interligado Nacional.

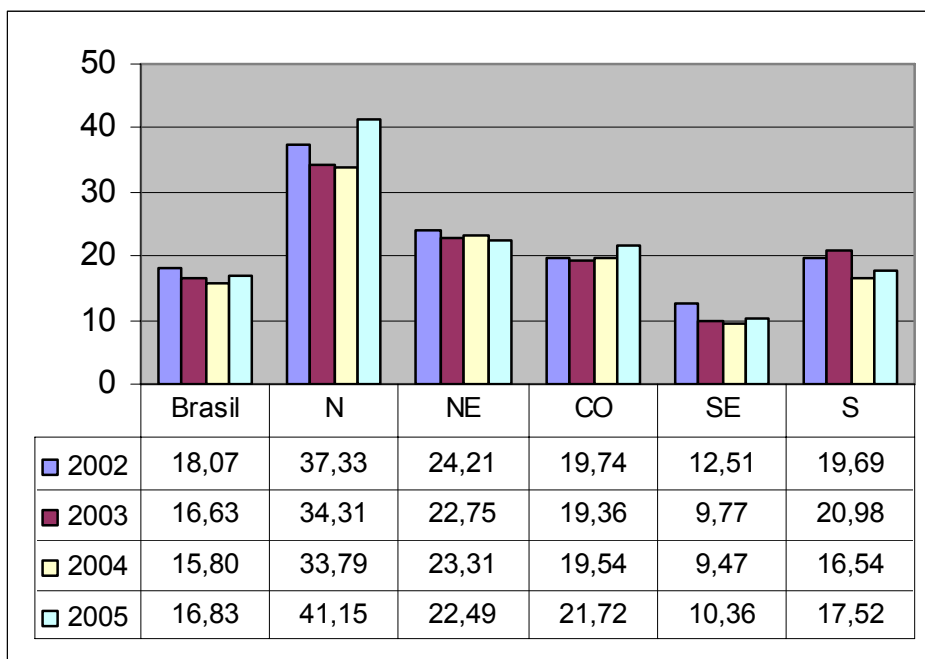


Figura 2.1 – Indicador DEC (h) – Brasil e Regiões – 2002 / 2005 (ANEEL, 2006).

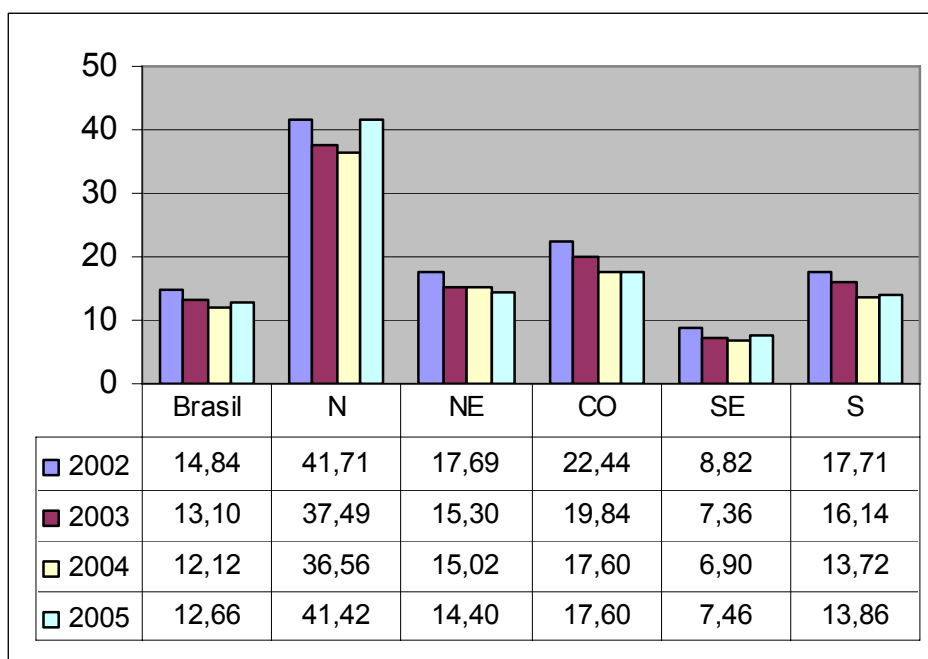


Figura 2.2 – Indicador FEC – Brasil e Regiões – 2002 / 2005 (ANEEL, 2006).

Pode-se observar que o histórico do DEC, que mede a duração média total das interrupções, apresentou, na Região Norte, valores que superam em mais de 50 % os registrados na Região Nordeste, que apresenta o 2º pior desempenho das regiões brasileiras, sendo mais de 100 % superior à média nacional.

Com relação ao FEC, que mede a frequência média total das interrupções, os valores registrados na Região Norte superam em mais de 100 % os registrados na Região Nordeste, sendo até 200 % acima da média nacional.

Vale ressaltar que o desempenho mais crítico na Região Norte do indicador FEC em relação ao indicador DEC, se comparado com as demais regiões do País, é decorrente de uma característica intrínseca dos sistemas isolados, nos quais as interrupções de curta duração ocorrem com bastante frequência.

No sistema interligado, a ocorrência de curto-circuitos nas redes de distribuição, na maioria das vezes extinguíveis após a primeira interrupção com a utilização de recurso de religamento automático, contribui para a minimização do indicador FEC, visto que interrupções inferiores a três minutos não entram na apuração desse indicador, de acordo com as regras estabelecidas na Resolução ANEEL 024, de 27 de janeiro de 2000.

Porém, nos sistemas isolados de menor porte, a ocorrência de curto-circuitos nas redes de distribuição geralmente provocam o desligamento geral das usinas e, conseqüentemente, dos sistemas isolados como um todo, o que torna elevado o tempo de recomposição.

Dessa forma, essas interrupções acabam sendo consideradas na apuração para cálculo do FEC, o que contribui decisivamente para a elevação desse indicador nesses sistemas.

Nos sistemas isolados de maior porte, entretanto, o comportamento é semelhante ao do sistema interligado, no qual essas ocorrências típicas de defeitos em alimentadores de rede de distribuição somente ocasionam a interrupção do alimentador envolvido, e que também, na maioria dos casos, são normalizadas nas tentativas automáticas de religamento, não sendo computadas



para efeito de apuração de DEC e FEC devido a sua duração ser inferior a três minutos.

As figuras 2.3 e 2.4 apresentam as evoluções, no período de 2002-2005, dos indicadores de qualidade DEC e FEC médio das concessionárias de energia elétrica da Região Norte, cujos mercados são atendidos predominantemente por sistemas isolados (ANEEL, 2006).

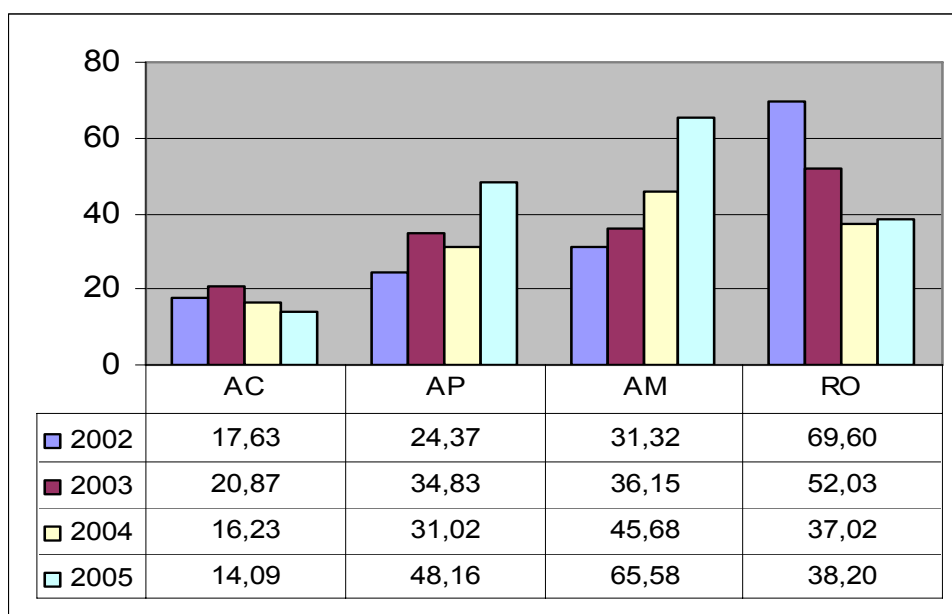


Figura 2.3 – Indicador DEC (h) – Estados da Região Norte– 2002/2005 (ANEEL, 2006).

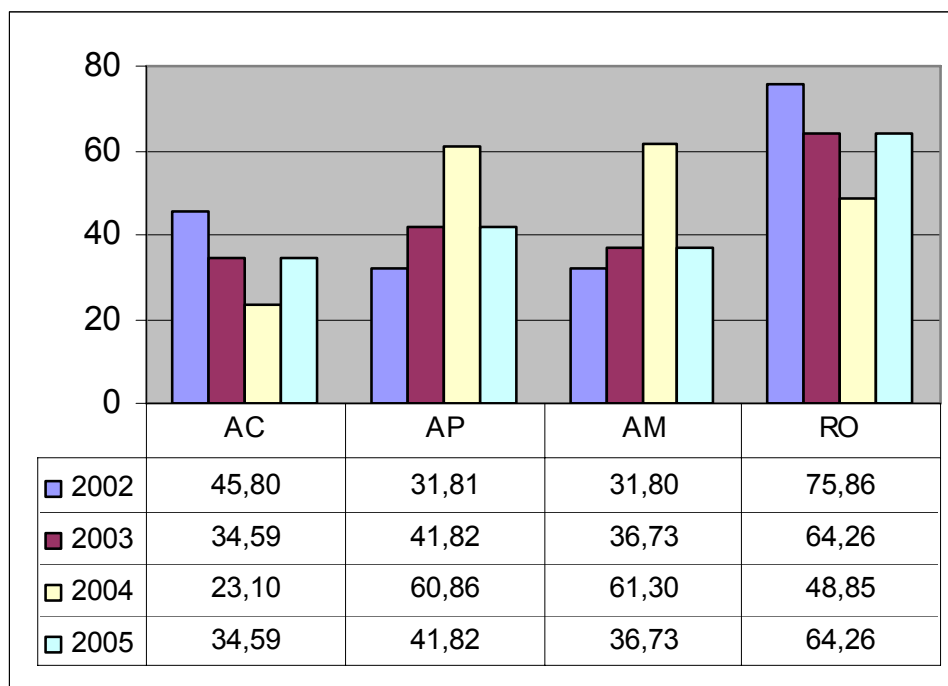


Figura 2.4 – Indicador FEC – Estados da Região Norte – 2002/2005 (ANEEL, 2006).

Pode-se observar que o desempenho operacional dos sistemas isolados não somente é inferior ao do sistema interligado, como também apresenta um comportamento bastante irregular conforme o local e o período de tempo considerado

Este fato é consequência da existência nesses sistemas de oscilação entre períodos críticos na qualidade de fornecimento de energia elétrica, com crises de oferta de energia provocadas por quebras sucessivas de unidades geradoras, assim como de atrasos nos cronogramas de expansão, intercalados por períodos relativamente curtos de atendimento regular. Este comportamento é uma característica típica dos sistemas isolados.

## 2.2 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DOS SISTEMAS ISOLADOS

O conjunto dos sistemas isolados existentes no Brasil não corresponde exatamente ao da Região Amazônica. Existem pequenos sistemas isolados nas demais regiões. Porém, esses sistemas, num total de 4 (quatro), são pouco significativos tanto na quantidade como no porte, correspondendo a somente 0,2 % do mercado dos sistemas isolados, como pode ser constatado dos valores apresentados na tabela 2.1 (ELETROBRAS, 2005b).

Tabela 2.1 –Carga Própria dos Sistemas Isolados - 2005 (MWh) (ELETROBRAS, 2005b).

Estado	Concessionária	Previsão de carga própria - 2005			
		MWh	%	Total Estado	%
Roraima	CER	106.924	1,0%	574.653	5,1%
	Boa Vista Energia	467.729	4,2%		
Amapá	CEA	868.080	7,8%	917.794	8,2%
	ELN-Macapá	49.714	0,4%		
Amazonas	CEAM	822.598	7,4%	5.916.291	52,9%
	Manaus Energia	5.093.693	45,6%		
Acre	ELETROACRE	652.694	5,8%	661.782	5,9%
	ELN-Rio Branco	9.088	0,1%		
Rondônia	CERON	2.252.707	20,2%	2.329.444	20,8%
	ELN-Porto Velho	76.737	0,7%		
Pará	CELPA	305.384	2,7%	347.171	3,1%
	Jari Celulose	41.787	0,4%		
Mato Grosso	CEMAT	407.247	3,6%	407.247	3,6%
Sub-total GTON		11.154.382	99,8%	11.154.382	99,8%
Pernambuco	CELPE	7.795	0,1%	7.795	0,1%
Maranhão	CEMAR	801	0,0%	801	0,0%
Bahia	COELBA	835	0,0%	835	0,0%
M. G. do Sul	ENERSUL	15.020	0,1%	15.020	0,1%
Total Sistemas Isolados		11.178.833	100,0%	11.178.833	100,0%

Vale ressaltar que os sistemas isolados da Região Amazônica incluem, além dos sistemas dos estados da Região Norte que são, Amazonas, Pará, Acre, Roraima, Rondônia e Amapá, os sistemas da parte setentrional do estado do Mato Grosso.

Na tabela 2.2 são apresentados, além do quantitativo de sistemas isolados por estado da federação e por empresa, os dados do parque termelétrico desses sistemas, incluindo número de unidades geradoras e potência instalada, quantificado por estado e por agente (ELETROBRAS, 2005b).

Tabela 2.2 –Parque Termelétrico dos S. I. – Janeiro/2005 (ELETROBRAS, 2005b).

Estado	Concessionária	Número de Sistemas Isolados	Número de Unid. Geradoras	Potência Nominal (kW)
Roraima	CER	94	114	23.670
	Boa Vista Energia	1	3	62.000
Amapá	CEA	4	15	18.045
	ELN-Macapá	1	30	145.800
Amazonas	CEAM	95	426	325.363
	Manaus Energia	1	116	900.200
Acre	ELETROACRE	13	66	32.572
	ELN-Rio Branco(*)	1	24	94.407
Rondônia	CERON	37	148	101.060
	ELN-Porto Velho(*)	1	12	549.900
Pará	CELPA	40	155	95.614
	Jari Celulose	3	11	69.865
Mato Grosso	CEMAT	31	206	105.039
Sub-total GTON		321	1326	2.523.535
Pernambuco	CELPE	1	3	2.730
Maranhão	CEMAR	1	3	872
Bahia	COELBA	1	5	1.578
M. G. do Sul	ENERSUL	1	3	4.500
Total Sist. Isolados - Termelétricas		325	1340	2.533.215

(\*) O mesmo Sistema atende parte dos estados do Acre e Rondônia

Nos sistemas isolados não existem apenas usinas termelétricas. Na tabela 2.3 são apresentados os dados do parque hidrelétrico dos sistemas isolados, incluindo número de unidades geradoras e potência instalada, quantificado por estado e por agente (ELETROBRAS, 2005b).

Tabela 2.3 –Parque Hidrelétrico dos S. I. – Janeiro/2005 (ELETROBRAS, 2005b).

Estado	Concessionária	Número de Unid. Geradoras	Potência Nominal (kW)
Roraima	CER	2	5.000
Amapá	ELN-Macapá	3	75.000
Amazonas	Manaus Energia	5	250.000
Rondônia	CERON	23	57.404
	ELN-Porto Velho	5	216.000
Mato Grosso	CEMAT	25	32.975
Total Sist. Isolados - Hidrelétricas		63	636.379

Pela comparação dos dados apresentados nas tabelas 2.2 e 2.3, pode-se observar que, nos sistemas isolados, o parque gerador termelétrico corresponde a cerca de 96 % do total de unidades geradoras e a 80 % da potência instalada, em sua quase totalidade localizado na Região Amazônica.

A potência média instalada nas usinas termelétricas dos sistemas isolados é de 7,8 MW e, por unidade geradora, de 1,9 MW. Excluindo o sistema Manaus, que representa 36 % da capacidade instalada de todos os sistemas isolados, essa média se reduz para 5,0 MW por usina e, 1,3 MW por unidade geradora.

Na tabela 2.4 é apresentado o balanço de geração hidráulica e térmica dos sistemas isolados para 2005 (ELETROBRAS, 2005b). Pode-se observar que, do total de geração prevista para 2005 nos sistemas isolados, cerca de 74,1 % são produzidos por geração termelétrica a óleo, sendo que a geração hidrelétrica é responsável por 20,9 % da energia produzida nesses sistemas.

Vale ressaltar que, além da geração hidráulica e térmica prevista para o ano 2005, uma parte do suprimento dos sistemas isolados é efetuado por geração de energia a biomassa em 0,5 %, e os 4,5 % restantes, correspondem à compra de energia do complexo hidrelétrico de Gran Guri, na Venezuela, o que, nesse caso, não caracteriza geração própria, mas importação de energia.

Tabela 2.4 – Balanço de Geração dos Sistemas Isolados - 2005 (ELETORAS, 2005b).

Tipo de fonte	Previsão de Geração - 2005	
	MWh	%
UHE	1.795.800	16,8%
PCH	446.760	4,2%
<b>Total de Fonte Hidráulica</b>	<b>2.242.560</b>	<b>20,9%</b>
Diesel	3.477.720	32,5%
PTE	2.733.120	25,5%
Combustível	595.680	5,6%
PGE	1.121.280	10,5%
<b>Total de Fonte Térmica a Óleo</b>	<b>7.927.800</b>	<b>74,1%</b>
<b>Importação de Energia (Venezuela)</b>	<b>481.800</b>	<b>4,5%</b>
<b>Total de Fonte Térmica a Biomassa</b>	<b>52.560</b>	<b>0,5%</b>
<b>Geração Total</b>	<b>10.704.720</b>	<b>100,0%</b>

A tabela 2.5 apresenta a previsão de óleo para geração de energia das usinas termelétricas dos sistemas isolados para o ano de 2005, classificados pelos diversos tipos de derivados de petróleo utilizados nos sistemas isolados: óleo diesel, óleo combustível, óleo leve para turbina elétrica (PTE) e óleo pesado para geração elétrica (PGE).

Vale ressaltar que o maior volume de combustível demandado pelos sistemas isolados é o de óleo PTE, com cerca de 1,132 bilhões de litros, seguido de perto pelo óleo diesel, com cerca de 1,027 bilhões de litros (ELETROBRAS, 2005c).

Tabela 2.5 – Previsão de Óleo para as Usinas dos Sistemas Isolados – 2005  
(ELETROBRAS, 2005c).

Estado	Concessionária	Consumo de Óleo			
		Diesel (Lx1000)	PTE (Lx1000)	Combustível (Ton)	PGE (Ton)
Roraima	CER	15.670			
	Boa Vista Energia	16.442			
Amapá	CEA	20.635			
	ELN-Macapá	125.169			
Amazonas	CEAM	191.152			
	CGE	125.750			
	Manaus Energia	-	787.880	189.238	229.099
Acre	ELETROACRE	46.071			
	ELN-Rio Branco	77.369			
Rondônia	CERON	72.221			
	ELN-Porto Velho	159.066	344.570		
Pará	CELPA	91.615			
	Jari Celulose	6.092		6.444	
Mato Grosso	CEMAT	72.092			
Sub-total GTON		1.019.344	1.132.450	195.682	229.099
Pernambuco	CELPE	2.339			
Maranhão	CEMAR	240			
Bahia	COELBA	251			
M. G. do Sul	ENERSUL	4.506			
Total Sistemas Isolados		1.026.680	1.132.450	195.682	229.099

A tabela 2.6 apresenta a previsão de recursos financeiros necessários para aquisição dos requisitos de óleo dos sistemas isolados para o ano de 2005 e que, portanto, devem ser previstos para cobertura da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis. Vale ressaltar que o óleo diesel é o que requer maior volume de recursos.

Merece destaque, também, o fato do custo total apresentado na tabela 2.6 não corresponder ao custo total da conta CCC para o ano de 2005, que foi de aproximadamente 3,6 bilhões de reais. Isto ocorre devido, no cálculo da conta CCC, ser contabilizada igualmente a compensação de gastos do ano anterior, sendo incorporados possíveis déficits ou superávits financeiros do exercício já realizado.

Tabela 2.6 - Previsão de Custo do Óleo para as Usinas dos Sistemas Isolados-2005  
(ELETROBRAS, 2005c).

Estado	Concessionária	Despesas Com Óleo (R\$ x 1.000)			
		Diesel	PTE	Combustível	PGE
Roraima	CER	23.505			
	Boa Vista Energia	24.663			
Amapá	CEA	30.953			
	ELN-Macapá	187.754			
Amazonas	CEAM	286.728			
	CGE	188.625			
	Manaus Energia	0	1.024.244	187.346	249.718
Acre	ELETROACRE	69.107			
	ELN-Rio Branco	116.054			
Rondônia	CERON	108.332			
	ELN-Porto Velho	238.599	447.941		
Pará	CELPA	137.423			
	Jari Celulose	9.138		6.380	
Mato Grosso	CEMAT	108.138			
Sub-total GTON		1.529.016	1.472.185	193.725	249.718
Pernambuco	CELPE	3.509			
Maranhão	CEMAR	360			
Bahia	COELBA	377			
M. G. do Sul	ENERSUL	6.759			
Total Sistemas Isolados		<b>1.540.020</b>	<b>1.472.185</b>	<b>193.725</b>	<b>249.718</b>
		<b>3.455.648</b>			

Com referência aos dados apresentados nas tabelas 2.5 e 2.6, algumas considerações devem ser ressaltadas:

- a) O elevado custo do óleo para as usinas dos sistemas isolados não é de responsabilidade exclusiva das empresas que operam as respectivas centrais desses sistemas. Esse custo é rateado entre todos os agentes do setor elétrico que atendem consumidores finais, através do mecanismo da Conta de Consumo de Combustíveis dos Sistemas Isolados (CCC-Isol);
- b) As usinas movidas a óleo diesel são as que requerem maior quantidade de recursos financeiros da conta CCC-Isol e, historicamente, são as que apresentam gestão mais deficitária, conforme apresentado no Capítulo 1. Essas usinas são, normalmente, as de menor porte que atendem as localidades mais afastadas e, portanto, de mais difícil acesso e controle operacional;



- c) Na previsão do custo do combustível para os sistemas isolados, utiliza-se como premissa básica para remuneração através da CCC-Isol, que o consumo específico das usinas movidas a óleo diesel apresenta valor de 300 L/MWh (ELETROBRAS, 2005b). Porém, não há mecanismos de controle eficaz para aferir esse consumo e avaliar não apenas o desempenho das operadoras de serviço público no controle operacional dessas usinas, como também, se o consumo específico definido como padrão é o valor ótimo.

A seguir, são descritos o mecanismo de funcionamento da CCC e as principais características das usinas termelétricas dos sistemas isolados, que utilizam óleo diesel como combustível primário.

## **2.3 A CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS (CCC)**

Desde a década de 1970 até o ano de 1993, vigorou no Brasil o Regime de Remuneração Garantida, pelo qual, a tarifa de fornecimento de energia elétrica permaneceu equalizada em todo o território nacional. Nesse modelo, empresas que apresentavam melhor desempenho contribuíam compulsoriamente para a manutenção do equilíbrio das demais empresas que, por motivo de tamanho, qualidade e localização do mercado de energia elétrica, não conseguiam garantir por conta própria a remuneração dos seus serviços.

O mecanismo de rateio do custo com a aquisição de combustíveis fósseis para a geração de energia elétrica teve início no Brasil em 1973. O estabelecimento desse mecanismo, implantado inicialmente apenas nos sistemas interligados, apresentou como justificativa a necessidade de se compensar as empresas supridoras de energia pela parte da geração, injetada no sistema interligado, cuja fonte primária de energia fosse de combustíveis fósseis, os quais, naquela época, passavam por um período de forte elevação de preços por conta do 1º choque do Petróleo (Jannuzzi & Swisher, 1997).

Naturalmente, pela filosofia implantada no Brasil na ocasião, com operação interligada e equalização tarifária, nada mais justo que esse custo adicional que possui potencial para afetar o equilíbrio econômico-financeiro das empresas concessionárias detentoras da concessão de usinas termelétricas, fosse rateado entre as empresas detentoras de mercado, na proporção do tamanho dos mesmos.

O Regime de Remuneração Garantida sofreu, no decorrer de sua existência, severas críticas, por ser considerado um modelo que incentivava a ineficiência operacional das concessionárias de serviço público. Dessa forma, através da Lei 8.631, de 04 de março de 1993, esse regime foi extinto, juntamente, com as contas de compensação que o sustentavam, que eram a Conta de Resultados a Compensar (CRC) e a Reserva Nacional de Compensação da Remuneração (RENCOR).

Como conseqüência da extinção do Regime de Remuneração Garantida, a revisão da tarifa de fornecimento de energia elétrica passou a ser definida por empresa, tomando como base seu custo operacional. Essa nova metodologia certamente implicaria numa elevação acentuada das tarifas aplicadas nas áreas de concessão das empresas concessionárias, nas quais uma parcela significativa do mercado fosse atendida por sistemas termelétricos isolados, dado o seu custo operacional mais elevado.

Dessa forma, na mesma Lei 8.631, de 04 de março de 1993, foi estabelecido que seria estendido a todas as concessionárias de distribuição do País, o rateio do custo de consumo de combustíveis para geração de energia elétrica nos sistemas isolados, como forma de compensar as distribuidoras que atendem esses mercados.

Através da Portaria DNAEE 218, de 05 de abril de 1993, foi definido que o rateio da CCC seria desdobrado em 03 (três) subcontas:

- a) CCC Sul/Sudeste/Centro-Oeste (CCC-S/SE/CO), destinada a cobrir os custos de combustíveis fósseis da geração térmica do sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste e que tem como contribuintes todas as concessionárias que atendam a consumidores finais e

cujos sistemas elétricos estejam, em todo ou em parte, conectados àquele sistema interligado;

- b) CCC Norte/Nordeste (CCC-N/NE), destinada a cobrir os custos de combustíveis fósseis da geração térmica do sistema interligado Norte/Nordeste e que tem como contribuintes todas as concessionárias que atendam a consumidores finais e cujos sistemas elétricos estejam, em todo ou em parte, conectados àquele sistema interligado;
- c) CCC dos sistemas isolados (CCC-ISOL), destinada a cobrir os custos de combustíveis fósseis da geração térmica dos sistemas isolados e que tem como contribuintes todas as concessionárias do Brasil que atendam a consumidores finais.

Vale ressaltar que, no caso da conta CCC-ISOL, o rateio não é efetuado sobre todo o montante de recursos previsto para aquisição de combustível para geração de energia elétrica das usinas dos sistemas isolados. Nesse caso, é definida pelo poder concedente uma tarifa de referência denominada “Energia Hidráulica Equivalente”, a qual deve servir de parâmetro para o rateio.

Dessa forma, no caso da conta CCC-ISOL, a diferença entre o custo da geração térmica previsto e o custo de se produzir esse mesmo montante de energia tarifada pela “Energia Hidráulica Equivalente” é rateado entre todos os concessionários que atendam consumidores finais com base na proporção da energia vendida aos respectivos consumidores.

A Resolução 350, de 22 de dezembro de 1999, atualizou os procedimentos para planejamento, composição e gerenciamento da CCC. Nesse sentido pode-se destacar que, no caso das contas CCC-N/NE e CCC-S/SE/CO, a estimativa de custo com geração térmica deve se basear na geração prevista para os respectivos sistemas, definida no planejamento da operação de médio prazo do ONS.

No caso da conta CCC-ISOL, a estimativa de custo com geração térmica deve se basear na geração prevista para esses sistemas, estabelecida no Plano

de Operação para os Sistemas Isolados, definido pelo Grupo Técnico Operacional da Região Norte – GTON.

De posse das estimativas de geração definidas pelo ONS e GTON, a ELETROBRAS elabora o Plano Anual de Combustíveis do Sistema Interligado e dos Sistemas Isolados.

Esse plano serve de referência para a Agência Nacional de Energia Elétrica fixar, através de despacho específico, os valores das cotas referentes aos dispêndios com combustíveis para cada concessionária, em cada conta específica.

Na elaboração do Plano Anual de Combustíveis dos Sistemas Isolados, os recursos financeiros necessários à cobertura da CCC são calculados com base no volume de combustíveis necessários à geração total de energia prevista para cada tipo de fonte, conforme definido na equação 2.1.

$$U_{cc} = U_{od} + U_{oc} + U_{pte} + U_{pge}$$

(2.1)

em que:

$U_{cc}$  – Encargo total com combustíveis da CCC, em R\$;

$U_{od}$  – Parcela de encargos da CCC com óleo diesel, em R\$;

$U_{oc}$  – Parcela de encargos da CCC com óleo combustível, em R\$;

$U_{pte}$  – Parcela de encargos da CCC com óleo PTE, em R\$;

$U_{pge}$  – Parcela de encargos da CCC com óleo PGE, em R\$.

Conforme citado anteriormente, a maior parte das despesas com combustíveis são referentes a usinas termelétricas que utilizam óleo diesel como combustível primário. Dessa forma, a equação 2.2 apresenta o detalhamento da formulação da parcela de encargos da CCC com óleo diesel.

$$Uod = Eod \times Cesp \times uod \quad (2.2)$$

em que:

*Uod* - Parcela de encargos da CCC com óleo diesel, em R\$;

*Eod* – Energia gerada por geradores diesel-elétricos, em MWh;

*Cesp* – Consumo específico de geradores diesel-elétricos, em L / MWh;

*uod* – Preço unitário do óleo diesel, em R\$ / L.

A energia a ser gerada pelos geradores é definida por estudos de mercado. Quanto ao consumo específico, este é definido pela normatização da ELETROBRAS, que estabelece valor limite de referência de 300 litros de óleo diesel para cada MWh de energia gerada.

O consumo específico estabelecido pelo poder concedente não leva em consideração o porte das unidades geradoras, nem tampouco a forma de operação das mesmas, o que torna esse valor um importante objeto de análise, utilizando os dados obtidos pelo sistema de telemetria, a ser considerado no Capítulo 4.

## 2.4 EXPECTATIVAS FUTURAS DA CCC

A Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, com a nova redação dada pela Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, definiu que o mecanismo de rateio do custo de combustíveis fósseis necessário à operação do parque térmico dos sistemas isolados deverá ter seu término no ano de 2022.

Mesmo considerando as incertezas relacionadas ao prazo acima especificado, o qual pode ser prorrogado ou antecipado através de dispositivo legal, existem dois fatores que podem contribuir para elevar ou reduzir o volume de recursos necessários à manutenção da conta CCC dos sistemas isolados.

Um deles é a sub-rogação da CCC, prevista na Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, e regulamentada através das Resoluções:

- ANEEL 784, de 24 de dezembro de 2003;
- ANEEL 146, de 14 de fevereiro de 2005;
- ANEEL 220, de 16 de maio de 2006.

Este é um mecanismo que permite ao empreendedor o ressarcimento entre 75 % e 100 % do valor investido em obra que reduza o consumo de combustível subsidiado pela CCC dos sistemas isolados (Silva *et al.*, 2005).

Através desse mecanismo, diversas obras de expansão do sistema, que incorporam ao sistema interligado sistemas anteriormente supridos por usinas termelétricas isoladas, além de obras de efficientização de usinas, cujo custo era considerado anteriormente elevado, passam a apresentar viabilidade econômica. Assim, o mecanismo de sub-rogação deve contribuir para a redução de parte dos sistemas isolados (ANEEL, 2004).

Por outro lado, o programa de universalização dos serviços de energia elétrica, definido na Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, e regulamentado através da Resolução ANEEL 223, de 29 de abril de 2003, estabelece que as concessionárias de distribuição devem atender a todo pedido de ligação de consumidor com carga instalada inferior a 50 kW e que possa ser atendido em tensão inferior a 2,3 kV, sem qualquer ônus para o consumidor.

O programa de universalização prevê a implantação da regra acima citada de forma progressiva, no período de 2004 a 2015, conforme o índice de atendimento de serviços de energia elétrica de cada município.

Este programa deve propiciar um elevado impulso na implantação de sistemas isolados de pequeno porte, em localidades não atendidas. Dependendo do porte e das vantagens de cada localidade, estas poderão ser atendidas por sistemas alternativos de energia ou usinas que utilizam combustíveis fósseis como fonte primária.

A tabela 2.7 apresenta uma comparação entre os índices de atendimento médio nacional, da Região Norte e do Estado do Pará, onde pode-se observar

que a região onde estão os sistemas isolados é a que apresenta maior déficit de atendimento com serviços de energia elétrica (Conde *et al.*, 2003).

Tabela 2.7 – Índice de Atendimento do Serviço Público de Energia Elétrica (Conde *et al.*, 2003).

Unidade	km <sup>2</sup> x1000	Pop. em 2002 (x 1.000)	Hab./ km <sup>2</sup>	Domicílios em 2002 (x 1.000)	Consumidores Residenciais de E.E. (x1.000)	Índice de Atendimento <sup>1</sup>
Brasil	8.511	174.633	20,5	46.000	43.500	94,6 %
Norte	3.859	13.505	3,5	2.960	2.250	76,0 %
Pará	1.253	6.453	5,2	1.400	990	70,7 %

<sup>1</sup> Número de consumidores residenciais / número de domicílios.

Dentre as opções de atendimento dos sistemas isolados, as fontes que apresentam maior competitividade são as pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e as usinas eólicas. Porém, esses empreendimentos apresentam um atrativo restrito a uma pequena distância do empreendimento, o qual, por sua vez, depende de fatores naturais (queda d'água e vento).

Da mesma forma, a utilização de usinas a biomassa ainda depende da vocação local, de desenvolvimento tecnológico e de incentivos mais consistentes para aplicação em larga escala (Pinho, 2003).

Portanto, independentemente do grau de utilização de energia alternativa, o programa de universalização deverá ser um forte indutor da implantação de diversas pequenas centrais termelétricas ao longo da Região Amazônica, com reflexos sobre o valor da conta CCC dos sistemas isolados.

## **2.5 PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DAS USINAS TERMELÉTRICAS DOS SISTEMAS ISOLADOS**

As usinas dos sistemas isolados que são beneficiadas pelo mecanismo da CCC utilizam, no processo de conversão de energia, os seguintes tipos de óleo: combustível, PTE (óleo leve para turbina elétrica), PGE (óleo pesado para geração de energia) e diesel, sendo todos derivados de petróleo e, portanto, formados principalmente por hidrocarbonetos, separados no processo de refino, para obtenção dos diversos tipos de combustíveis (Acioli, 1994).

Como se pode observar na tabela 2.6, o óleo diesel é o que utiliza a maior parte dos recursos oriundos da CCC e que tem a sua utilização mais disseminada entre as concessionárias dos sistemas isolados, por ser o óleo predominantemente utilizado nas pequenas centrais termelétricas que atendem diversas localidades da Região Amazônica.

As usinas termelétricas a diesel apresentam, nos sistemas isolados, potências instaladas que variam entre 5 kW e 122.000 kW (ELETROBRAS, 2005b). Apesar dessa variação bastante acentuada, as pequenas usinas típicas que utilizam diesel como fonte primária de energia apresentam algumas características comuns que são relacionadas a seguir.

### **2.5.1 Sistema de Recebimento, Armazenamento e Tratamento de Óleo Diesel**

O recebimento de óleo diesel nas usinas é normalmente efetuado por caminhão tanque ou por balsa transportadora. O sistema de recebimento, armazenamento e tratamento de óleo inclui os seguintes componentes, nas usinas termelétricas (ELETROBRAS, 2004b).

Tanques de armazenamento aéreos – são basicamente de dois tipos: tanques cilíndricos horizontais e tanques cilíndricos verticais. Os primeiros são



normalmente aplicados onde o consumo é pequeno, sendo os verticais normalmente aplicados nas usinas de consumo mais elevado. Normalmente, a capacidade de armazenamento do tanque é calculada de forma a possibilitar um estoque operacional com uma margem de segurança suficientemente grande para atender um período entre abastecimentos. Dessa forma, a capacidade do tanque é influenciada não somente pelo consumo médio da usina, mas também, pela facilidade de abastecimento no local de instalação da mesma.

Os tanques de armazenamento aéreos devem ser cercados por uma mureta protetora de vazamentos (bacia de contenção). A figura 2.5 apresenta uma rede de tanques de armazenamento aéreos verticais de uma pequena central termelétrica (PCT) no Estado do Pará.



Figura 2.5 - Armazenamento de Combustível de uma PCT (UTE Salvaterra – Pará).

Filtros – têm por finalidade evitar que materiais estranhos possam danificar os componentes e bloquear as válvulas e os orifícios do injetor.

Centrífuga – as separadoras centrífugas aceleram o processo de decantação, substituindo a força de gravidade natural pela força centrífuga, atuando sobre o líquido e induzindo a um processo de separação muito mais

rápido entre o óleo diesel e as partículas sólidas (borras) e a água. A figura 2.6 apresenta um sistema de filtragem e centrifugação do óleo diesel de uma pequena central termelétrica (PCT) no Estado do Pará, associado ao seu sistema de bombeamento.



Figura 2.6 - Centrifugação e Filtragem em uma PCT (UTE Salvaterra – Pará).

Caixa separadora de água e óleo – tem por finalidade fazer a separação de resíduos oleosos (tais como: lubrificantes novos e usados, combustíveis, graxas, borras, etc.) da água, através dos seus compartimentos coletores, possibilitando o recolhimento dos resíduos oleosos para depósito e posterior tratamento, mantendo sob controle os efluentes líquidos das usinas e evitando que a água contaminada e o óleo sejam drenados para as galerias de águas pluviais ou rios próximos.

Este é um dos principais requisitos ambientais das usinas termelétricas a diesel. A operação inadequada deste dispositivo pode provocar transbordamento de resíduos oleosos para o meio ambiente e causar contaminação de rios e córregos próximos das usinas, sendo esses rios normalmente utilizados pelas

comunidades do interior da Amazônia para suprimento de suas necessidades diárias de água.

A figura 2.7 apresenta uma caixa separadora água-óleo de uma pequena central termelétrica (PCT) no Estado do Pará.



Figura 2.7 - Caixa Separadora Água-Óleo de uma PCT (UTE Novo Progresso – Pará).

Um dos aspectos mais relevantes de uma PCT dos sistemas isolados diz respeito ao mecanismo de recebimento de combustível. Este é normalmente efetuado por caminhões-tanque ou barcaças a serviço das empresas distribuidoras de petróleo.

O volume total de combustível recebido é, normalmente, aferido pela medição do conteúdo antes e após o abastecimento do tanque da usina, com a utilização de uma trena com um peso na ponta.

As medidas coletadas são então comparadas com uma tabela cota x volume e o resultado da diferença dos 2 volumes medidos (antes e depois) representa o total de combustível recebido.

Vale ressaltar que, este procedimento é bastante simples, porém, de difícil controle e de baixa precisão, se considerarmos que nem todos os tanques de

combustível dos sistemas isolados estão bem aferidos e que é bastante difícil implantar um sistema de auditoria confiável.

Dessa forma, a coleta dos dados de consumo de combustível pelo sistema de telemetria também tem importância fundamental para propiciar um aperfeiçoamento na forma de aferir e controlar o recebimento de combustível pelas usinas dos sistemas isolados.

### **2.5.2 Pátio de Unidades Geradoras**

As unidades geradoras podem estar instaladas em salas de máquinas cobertas, normalmente denominadas de unidades abrigadas, ou instaladas em cabines individuais próprias, também conhecidas como unidades cabinadas. Normalmente, as unidades geradoras cabinadas apresentam o painel de controle e comando dentro da própria cabine.

Nas unidades abrigadas, o painel de controle e comando pode estar próximo de cada unidade ou dentro de uma sala de comando própria na central geradora. A figura 2.8 apresenta o pátio de unidades geradoras instaladas de forma cabinada em uma PCT no Estado do Pará.



Figura 2.8 - Pátio de Geradores de uma PCT (UTE Salvaterra – Pará).

### 2.5.3 Subestação

A subestação normalmente inclui os transformadores que elevam a tensão do nível de geração para o nível de operação da rede de distribuição local e as saídas de alimentadores de distribuição.

A subestação também inclui os equipamentos de manobra, tais como, religadores, chaves fusível e/ou seccionadoras. Vale ressaltar que nos sistemas isolados, como as usinas são localizadas próximo das cargas, os alimentadores de distribuição tem o *bay* de saída localizado na própria usina. A figura 2.9 apresenta uma subestação típica de uma PCT no Estado do Pará.



Figura 2.9 - Subestação de uma PCT (UTE – Salvaterra / Pará).

### 3 - SISTEMA DE COLETA DE DADOS

Na introdução foi ressaltado que os sistemas isolados, correspondem a apenas 2 % do mercado brasileiro de energia elétrica, distribuídos em aproximadamente 40 % do território nacional. Porém, apresentam nível de controle operacional distante das condições ideais, sendo, na sua maioria, totalmente dependentes do controle local do operador ou supervisor das usinas termelétricas de pequeno porte.

Fatores como distância, precariedade das vias e meios de deslocamento, dificuldades de comunicação e mercados considerados de pouca relevância, fazem com que procedimentos de rotina, tais como abastecimento de combustível, operação das unidades geradoras e procedimentos após ocorrências intempestivas tenham seu controle efetuado de forma precária pelos agentes que atuam nesses sistemas.

As ações do poder concedente são igualmente dificultadas pela ausência de informações necessárias ao tratamento de informações e, como consequência, produzem algumas incertezas na adoção de medidas regulatórias que deveriam promover a melhoria da qualidade do fornecimento e da eficiência da operação dos sistemas isolados, ressaltando nesse aspecto a gestão prioritária da conta CCC.

Para mudar esta situação, a ANEEL, através da sua Superintendência de Regulação de Geração (SRG), adotou a metodologia proposta neste trabalho que consiste na concepção e implantação de um sistema de coleta de dados remoto utilizando telemetria, para monitoramento operacional de pequenas usinas termelétricas de sistemas isolados, com o objetivo de acompanhar a eficiência operacional das usinas isoladas, sob o enfoque da qualidade do fornecimento e do controle do consumo de combustível.

Como já citado no Capítulo 1, este sistema de coleta de dados deve apresentar custo exequível com o mercado atendido, de modo a possibilitar a sua regulamentação pela ANEEL.

Assim, a ANEEL delegou à Agência Estadual de Regulação e Controle de Serviços Públicos do Estado do Pará (ARCON), a condução do projeto.

Na execução do projeto, também atuaram como parceiros dos órgãos reguladores, o Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Federal do Pará (UFPA), representado nesse projeto pelos grupos GEDAE (Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas) e NESCS (Núcleo de Energia, Sistemas e Comunicações).

### **3.1 DESCRIÇÃO DO SISTEMA**

A concepção do sistema que inclui coleta, transmissão, recebimento e tratamento dos dados das usinas para uma estação central, passa inicialmente pela definição de algumas premissas de projeto, tais como:

- A periodicidade de transmissão das informações;
- A confiabilidade que devem apresentar os dados transmitidos, em termos de segurança e qualidade.

Para responder ao primeiro questionamento, torna-se necessário relembrar o conceito de “tempo real”, que pode ser definido como o sistema de coleta e transmissão de dados que permite respostas suficientemente rápidas para controlar o processo e ou influir nas suas ações subseqüentes (Silveira, 1991).

Este conceito é importante, haja vista não existir, dentre os objetivos pretendidos, qualquer tipo de ação de controle sobre as unidades geradoras das usinas no instante da sua operação. Está prevista, simplesmente, a possibilidade do controle e realimentação do processo a nível de pós-despacho e de planejamento operacional de curto, médio e longo prazos.

Também não foi prevista, a principio, mudança da forma de operação das usinas de assistida para não assistida por operador 24 horas por dia, sendo previsto, pelo contrário, o aperfeiçoamento das ações dos profissionais de operação e manutenção. A decisão da forma de operação das usinas cabe às



empresas operadoras, que devem, no caso de adoção da operação não assistida, dotar as instalações de mecanismos para implantação dos requisitos de controle e proteção necessários a essa forma de operação.

Dessa forma, na telemetria das usinas não foram concebidos mecanismos ou equipamentos de tecnologia sofisticada e, conseqüentemente, de elevado custo de investimento, operação e manutenção, o que afetaria uma das premissas básicas desse projeto, que é a de promover a modicidade dos custos.

Por outro lado, foi definido que a confiabilidade necessária ao sistema de coleta e transmissão de dados seria avaliada na prática da implantação, ou seja, caso a periodicidade e a qualidade da informação não fosse satisfatória para atendimento aos objetivos iniciais, seriam então introduzidos mecanismos de aperfeiçoamento no modelo.

Na concepção da telemetria, visando atender aos objetivos previamente estabelecidos, especialmente no que diz respeito aos requisitos de eficiência e de baixo custo, foi prevista a aplicação mista de produtos existentes no mercado e fabricados em larga escala, com produtos e soluções desenvolvidos especialmente para o projeto.

A concepção inicial do projeto de telemetria de usinas está apresentada na figura 3.1.

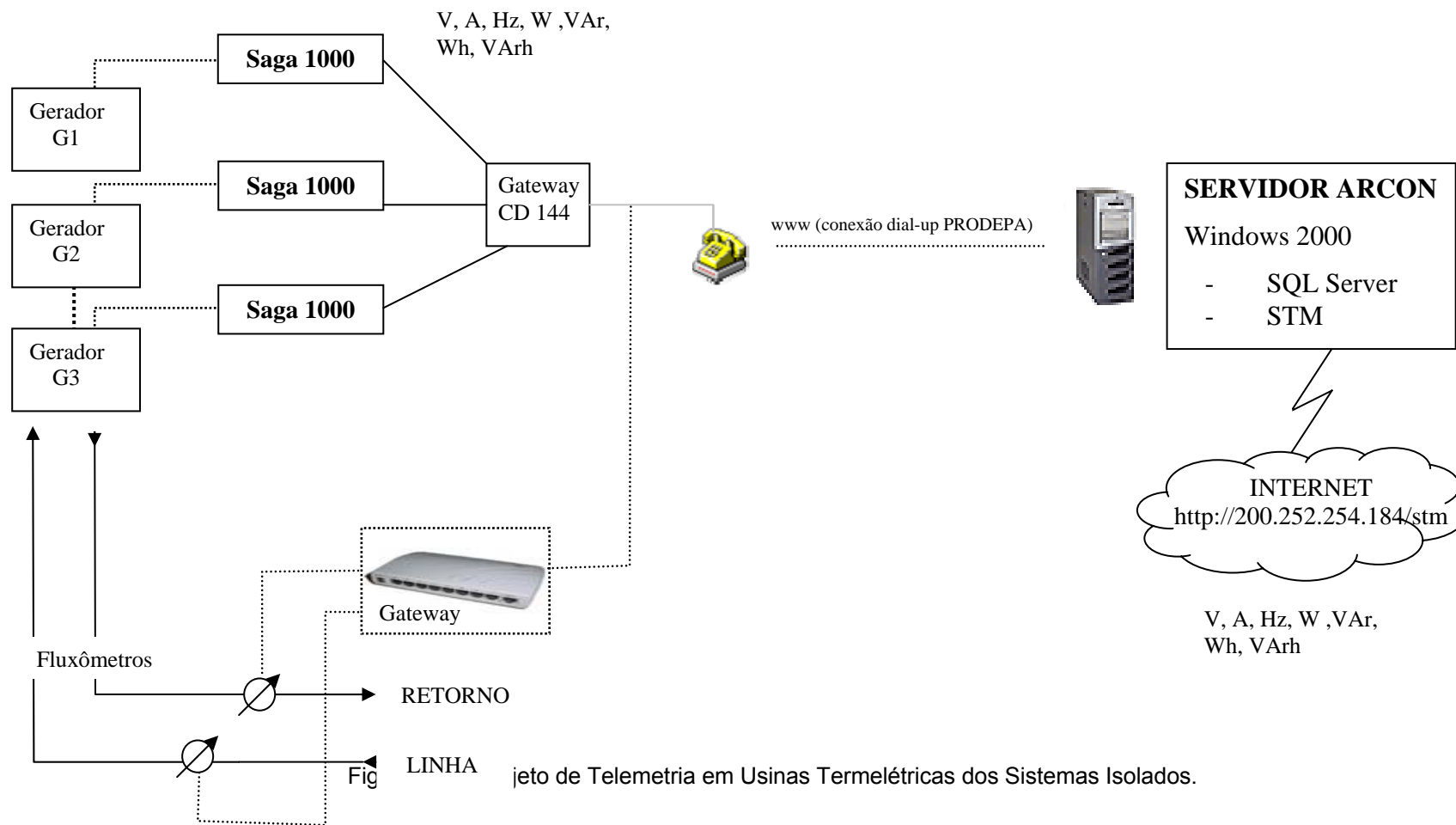


Fig. 1. Projeto de Telemetria em Usinas Termelétricas dos Sistemas Isolados.

Na metodologia implantada, as grandezas elétricas de cada unidade geradora são coletadas através de um medidor comercial, modelo SAGA-1000, capaz de obter os seguintes dados: corrente, tensão, potência e energia ativas, potência e energia reativas (indutiva e capacitiva).

A escolha desse medidor deve-se a sua simplicidade, robustez e, principalmente, a seu baixo custo e uso disseminado entre as empresas do setor elétrico, que o utilizam tanto na área técnica como na comercial, sendo comum na medição de faturamento de consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 13.800 V.

Os dados acumulados nos medidores SAGA-1000 são coletados por um concentrador de dados de fabricação ESB ELETRONICS, modelo CD-144, o qual possui uma placa interna de MODEM, linha discada e saída padrão RJ-11, para conexão em linha pública de telefonia fixa.

Os concentradores CD-144 apresentam uma limitação de capacidade para conexão de somente quatro medidores SAGA1000. Porém, não há qualquer empecilho para instalação de mais de um concentrador por usina.

Considerando que os concentradores de dados CD-144 são programados para transmissão dos dados coletados para uma estação central, com periodicidade variável entre 1 e 24 horas, foram implantadas, para cada concentrador instalado, periodicidades diferenciadas por usina com o objetivo de evitar competição entre os concentradores, quando do envio dos dados em um mesmo horário, devido a utilização de somente uma conta de Internet na fase inicial do projeto.

Vale ressaltar que os medidores SAGA-1000 têm capacidade para armazenar os dados de medição coletados por até 37 dias e 6 horas, o que é tempo mais que suficiente para a transmissão de dados prevista na modelagem. Decorrido esse período, a lógica interna do medidor exclui da memória o registro mais antigo, a cada novo registro obtido.

No que diz respeito à transmissão de dados, a escolha inicial de linha de telefonia pública e da internet para a transmissão dos dados propicia uma redução no custo de investimento, pois, nesse caso, é feito uso de infra-estrutura

existente e tecnologia consagrada, além da segurança na transmissão dos dados (algoritmos de criptografia e autenticação digital) e longa vida (a solução não deve ficar obsoleta a curto ou médio prazo).

Os dados coletados dos medidores são, então, enviados via protocolo HTTP para um computador na estação central localizada na ARCON, no qual está instalado o sistema STM (Sistema de Telemedição), *software* proprietário da ESB ELETRONCS, fabricante do SAGA-1000. Este sistema identifica o concentrador de dados responsável pelo envio dos dados, interpreta as informações recebidas, discriminadas por medidor conectado ao concentrador, e as insere em um banco de dados (SQL SERVER).

O sistema STM disponibiliza essas informações em uma *home-page*, podendo o usuário optar por consultar os dados na forma de tabelas e gráficos ou, opcionalmente, exportar os dados recebidos para um *software* mais usual, tal como o EXCEL ou ACCESS, através do qual pode-se efetuar um tratamento mais personalizado dos dados coletados.

.No que diz respeito ao controle de consumo de combustível, a forma tradicionalmente utilizada para sua medição nas usinas dos sistemas isolados consiste na utilização de uma trena de medição graduada em centímetros com um peso na ponta, conforme apresentado no Capítulo 2. O volume obtido pela trena (com o auxílio de uma tabela cota x volume) é então comparado com a medição anterior. A diferença de volume obtida representa, então, o consumo de energia da usina no período entre medições.

Para realizar a coleta dos dados de combustível pelo projeto de telemetria, em sua concepção inicial, foi previsto somente o uso de medição integralizada por usina, alternativamente à instalação de um medidor por unidade geradora. Conforme esta premissa, foram introduzidos 2 medidores de fluxo digitais instalados, respectivamente, nas redes de suprimento e de retorno de combustível que interligam os tanques de combustível ao pátio de geradores de cada usina.

A inexistência no mercado, na ocasião, de um único equipamento que permitisse a supervisão dos parâmetros elétricos e de consumo de combustível

simultaneamente e ainda permitisse a transmissão remota dos mesmos das usinas termelétricas para a estação central implicou na necessidade de se buscar uma alternativa para a coleta e transmissão do consumo de combustível.

Dessa forma, inicialmente a coleta dos dados de consumo de combustível através dos medidores digitais era efetuada de forma manual pelos operadores das usinas e enviada diariamente via telefone ou fax para a estação central da ARCON, onde eram tabuladas para tratamento e comparadas com a medição de consumo de combustível efetuada de forma tradicional.

Posteriormente, com o objetivo de efetuar também a telemetria da coleta de dados de consumo de combustível, foi concebido e instalado nas usinas, um equipamento processador que permite a transmissão dos dados obtidos através dos medidores de fluxo digitais.

Este processador foi desenvolvido no âmbito do convênio com a UFPA/NESC, especificamente para o monitoramento do consumo de combustível das usinas dos sistemas isolados, e permite a coleta e transmissão dos dados de consumo de combustível. Porém, apresentou inicialmente a limitação de permitir somente coleta de dados de forma pontual através de linha telefônica discada, ou seja, o volume obtido era o acumulado entre ligações.

Assim, foi concebido e desenvolvido um segundo modelo, que permite a coleta e transmissão em forma de tabela, o qual possibilita melhor qualidade no tratamento dos dados, visto que compatibiliza, de forma simultânea, o registro de consumo de combustível com o registro de potência das unidades geradoras, efetuados pelos medidores eletrônicos.

Além do modelo de processador que transmite dados através de linha de telefone discada, posteriormente foi construído outro equipamento, também desenvolvido no âmbito do projeto, o qual permite a transmissão de dados pela internet, através de canal via satélite.

Para permitir a coleta dos dados de consumo de combustível das usinas pela estação central, através de discagem ou por Internet, foi desenvolvido um programa computacional específico em linguagem C++ BUILDER.

### 3.2 SELEÇÃO DAS USINAS E CRONOGRAMA DE IMPLANTAÇÃO

A escolha das usinas geradoras para integrar o sistema de coleta de dados remoto levou em conta os seguintes critérios básicos:

- dispor de telefonia pública;
- representar as duas empresas de geração destinadas a serviço público de energia elétrica no Estado do Pará (CELPA e GUASCOR);
- representar usinas de porte diferenciado dentro dos sistemas isolados.

Dessa forma, em comum acordo com as empresas envolvidas, foram selecionadas as usinas relacionadas na tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Usinas Geradoras do Projeto de Telemetria.

USINA	POTÊNCIA INSTALADA (kW)	Nº DE UNIDADES	EMPRESA
A	2.700	4	Guascor
B	6.100	7	Guascor
C	3.400	6	Celpa
D	450	3	Celpa

A tabela 3.2 apresenta a cronologia das principais ações desenvolvidas na implantação do sistema de coleta de dados remoto.

Tabela 3.2 - Ações Desenvolvidas na Implantação do Projeto de Telemetria.

item	Ações	Data
1	Definição do modelo de sistema de coleta de dados remoto, incluindo equipamentos das usinas e da estação central.	out/2002
2	Definição, em conjunto com as empresas envolvidas das centrais onde seriam instalados os sistemas de telemetria.	nov/2002
3	Aquisição de instrumentos de medição de grandezas elétricas, <i>software</i> e placa de comunicação.	dez/2002
4	Aquisição dos painéis para instalação.	dez/2002
5	Programação de instalação.	dez/2002
6	Adaptação de computador da ARCON para operar como estação central e servidor do sistema de telemetria STM.	jan/2003
7	Criação de IP válido na Internet ( <i>homepage</i> ) para o servidor do sistema de telemetria STM.	fev/2003
8	Instalação do sistema de telemetria na UTE A.	fev/2003
9	Instalação e parametrização do <i>software</i> STM no servidor do sistema de telemetria.	fev/2003
10	Instalação do sistema de telemetria na UTE B.	mar/2003
11	Instalação do sistema de telemetria na UTE C.	mar/2003
12	Instalação dos medidores de fluxo de combustíveis na UTE A.	mar/2003
13	Instalação dos medidores de fluxo de combustíveis na UTE B.	mar/2003
14	Instalação dos medidores de fluxo de combustíveis na UTE C.	mar/2003
15	Início do acompanhamento do desempenho operacional do sistema de telemetria.	mar/2003
16	Instalação do sistema de telemetria e dos medidores de fluxo de combustíveis na UTE D.	jun/2003
17	Início do desenvolvimento do sistema de monitoramento remoto do fluxo de combustíveis.	set/2003
18	Instalação do sistema de monitoramento remoto do fluxo de combustíveis na UTE A.	dez/2003
19	Implantação da transmissão de dados do sistema EMBRATEL IP SAT na UTE A.	jul/2004
20	Instalação do sistema de monitoramento remoto do fluxo de combustíveis na UTE B.	out/2004
21	Instalação do sistema de monitoramento remoto do fluxo de combustíveis na UTE C.	nov/2004
22	Instalação do sistema de monitoramento remoto do fluxo de combustíveis na UTE D.	dez/2004
23	Análise do consumo específico a partir da base de dados obtida através sistema de coleta de dados e definição de indicador de desempenho.	mar/2005
24	Definição dos modelos de sistemas de coleta de dados a ser implantado nas demais usinas dos sistemas isolados com base na experiência do projeto piloto e na análise dos custos.	mai/2005
25	Promulgação da Resolução 163/2005 pela ANEEL, regulamentando a implantação do sistema de monitoramento remoto nas usinas dos sistemas isolados.	ago/2005

### **3.3 TRANSMISSÃO DAS INFORMAÇÕES DAS USINAS TERMELÉTRICAS**

O Apêndice I apresenta uma análise do desempenho do sistema de coleta de dados remoto implantado. Vale ressaltar que a telefonia fixa pública, tecnologia inicialmente aplicada na transmissão de dados, registrou um baixo desempenho, o que induziu à necessidade de buscar alternativas.

Essas alternativas, naturalmente, geram impactos diferenciados no custo do sistema, o que teve que ser acompanhado, de forma a não violar uma das premissas da metodologia proposta que é a exequibilidade financeira. Dessa forma, foram avaliadas as seguintes alternativas:

- Telefonia celular;
- Telefonia via satélite;
- Sistema de Internet via Embratel - IP SAT.

A seguir são apresentados os aspectos de adaptação técnica das alternativas propostas ao sistema implantado, assim como os custos de instalação e de operação associados.

#### **3.3.1 Telefonia Celular**

A concepção do sistema de telemetria proposto utilizando telefonia celular como opção de meio para a transmissão de dados em substituição à telefonia fixa está apresentada na figura 3.2. Essa configuração pode ser implantada onde há



dificuldade de implantação da telefonia convencional ou nos casos de baixa qualidade na transmissão de dados por esse sistema.

A implantação desse sistema está condicionada, porém, à usina estar situada em um local dentro da área de cobertura de uma operadora de telefonia celular. Essa alternativa apresenta, em relação ao sistema anterior, as seguintes alterações de projeto e custo:

- a) Utilização do concentrador de dados CD-142, ou similar, em substituição ao CD-144 (relação de custo indiferente);
- b) Aquisição de telefone celular de aplicação industrial, mais robusto que o celular convencional e, portanto, mais propício ao ambiente de usinas (Custo aproximado de R\$ 1.500,00);
- c) Tarifa diferenciada (Custo aproximado de R\$ 800 /mês por usina, sendo R\$ 450 /mês a mais que na utilização de telefonia convencional).

Da mesma forma que a telefonia fixa, a opção por telefonia celular pode apresentar riscos associados à qualidade da transmissão da operadora de celular local.

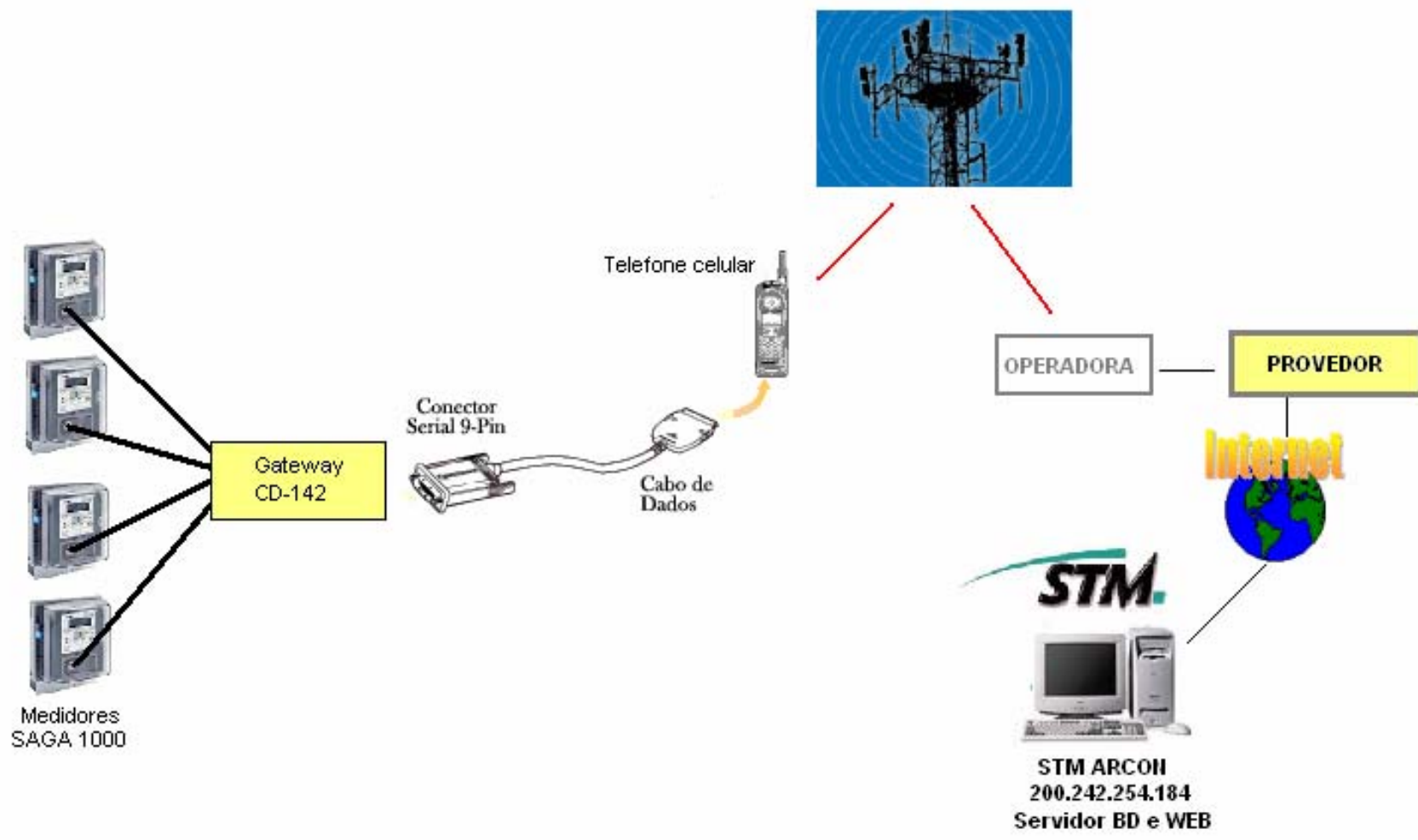


Figura 3.2 - Sistema de Telemetria Utilizando Telefonia Celular Como Meio de Transmissão de Dados.

### 3.3.2 Telefonia Via Satélite

A concepção do sistema de telemetria proposto utilizando telefonia via satélite (Sistema *Globalstar*) como opção para a transmissão de dados está apresentada na figura 3.3. Esta configuração também pode ser implantada onde não haja acesso físico para transmissão de dados por telefonia convencional ou celular, apresentando em relação ao sistema de telefonia fixa, as seguintes alterações:

- a) Utilização do concentrador de dados CD-142, ou similar, em substituição ao CD-144 (relação de custo indiferente);
- b) Aquisição de telefone *Globalstar* (Custo aproximado de R\$ 4.000,00);
- c) Tarifa diferenciada (Custo aproximado de R\$ 2.000 /mês por usina, sendo R\$ 1.650 /mês a mais que na utilização de telefonia convencional).

Nesse sistema, habilitando-se uma linha celular, pode-se operar como celular digital CDMA, celular analógico, ou via sistema *Globalstar*. O sistema muda facilmente da telefonia celular para a satélite, quando o sinal de celular não está disponível, somente pagando-se pelos serviços *Globalstar* quando fora das áreas de cobertura dos celulares.

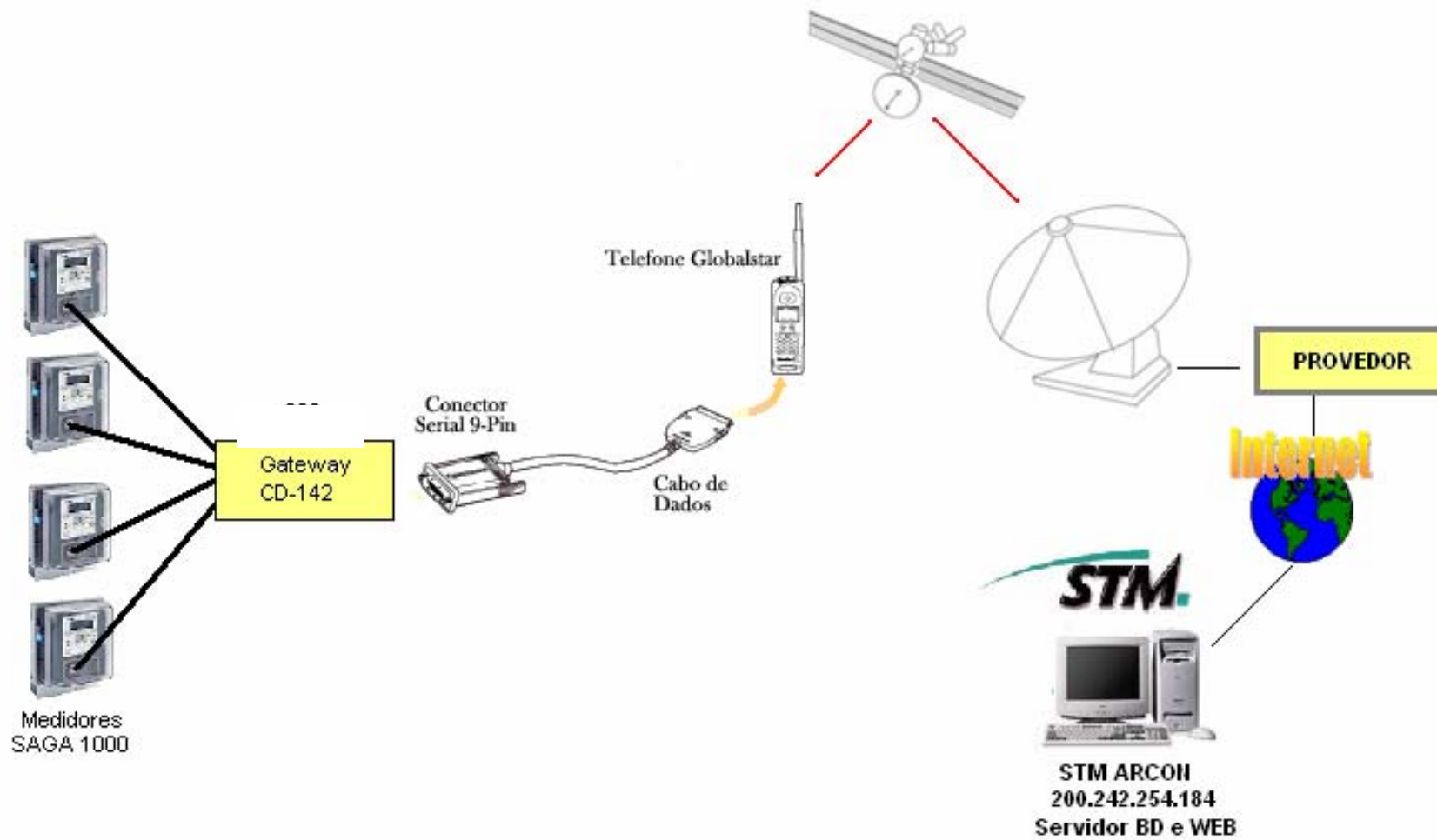


Figura 3.3 - Sistema de Telemetria Utilizando Telefonia Via Satélite Como Meio de Transmissão de Dados.

### 3.3.3 Sistema de Internet via Embratel - IP SAT

A concepção do sistema de telemetria proposto utilizando o sistema de Internet via Embratel - IP SAT como opção para a transmissão de dados está apresentada na figura 3.4. Esta configuração pode ser implantada onde não haja acesso físico para transmissão de dados por telefonia convencional ou celular, apresentando em relação ao sistema de telefonia fixa, as seguintes alterações:

- a) Utilização do concentrador de dados CD-141 em substituição ao CD-144 (relação de custo indiferente);
- b) Aquisição de microcomputador *Pentium* 200 MHz, ou superior, com o sistema operacional *Windows* 2000 ou XP, licenciado e com placa de rede padrão *Ethernet* (Custo aproximado de R\$ 3.000,00);
- c) Custo de instalação (Custo aproximado de R\$ 4.000,00);
- d) Tarifa fixa (Custo aproximado de R\$ 800,00 /mês por usina, sendo R\$ 450,00 /mês a mais que na utilização de telefonia convencional).

Vale ressaltar que esta opção apresenta a vantagem de propiciar acesso permanente à internet, podendo ser de grande utilidade para outras finalidades, não somente para a operação da usina, como também para as áreas de distribuição, comercial e administrativa da concessionária na localidade. Por esta última vantagem, foi tomada a decisão de implantação dessa alternativa em uma das usinas integrantes do sistema de coleta de dados remoto.

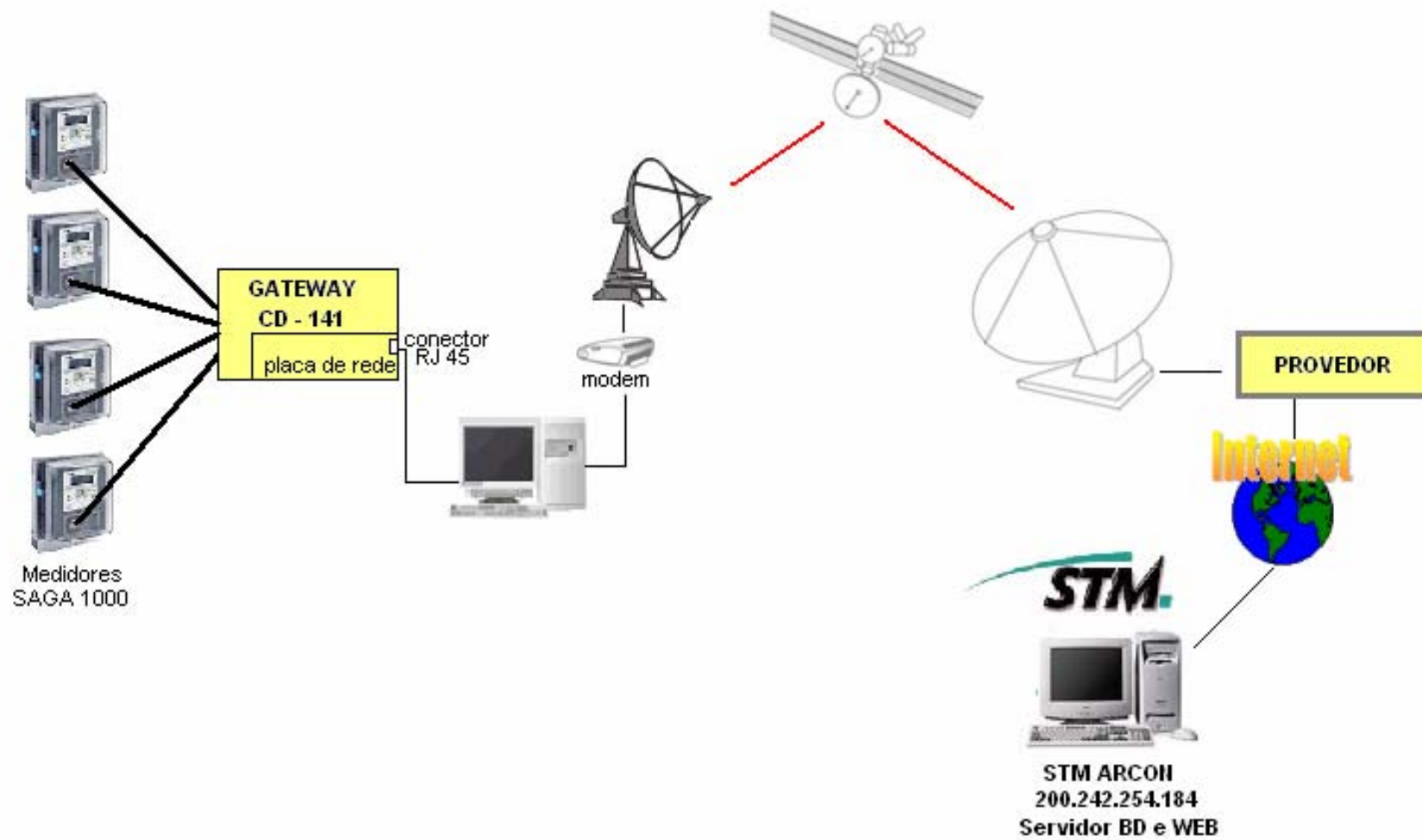


Figura 3.4 - Sistema de Telemetria Utilizando Internet Via Embratel – IP SAT Como Meio de Transmissão de Dados.

Com a disponibilidade de um meio de comunicação mais confiável, foi possível aumentar a periodicidade de transmissão das informações coletadas, de uma vez ao dia para uma periodicidade com intervalo de duas horas, não havendo restrições para transmissão dos dados numa periodicidade menor, bastando que as áreas responsáveis, seja a gerência de operação das usinas ou o órgão regulador, assim definam.

Essa transmissão de dados, mais segura e confiável, permite à empresa responsável pelo controle operacional das usinas uma série de ações de otimização da operação dos sistemas isolados em termos de eficiência e eficácia operacional.

Após a implantação desse sistema na UTE A, não houve mais ocorrência de perda de transmissão de dados devido a falha na comunicação.

### **3.4 RECEPÇÃO DAS INFORMAÇÕES DAS USINAS TERMELÉTRICAS**

As informações dos sistemas de monitoramento remoto de grandezas elétricas e consumo de combustível são recebidas e disponibilizadas para análise e acompanhamento do órgão regulador, nas formas abaixo relacionadas.

Na UTE A, a transmissão de dados elétricos das unidades geradoras é efetuada por Internet utilizando o sistema IP SAT da EMBRATEL. Neste caso, não há intervenção manual do operador da usina, sendo que os dados são enviados pelo concentrador de dados com uma periodicidade de duas horas, segundo rotina programada quando da instalação do mesmo.

Além dos dados elétricos dos geradores, os dados de consumo de combustível dessa usina também são encaminhados por Internet, utilizando o sistema IP SAT, sem intervenção do operador da usina, utilizando um processador desenvolvido especialmente para o projeto, como foi apresentado no item 3.1.

Tanto os dados elétricos como os de consumo de combustível são integralizados em intervalos de 5, 15 ou 60 minutos, conforme a necessidade da análise que se deseja realizar.

Nas demais usinas, a transmissão de dados elétricos das unidades geradoras também é efetuada por Internet, através de discagem telefônica da estação remota (usina) para a estação central localizada na ARCON, no endereço de sua *home-page*, cujo provedor de acesso é a PRODEPA, empresa de processamento de dados do Governo do Estado do Pará.

Os dados são encaminhados em formato HTML, após conexão da estação remota (usina) com a estação central. Esse processo não necessita da intervenção do operador. Por outro lado, as dificuldades de acesso associadas aos problemas de qualidade do sinal das linhas telefônicas públicas podem tornar necessárias as operações de reinicialização (*reset*), na tentativa de se efetuar uma transmissão forçada de dados, como foi anteriormente descrito.

Os dados de consumo de combustível das usinas que utilizam telefonia pública como meio de transmissão de dados são coletados através de discagem efetuada pela estação central.

Este processo é feito de forma semi-automática, tanto do lado da estação central, onde um técnico executa uma discagem telefônica para a usina através de programa computacional, como do lado da usina, onde o operador necessita comutar a linha telefônica para o coletor de dados de combustível. Na figura 3.5 é apresentada a tela principal desse programa de coleta de combustível, instalado na estação central.



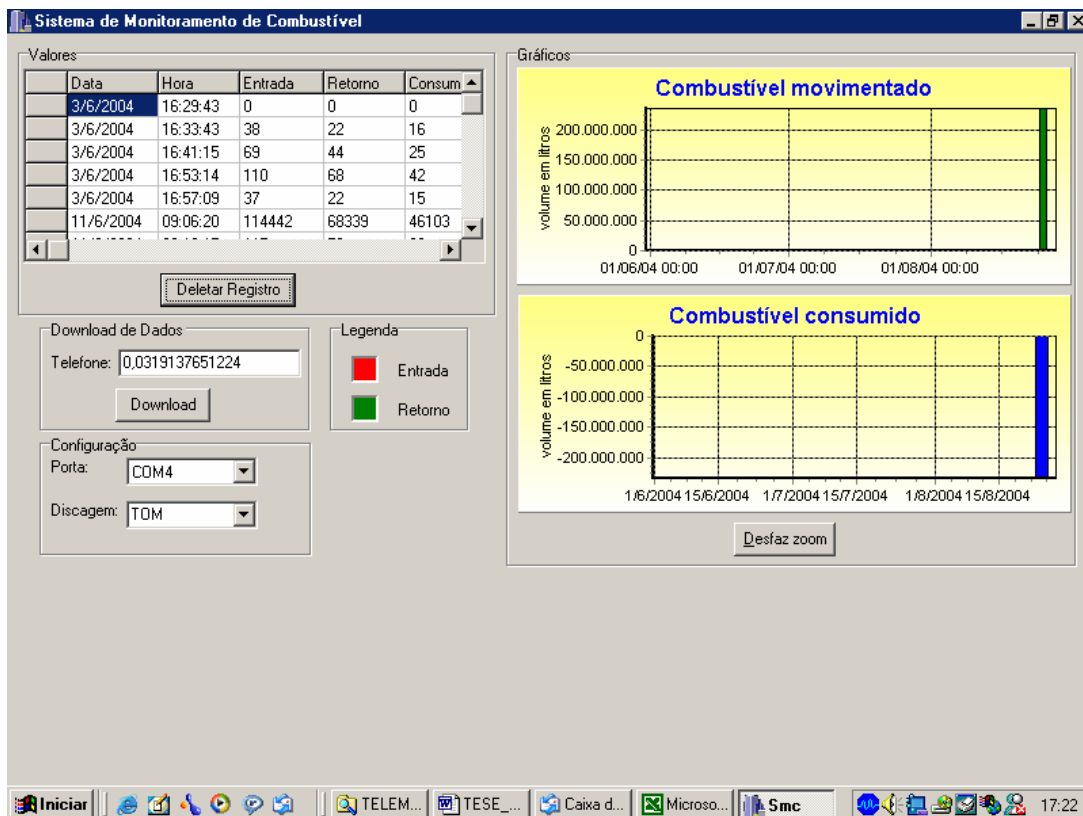


Figura 3.5 – Tela do Programa de Coleta do Consumo de Combustível.

Os dados elétricos das unidades geradoras, encaminhados pelos concentradores de dados via Internet, são armazenados em uma *home-page* específica, que pode ser acessada através do endereço [www.arcon.pa.gov.br/telem](http://www.arcon.pa.gov.br/telem). Dessa forma, não apenas a estação central, localizada na sede da ARCON, em Belém, mas todos os demais envolvidos no projeto, que são a ANEEL e as empresas concessionárias parceiras, podem acessar os dados coletados.

Vale ressaltar que o acesso aos dados está vinculado à utilização de senha, podendo também apresentar acesso com restrições de função em nível hierarquizado pelo administrador do sistema.

As figuras 3.6, 3.7 e 3.8 apresentam as páginas que permitem a visualização dos dados de telemetria. Na figura 3.6 está apresentada a tela que permite acesso às informações dos concentradores de dados agrupados por usina.

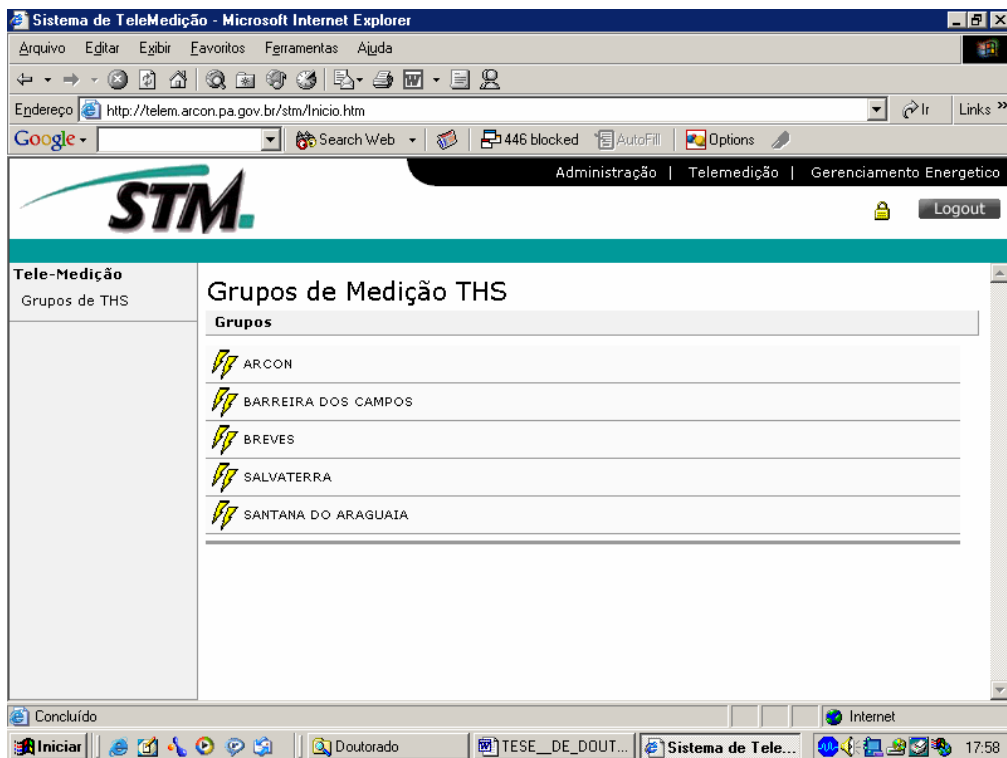


Figura 3.6 – Tela de Acesso aos Dados das Usinas.

A figura 3.7 apresenta a tela de acesso às informações adquiridas pelo concentrador de dados de determinada usina. Pode-se observar que cada gerador corresponde a um medidor digital devidamente representado na tela, juntamente com a informação da data e da hora da última atualização de dados obtida do concentrador da usina.



Figura 3.7 – Tela de Acesso aos Dados das Unidades Geradoras.

A figura 3.8 apresenta a tela com os dados de demandas ativa e reativa de determinado gerador de uma usina monitorada. Os dados são apresentados na tela em forma gráfica, porém, através da opção “memória de massa” é possível a exportação desses dados para uma planilha, em forma de tabela, para um ambiente externo ao sistema.

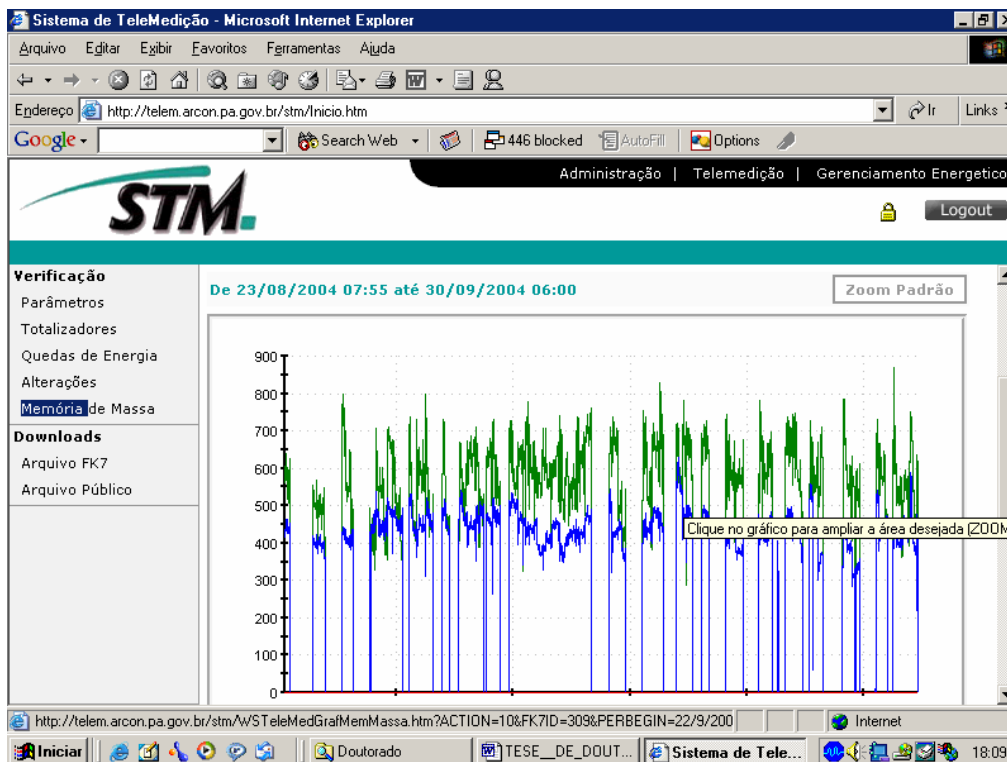


Figura 3.8 – Tela de Acesso aos Dados de Demanda Ativa e Reativa.

### 3.5 PREPARAÇÃO DOS DADOS PARA ANÁLISE

Concluídas as etapas de concepção, instalação, avaliação preliminar e adoção das primeiras medidas corretivas no sistema de coleta de dados remoto, os dados coletados e sistematicamente encaminhados das usinas para uma estação de controle permitiram que fosse iniciada uma nova etapa, que foi a construção de uma rotina de tratamento.

Por outro lado, a manipulação de uma base de dados, tão grande como a fornecida pelo sistema de coleta de dados remoto, pode implicar em um tratamento confuso e inócuo, se não for fundamentado por indicadores que sejam representativos do desempenho dessas usinas.

Tais indicadores permitem uma avaliação macro do desempenho operacional dos sistemas isolados e formam uma poderosa ferramenta para subsidiar a adoção de medidas nas fases de planejamento da operação e

planejamento de longo prazo, tanto pelo órgão regulador como pelas empresas concessionárias.

Inicialmente, como os dados dos parâmetros elétricos disponibilizados pela Internet não são tratáveis diretamente, faz-se necessária a utilização de um programa conversor denominado Programa de Análise de Demanda – PAD, fornecido pelo fabricante dos medidores SAGA-1000.

Na figura 3.9 é apresentada a tela pela qual se procede à etapa de importação de dados disponibilizados pela Internet através do referido programa, na qual pode-se observar que podem ser disponibilizados os dados elétricos das unidades geradoras, com periodicidade de 5, 15, 30 ou 60 minutos.

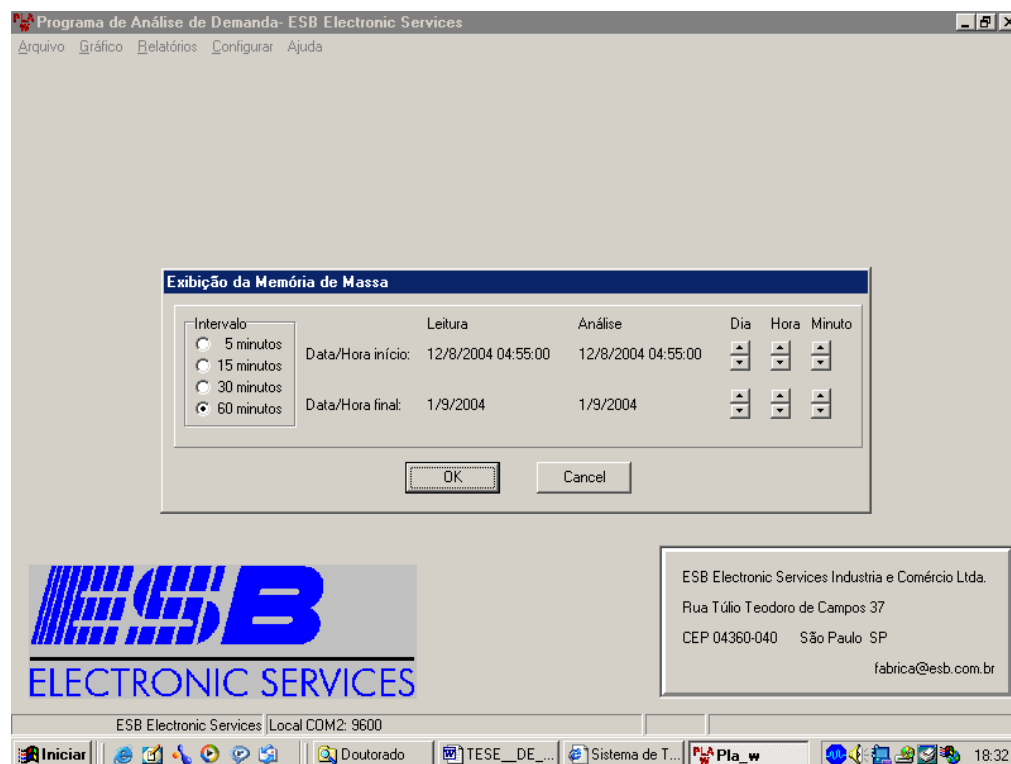


Figura 3.9 – Tela de Importação de Dados de Telemetria.

Na figura 3.10 é apresentada a etapa de exportação dos dados já adquiridos na estação central para uma planilha “Excel”, o que permite o tratamento dos dados em uma ferramenta computacional comercial e bastante conhecida, além da elaboração de relatórios padronizados.

**Programa de Análise de Demanda - PAD Win V 3.00**

Arquivo Gráfico Relatórios Configurar Ajuda

ESB Electronic Services  
Data: 11/08/2004  
Hora: 08:00  
Relatório

Imprimir  
Copiar para área de transferência  
Salvar planilha  
Exportar para Excel  
Cancelar relatório

Parâmetros  
Registadores  
Faltas de energia  
Alterações  
Registro de alterações  
Registro de erros  
Memória de massa

**Análise de Demanda - PAD Win V 3.00**  
ID: 000000 Modelo: 1317  
to: 00059969 Versao: 6000

Registro	Data	Canal 2	kvarlND	Canal 3	kvarCAP	SH	SR	Fat.Pot.
2	12/8/2004	423	51	0	0	F	Indef.	91 L
14	12/8/2004	2474	300	0	0	F	Indef.	91 L
26	12/8/2004	2505	304	0	0	F	Indef.	90 L
38	12/8/2004	3040	369	0	0	F	Indef.	84 L
50	12/8/2004 09:00:00	5643	684	3448	418	0	0	F Indef. 85 L
62	12/8/2004 10:00:00	5817	705	3256	395	0	0	F Indef. 87 L
74	12/8/2004 11:00:00	5452	661	2580	313	0	0	F Indef. 90 L
86	12/8/2004 12:00:00	5487	665	2413	293	0	0	F Indef. 92 L
98	12/8/2004 13:00:00	4884	592	2576	312	0	0	F Indef. 88 L
110	12/8/2004 14:00:00	5111	620	2688	326	0	0	F Indef. 89 L
122	12/8/2004 15:00:00	5472	664	2399	291	0	0	F Indef. 92 L
134	12/8/2004 16:00:00	5754	698	2276	276	0	0	F Indef. 93 L
146	12/8/2004 17:00:00	5425	658	2365	287	0	0	F Indef. 92 L
158	12/8/2004 18:00:00	5271	639	2278	276	0	0	F Indef. 92 L
170	12/8/2004 19:00:00	5343	648	1966	238	0	0	F Indef. 94 L
182	12/8/2004 20:00:00	6063	735	1609	195	0	0	F Indef. 97 L

Local COM2: 9600

Iniciar | Doutorado | TESE\_DE... | Sistema de T... | Pla\_w | 18:35

Figura 3.10 – Tela de Exportação de Dados Para o “Excel”.

Os dados das unidades geradoras são disponibilizados em planilha “Excel”, juntamente com os dados de consumo de óleo diesel, recebidos de forma independente. Dessa forma, podem ser efetuados a análise e o tratamento dos dados por usina, inclusive com a criação e apuração de indicadores de desempenho para acompanhamento do parque gerador.

## 4 – ANÁLISE DOS DADOS

### 4.1 ANÁLISE DAS CURVAS DE CARGA

Conforme apresentado no Capítulo 3, os dados recebidos pelo sistema de telemetria permitem efetuar o levantamento da curva de carga diária padrão de cada uma das usinas dos sistemas isolados monitorados, com discriminação horária, a cada 30 minutos, a cada 15 minutos, ou a cada 5 minutos.

Para exemplificar, o Anexo I apresenta a tabela com os dados de demanda ativa e reativa registrados na usina A, em um mês aleatoriamente escolhido. Os dados estão apresentados numa base horária e discriminados por unidade geradora. Vale ressaltar que os valores de demanda foram coletados pelo sistema de telemetria; porém, a potência aparente e o fator de potência foram calculados pela planilha, na estação central.

A primeira análise efetuada com os dados coletados é realizada com base no cálculo da taxa de variação da demanda ativa registrada na usina em determinado momento em relação ao registro imediatamente anterior, conforme a equação 4.1.

$$Delta_n = [(P_n - P_{n-1}) / P_{n-1}] \times 100\% \quad (4.1)$$

em que:

$Delta_n$  - taxa de variação da demanda ativa registrada no momento  $n$ ;

$n$  – momento de determinado registro de demanda;

$P_n$  - Demanda ativa registrada no momento  $n$ ;

$P_{n-1}$  - Demanda ativa registrada no momento  $n-1$ .

Quando se trata de coleta de dados de demanda em uma base de 5 minutos, é de se esperar que a taxa de variação percentual da demanda ativa de uma usina  $\Delta_n$  seja bastante pequena, crescendo levemente nos momentos em que a carga da usina muda de patamar, ou seja, quando passa do período de carga leve para média e de média para máxima, ou vice-versa.

De fato, a observação do comportamento histórico dessa taxa de variação nas quatro usinas participantes do sistema de coleta de dados remoto, quando foram coletados os dados com periodicidade de 5 minutos, em situação normal, ou seja, sem interrupções de carga, permite obter os valores máximos, positivo e negativo, de  $\Delta_n$  apresentados na tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Variação Máxima e Mínima de  $\Delta_n$ .

Usina	$\Delta_n$ Máximo Positivo (%)	$\Delta_n$ mínimo Negativo (%)
“A”	2,1	- 2,3
“B”	1,8	- 1,7
“C”	3,5	- 3,5
“D”	5,2	- 4,5

Entretanto, durante a operação diária de uma usina ocorrem interrupções no fornecimento de energia elétrica. Essas interrupções podem ser classificadas como:

1) Quanto à forma de interrupção:

- manual programada;
- manual de emergência;
- automática, por atuação de dispositivo de proteção elétrica ou mecânica.

2) Quanto à abrangência:

- total, quando provoca o desligamento de todas as unidades geradoras da usina;



- parcial, quando abrange apenas um dos circuitos de distribuição que saem da usina, podendo ou não ocorrer o desligamento de parte dos geradores da usina.

Seja qual for a origem, causa ou abrangência, as interrupções de fornecimento em uma usina apresentam uma característica comum: elas provocam uma brusca variação na demanda da usina.

Dessa forma, quando se trata de pequenas usinas dos sistemas isolados, a taxa de variação  $\Delta_n$ , quando da ocorrência de interrupção, registra valores elevados, diferentemente do padrão normal, sem interrupção, apresentado na tabela 4.1.

O raciocínio inverso também está correto, ou seja, no término da interrupção, há uma brusca elevação da carga que ocasiona uma elevação fora dos padrões normais nos valores de  $\Delta_n$ .

Do exposto, através da análise do histórico de demanda da usina em condições normais e de contingência, pode-se estabelecer um valor limite de razoabilidade para  $\Delta_n$  que caracterize bem quando se trata de operação normal sem interrupção (abaixo do valor limite) ou quando se trata de operação após interrupção (acima do valor limite). Esse valor limite é denominado de filtro  $F\Delta_n$ .

Dessa forma, com os dados do histórico de demanda ativa das usinas, pode-se calcular  $\Delta_n$  de cada registro de demanda e, sempre que este indicador violar o limite do filtro  $F\Delta_n$ , obtém-se os momentos em que, provavelmente, ocorreram interrupções no fornecimento de energia das usinas.

Vale ressaltar que o estabelecimento desse filtro é mais eficiente quando analisado o histórico de demanda em uma base de 5 minutos, visto que, seria bastante difícil obter um filtro para detecção de interrupções com duração curta como 3 minutos, por exemplo, com os valores de demanda totalizados em uma base horária.

Nesta situação, certamente, a variação de demanda entre momentos sucessivos iria propiciar valores de  $\Delta_n$  bastante próximos da operação normal ou sem interrupção.

## **4.2 DEFINIÇÃO DE VALORES DE FILTROS PARA VERIFICAR INTERRUPÇÕES SIGNIFICATIVAS NAS USINAS**

Uma das maneiras mais convencionais de se obter as informações de interrupções em usinas à distância seria a instalação de unidades terminais remotas (UTR), monitorando, além dos dados de medição, as informações de estado dos disjuntores e dispositivos de proteção.

As UTR, partes integrantes de um sistema de supervisão e controle, apresenta a desvantagem do elevado custo quando se considera o porte da grande maioria dos sistemas da Região Amazônica, o que torna os mesmos economicamente inviáveis, como pode ser constatado a partir das análises contidas no Capítulo 5 deste trabalho.

Por outro lado, como foi apresentado no item 4.1, a simples análise da curva de carga coletada pelo sistema de telemetria pode apresentar importantes informações sobre a ocorrência de interrupções sustentadas de fornecimento nas usinas dos sistemas isolados.

Inicialmente, pela observação da tabela 4.2, pode-se concluir que a grande maioria das usinas, de uma amostra de 52 usinas termelétricas a diesel dos sistemas isolados visitadas in loco, apresenta apenas um circuito de distribuição de energia. Apenas 23 % apresentam dois alimentadores e, aproximadamente, apenas 4 % das usinas apresentam três alimentadores.

Tabela 4.2 – Quantidade de Circuitos de Distribuição por Usina (CD).

Usina por Faixa de Potência Instalada (kW)	01 CD	02 CD	03 CD
Até 2.000	31	3	
Acima de 2.000 e Até 5.000	6	5	
Acima de 5.000	1	4	2
TOTAL	38	12	2

Mesmo numa análise conservadora, ou seja, considerando uma usina com três alimentadores, e que o alimentador menos carregado apresenta cerca de 25 % do carregamento total da usina, pode-se obter um valor para  $\Delta_n$  máximo como razoável para a sua operação em regime normal, sem contingência.

Este  $\Delta_n$  máximo é o próprio  $F\Delta_n$  descrito no item 4.1, ou seja, é o número que permite a este indicador atuar como um verdadeiro “filtro”, adequadamente dimensionado para a localização na curva de carga de interrupções nas usinas dos sistemas isolados. O  $F\Delta_n$  pode ser expresso conforme apresentado na equação 4.2.

$$F\Delta_n = \left[ \frac{PD_a \times (T_{int} / 2)}{T_{tel}} \right] \quad (4.2)$$

em que:

$F\Delta_n$  – Filtro mais adequado para o valor de  $\Delta_n$ , que permite a detecção de interrupções nas usinas, em %;

$PD_a$  - Participação do circuito alimentador menos carregado no total da demanda da usina, em %;

$T_{int}$  – Menor duração de interrupção que se deseja detectar através das curvas de carga, em minutos;

$T_{tel}$  – Tempo de integralização e apresentação das medidas de demanda, coletadas pelo sistema de telemetria, em minutos.

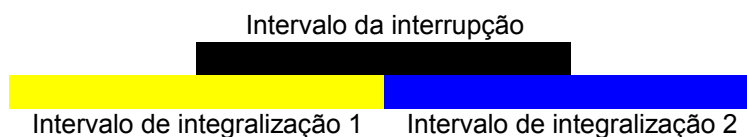
Com referência à equação 4.2, é importante observar que o valor de  $T_{tel}$ , como foi anteriormente descrito, pode apresentar valores de 60, 30, 15 e 5

minutos. Para obter informações sobre a ocorrência de interrupções, o mais adequado é a utilização do menor valor possível de integralização, que é de 5 minutos.

A menor duração de interrupção que se deseja detectar através das curvas de carga ( $T_{int}$ ) foi considerada, para efeitos práticos, também como 5 minutos.

Esse valor é apresentado dividido por dois na equação 5.2 devido à necessidade de se considerar a pior situação em que a interrupção esteja dividida igualmente entre dois intervalos de integralização da demanda, como demonstrado na figura 4.1.

Figura 4.1 – Exemplo de Interrupção entre Dois Intervalos de Integralização.



Considerando o circuito de distribuição menos carregado com pelo menos 25% da carga total das usinas, conforme exposto e aplicando valores numéricos à equação 4.2, obtém-se um filtro  $F\Delta_n$  de 12,5%.

Assim, através da aplicação do filtro  $F\Delta_n$  de 12,5%, nos valores de  $\Delta_n$  das curvas de carga, pode-se observar os momentos onde provavelmente ocorreram interrupções de fornecimento com duração igual ou superior a 5 minutos, no sistema elétrico derivado de uma usina de pequeno porte dos sistemas isolados.

Para exemplificar, na tabela 4.3 estão relacionados desligamentos em determinada usina, que implicaram em interrupção de carga, no mês de julho/2004, obtidos pelo relatório de ocorrências operacionais da usina.

Vale ressaltar que essas interrupções foram apuradas manualmente e através das informações diárias, por telefone, repassadas pelos operadores ao centro de controle das empresas concessionárias e destas para o órgão regulador, em relatórios específicos.

Tabela 4.3 – Ocorrências Originadas em uma UTE no Mês de Julho/2004.

Data	Início	Tempo Total (min)	MW interrompido	Descrição do Desligamento	Análise Preliminar
19/jul/04	22:10	8	1,4	Desligamento da UTE. Em operação G-1, G-3 e G-4.	Falha no disjuntor do grupo G-3. Após ocorrência, retomou a operação os Geradores G-1, G-2 e G-4.
20/jul/04	05:25	8	1,12	Desligamento da UTE. Em operação G-1 e G-3.	Falha no disjuntor do grupo G-3. Após ocorrência, retomou a operação os Geradores G-1 e G-2.
20/jul/04	06:05	4	1,1	Desligamento da UTE. Em operação G-1 e G-3.	Falha no disjuntor do grupo G-3. Após ocorrência, retomou a operação os Geradores G-1 e G-2.
24/ul/04	12:08	7	0,47	Desligamento da UTE. Em operação G-1 e G-4.	Curto-circuito na rede de distribuição. Após ocorrência, retomou a operação os Geradores G-1 e G-3.

Para esta mesma usina, no mês especificado, sobre os dados de demanda ativa coletados pelo sistema de telemetria foram calculados os valores de  $\Delta_n$  entre cada registro de demanda com periodicidade de 5 minutos, ao longo de todo o histórico mensal.

Em seguida, os dados foram “filtrados”, ou seja, quando da ocorrência de queda no valor de  $\Delta_n$  superior ao filtro  $F\Delta_n$ , considera-se como o provável início de uma interrupção.

Da mesma forma, um acréscimo acentuado no valor de  $\Delta_n$  acima do filtro  $F\Delta_n$  indica, provavelmente, o fim da interrupção.

Vale ressaltar que o valor de  $F\Delta_n$  usado como referência foi 12,5 %, conforme calculado anteriormente.

Esses períodos de prováveis interrupções na usina foram, então, coletados e estão apresentados na tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Registros de Demanda na UTE Relacionada na Tabela 4.3 Aplicando  $FD_{\Delta} = 12,5\%$ .

Registro	Data	Hora	Demanda G1	Demanda G2	Demanda G3	Demanda G4	Demanda Total	FDelta > 12,5%
1	19/7/2004	22:10	0	21	0	30	51	95,26
	19/7/2004	22:15	0	240	31	316	587	1050,98
	19/7/2004	22:20	482	161	405	350	1398	138,16
2	20/7/2004	05:20	118	0	0	160	278	76,76
	20/7/2004	05:25	20	0	58	0	78	71,94
	20/7/2004	05:30	627	0	410	0	1037	1229,49
3	20/7/2004	06:05	336	0	0	0	336	65,71
	20/7/2004	06:10	505	0	358	0	863	156,85
4	24/7/2004	12:10	0	0	196	0	196	77,1
	24/7/2004	12:15	0	160	429	0	589	200,51

A comparação entre os dados da tabela 4.3, levantada pelos relatórios operacionais das usinas, e da tabela 4.4, obtida pela análise dos dados de demanda ativa da mesma usina, após o cálculo da variação  $\Delta_n$  e aplicação do filtro  $FD_{\Delta_n}$  de 12,5 %, indica haver uma coincidência entre as informações de interrupção.

Ou seja, as ocorrências relacionadas na tabela 4.3 foram também apresentadas na tabela 4.4 pelo filtro de demanda, com relativa aproximação no horário das mesmas.

Dessa forma, além de apresentar o relatório de entrada e saída de demanda das unidades geradoras, através do sistema de telemetria pode-se obter com razoável margem de precisão a relação de ocorrências que ocasionaram interrupção em consumidores nos sistemas atendidos pelas usinas a diesel dos sistemas isolados.

Vale ressaltar que o procedimento apresentado neste capítulo não indica com absoluta precisão o período da interrupção, nem sua origem e causa, mas tem valor para os órgãos de regulação e até para as empresas operadoras dessas usinas como instrumento de análise operacional muito próximo do momento em que esta ocorre, e como ferramenta para confronto dos relatórios elaborados, em geral, de forma manual pelos operadores das usinas e, portanto, bastante sujeitos a erros.

Ou seja, havendo, na curva de carga recebida pelo sistema de coleta de dados remoto, uma grande incidência de  $\Delta_n$  acima de 12,5 % em uma usina, em determinado período; pode ser indicativo da existência de grande número de interrupções.

Assim sendo, este fato alerta para que se faça uma análise mais apurada das causas dessas ocorrências, que podem estar afetando a qualidade do fornecimento de energia elétrica na localidade atendida. Naturalmente, esta investigação é de interesse tanto do órgão regulado como da empresa concessionária responsável pelo fornecimento de energia na localidade atendida pela usina monitorada.

### **4.3 CONSUMO ESPECÍFICO**

Além dos dados elétricos das usinas monitoradas pelo sistema de coleta de dados remoto, a coleta e transmissão dos dados de consumo de combustível, conforme apresentado no Capítulo 3, permite uma série de análises que dizem respeito à eficiência operacional das usinas ou, mais especificamente, demonstra como a forma de operação dos sistemas isolados influi no desempenho em termos de consumo de combustível dos mesmos e quais ações podem ser adotadas para melhoria desse desempenho, o que constitui um dos principais objetivos do sistema proposto neste trabalho.

Os dados elétricos e de consumo de combustível coletados permitem a formação de uma base de dados com uma integralização dos valores medidos de até 5 minutos. A partir dessa base, as análises podem ser efetuadas considerando um pequeno período de tempo, como por exemplo, a análise do desempenho no horário de ponta de carga noturno de determinado dia, como podem, também, considerar períodos maiores de tempo, como os clássicos tratamentos diários, semanais, mensais e até anuais.

A análise de uma base de dados tão grande pode se tornar confusa, se não for resumida por indicadores significativos do desempenho que se deseja

analisar. Dessa forma, assim como os indicadores DEC e FEC são representativos e bastante consagrados, quando se deseja analisar o desempenho de qualquer sistema elétrico em termos de interrupção de longa duração, conforme apresentado no Capítulo 2, há necessidade de se criar indicadores que permitam expressar o desempenho operacional das usinas em termos de consumo de combustível.

Para tal, torna-se necessário iniciar a análise com a introdução de outro indicador, consagrado no setor elétrico, quando se trata de expressar a eficiência dessas usinas termelétricas, que é o consumo específico. No caso de usinas termelétricas a diesel, esse indicador pode ser descrito conforme equação 4.3 (Cartaxo *et al.*, 2001)

$$CE_i = Q_i / E_i \quad (4.3)$$

em que:

$CE_i$  – Consumo específico da usina  $i$  no período analisado;

$Q_i$  – Consumo de combustível da usina  $i$  no período analisado, em litros;

$E_i$  – Geração de energia da usina  $i$  no período analisado, em kWh.

O período analisado que se refere na equação 4.3 pode corresponder a um período curto de uma hora, por exemplo, como pode ser também um período de um mês, ou um ano.

O GTON efetua a estimativa de consumo de combustível das usinas termelétricas dos sistemas isolados, para elaboração do Plano de Operação Anual, aplicando um consumo específico padrão sobre energia gerada total prevista pelos estudos de mercado para o ano seguinte, conforme previsão de mercado de cada concessionária detentora de concessão dos sistemas isolados (ELETROBRAS, 2005c).

A estimativa do GTON é efetuada conforme formulação apresentada na equação 4.4, que é uma variação da equação 4.3.



$$Q_i = CE_i x E_i \quad (4.4)$$

No caso de usinas termelétricas a diesel, o padrão de consumo específico aplicado é de 0,30 L/kWh ou de 300 L/MWh (ELETROBRAS, 2005c). Este padrão não foi definido com base em trabalho técnico específico elaborado pelo GTON, tendo sido estabelecido em meados dos anos 90, com base na experiência dos representantes das concessionárias.

Pode parecer inconsistente esta forma de se estabelecer um padrão tão importante, que define a remuneração da CCC e, como consequência, estabelece as cotas de participação de cada agente do setor elétrico na cobertura desta Conta.

Porém, vale lembrar que até a sua reestruturação, iniciada aproximadamente em 1995, o setor elétrico mantinha um ambiente de cooperação entre as empresas, quase totalmente estatais, que atuavam como um grande condomínio, tendo a ELETROBRAS como síndico (Ministério da Minas e Energia, 1996).

Este fato permitia a manutenção de determinados regulamentos, cujas implicações de alteração eram muito grandes e, portanto, polêmicas, sem grandes questionamentos. As empresas prejudicadas pela medida, em geral, obtinham outra forma de compensação.

O ambiente de competição que se seguiu ao processo de reestruturação do setor mudou esse comportamento, no qual as empresas demasiadamente oneradas por medidas regulatórias perdem parte da competitividade que se estabeleceu, especialmente na parcela do mercado de energia sujeito à livre competição. A tabela 4.5 apresenta as principais empresas distribuidoras de energia elétrica dos estados, que foram privatizadas nos últimos 10 (dez) anos.

Tabela 4.5 – Privatização das Principais Distribuidoras Brasileiras.

Empresas Distribuidora	Estado	Ano da Privatização
CELPA	PARÁ	1998
CEMAR	MARANHÃO	2000 / 2004 (*)
COELCE	CEARÁ	1998
COSERN	R. G. DO NORTE	1997
CELPE	PERNAMBUCO	2000
COELBA	BAHIA	1997
ESCELSA	ESPÍRITO SANTO	1995
LIGHT	RIO DE JANEIRO	1996
CERJ	RIO DE JANEIRO	1996
ELETROPAULO	SÃO PAULO	1998
CPFL	SÃO PAULO	1997
RGE	R. G. DO SUL	1997
AES – SUL	R. G. DO SUL	1997

(\*) Entre 2002 e 2004 a CEMAR voltou ao controle do Gov. Federal.

Voltando à análise do consumo específico, para se ter noção do impacto de uma pequena variação no valor de referência adotado, consideremos o total de energia gerada prevista, somente para as usinas termelétricas a diesel dos sistemas isolados no Plano de Operação 2005 do GTON, que é de 3.477.156 MWh.

Aplicando a equação 4.4 para o valor de consumo específico de 0,30 L/kWh, tem-se um consumo de óleo diesel previsto para os sistemas isolados de 1.043.146.800 litros.

Consideremos então, uma alteração do padrão do consumo específico, reduzindo de 0,30 para 0,29 L/kWh. Isto reduziria o consumo de óleo diesel em 34.771.000 L/ano, o que representa uma redução na conta CCC para o ano de 2005, de R\$ 69.543.120,00, considerando-se o custo unitário do combustível em R\$ 2,00.

Dessa forma, em um ambiente competitivo, com uma conta CCC crescente, como foi visto no Capítulo 2, não é possível manter um valor padrão para o consumo específico sem o aval de uma avaliação técnica

consubstanciada, sendo este um dos produtos mais importantes a serem obtidos a partir dos dados coletados pelo sistema proposto.

A figura 4.2 apresenta o gráfico com a curva mensal do consumo específico da UTE A, no mês de setembro/2004. A seleção desse mês, dentre aqueles em que havia coleta de dados pelo sistema remoto, deve-se ao fato do mesmo apresentar poucas anormalidades, tais como contingências e paradas forçadas ou programadas de unidades geradoras para manutenção.

Os pontos de medição apresentados correspondem aos registros diários de consumo específico dessa central, que apresenta potência nominal da ordem de 2.700 kW, modulados em quatro unidades geradoras, sendo duas unidades geradoras com aproximadamente 850 kW de potência nominal, uma com 650 kW e a quarta com 350 kW.

Pode-se observar pelo gráfico que, dos trinta registros de consumo específico, cerca de dezoito ou 60 % do total apresentaram valores abaixo do padrão estabelecido pelo GTON que é de 0,30 L/kWh. A média mensal da usina no período ficou em torno de 0,297 L/kWh.

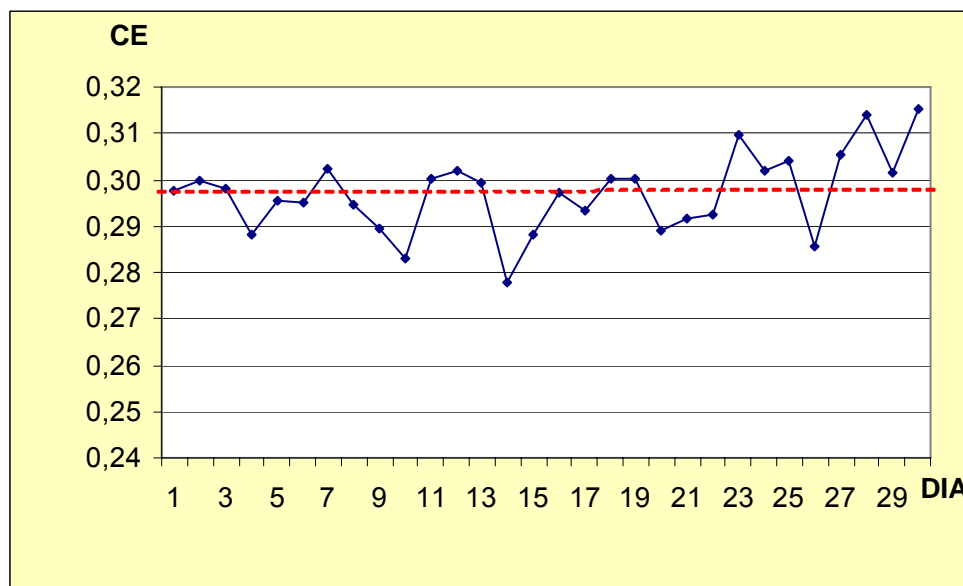


Figura 4.2 – Curva de Consumo Específico da UTE A – Setembro/2004.

Vale ressaltar que, as oscilações diárias dos valores consumo específico da usina se deve, principalmente, a forma de despacho das unidades geradoras, em conformidade com a demanda requerida pelo sistema. As causas dessas oscilações são analisadas no item 4.4.

A figura 4.3 apresenta o gráfico com a curva mensal do consumo específico da UTE B, no mês de setembro/2004. A seleção desse mês, dentre aqueles em que havia coleta de dados pelo sistema remoto, deve-se ao mesmo motivo anteriormente relatado no caso da UTE A.

Esta central, que apresenta potência nominal total da ordem de 6.100 kW, está modulada em sete unidades geradoras, das quais seis apresentam potência nominal de aproximadamente 850 kW e a restante, cerca de 1.000 kW.

Pode-se observar pelo gráfico da figura 4.3 que, dos trinta registros de consumo específico, cerca de vinte e sete ou 90 % do total apresentaram valores abaixo do padrão de 0,30 L/kWh. A média da usina no período ficou em 0,291 L/kWh.

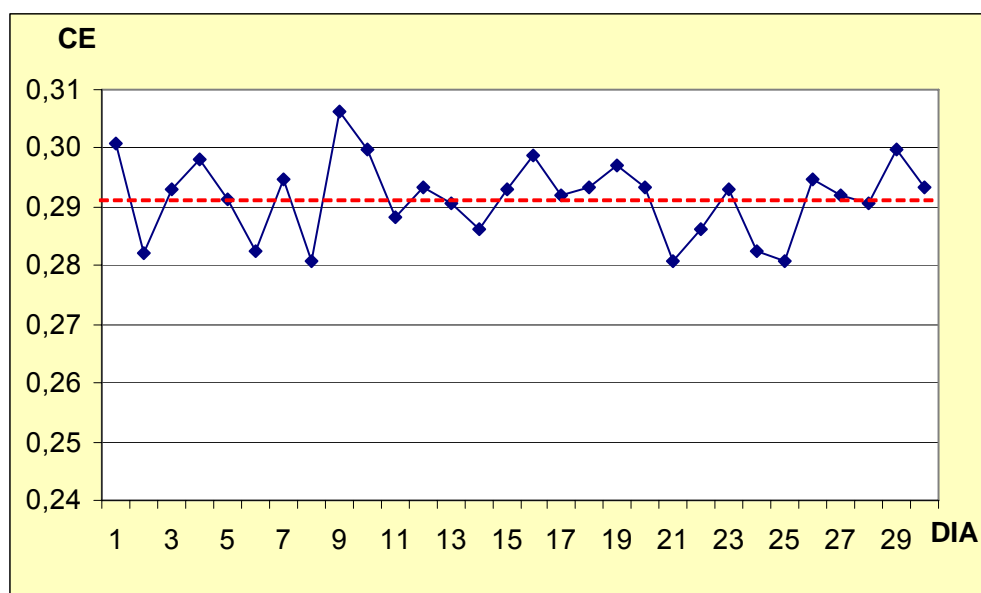


Figura 4.3 – Curva de Consumo Específico da UTE B – Setembro/2004.

A figura 4.4 apresenta o gráfico com a curva mensal do consumo específico da UTE C, no mês de abril/2004. A seleção desse mês, dentre aqueles em que havia coleta de dados pelo sistema remoto, deve-se ao mesmo motivo anteriormente relatado no caso das UTE A e B.

Esta central apresenta potência nominal da ordem de 3.400 kW, modulados em seis unidades geradoras, sendo que três apresentam 250 kW de potência nominal, duas 1.000 kW, e uma aproximadamente 650 kW.

Pode-se observar pelo gráfico da figura 4.4 que, dos trinta registros de consumo específico, 100% do total apresentaram valores abaixo do padrão estabelecido pelo GTON. A média da usina no período ficou em 0,277 L/kWh.

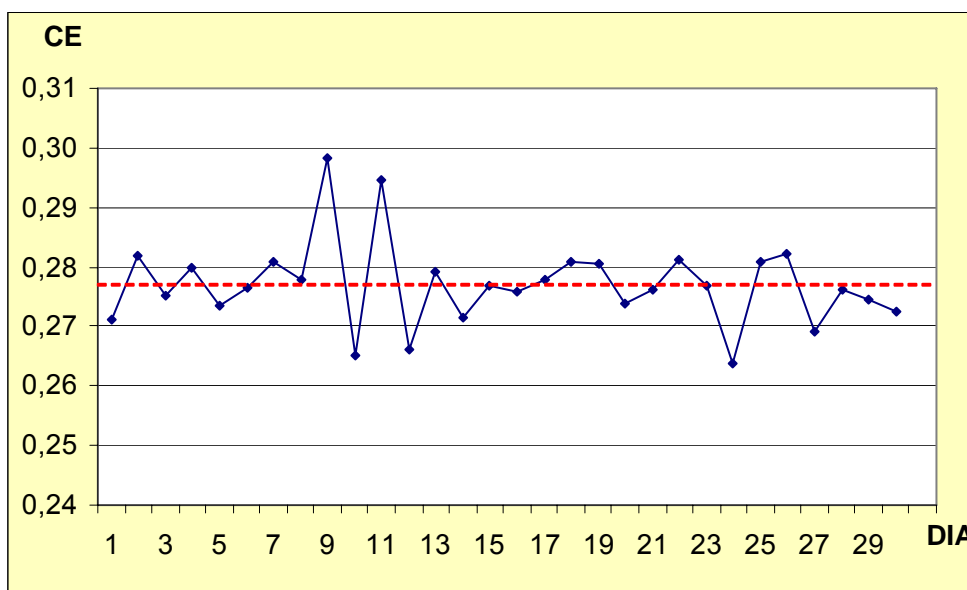


Figura 4.4 – Curva de Consumo Específico da UTE C – Abril/2004.

A figura 4.5 apresenta o gráfico com a curva mensal do consumo específico da UTE D, no mês de julho/2004. A seleção desse mês, dentre aqueles em que havia coleta de dados pelo sistema remoto, deve-se ao mesmo motivo anteriormente relatado no caso das demais usinas.

Esta central apresenta potência nominal da ordem de 450 kW, modulados em três unidades geradoras, sendo duas unidades geradoras com 100 kW de potência nominal, e uma com 250 kW.

Pode-se observar pelo gráfico da figura 4.5, que todos os trinta e um registros de consumo específico ficaram acima do padrão estabelecido pelo GTON, sendo importante ressaltar que todos os registros ficaram acima de 0,350 L/kWh. A média mensal da usina ficou em 0,379 L/kWh.

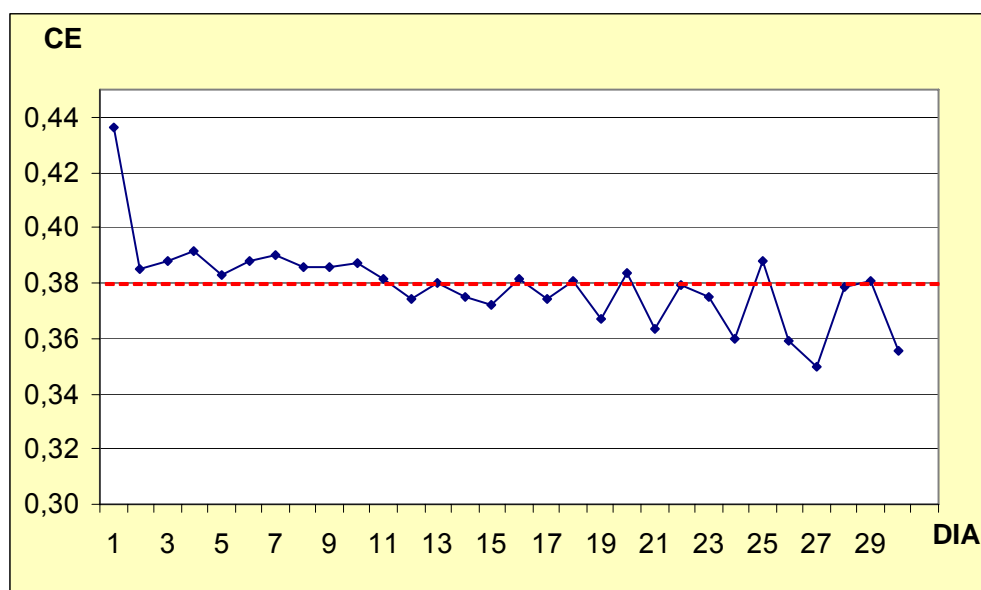


Figura 4.5 – Curva de Consumo Específico da UTE D – Julho/2004

#### 4.4 ANÁLISE DO CONSUMO ESPECÍFICO DAS USINAS MONITORADAS

A partir das informações de consumo específico das usinas, obtidos pelo sistema de coleta de dados remoto, foi efetuado o tratamento desses dados, com o objetivo de buscar uma correlação do comportamento do consumo específico com o perfil de operação dos geradores.

A principal análise compreende a elaboração de histogramas de geração, como o apresentado na figura 4.6, com os dados correspondentes à Usina A, em

setembro/2004, cujo comportamento do consumo específico mensal está apresentado na figura 4.2.

Os valores de demanda do histograma da figura 4.6 são apresentados por unidade geradora e demonstrados em percentual das suas potências nominais, agrupados por faixa de potência.

Gerador	Potência (kW)	Intervalos (01 h) por faixa de operação				Total
		0-40%	40-60%	60-80%	80-100%	
G-1	845	19	67	343	12	441
G-2	350	31	54	212	35	332
G-3	637	18	8	50	107	183
G-4	845	93	303	25	0	421
	Total	161	432	630	154	1377

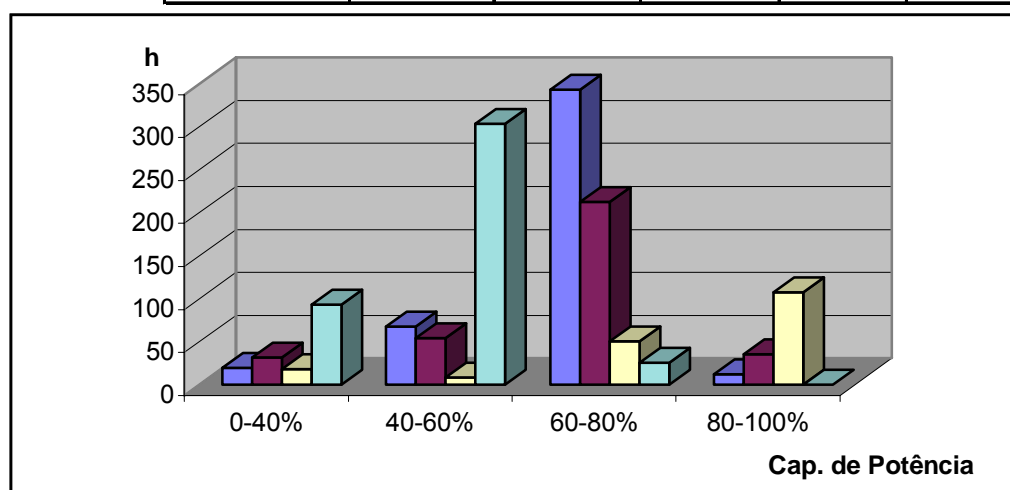


Figura 4.6 – Histograma de Geração por Faixa de Potência da UTE A – Setembro/2004.

As faixas de potência expressas em percentual da capacidade nominal dos grupos geradores diesel das usinas, as quais foram utilizadas para subdividir o histograma, foram escolhidas em função do desempenho esperado desses grupos no que diz respeito ao consumo específico.

Vale ressaltar que as faixas de consumo entre 60% e 80% e entre 80% e 100% são consideradas as de desempenho mais econômico e, portanto, devem apresentar menor consumo específico (CATERPILLAR, 2006).

O consumo específico apresenta maiores valores e a unidade geradora, portanto, maior consumo por unidade de energia gerada, conforme se reduz a

faixa de consumo, devendo na faixa de 0-40% apresentar o pior desempenho, com valores de consumo específico mais elevados.

No período analisado, o resumo do desempenho da UTE A em termos de consumo específico foi o seguinte.

$$C_{esp} \text{ médio} = 0,297 \text{ L/kWh};$$

$$C_{esp} \text{ máximo} = 0,315 \text{ L/kWh}; \text{ ocorrido dia } 30/09;$$

$$C_{esp} \text{ mínimo} = 0,278 \text{ L/kWh}; \text{ ocorrido dia } 14/09.$$

As tabelas 4.6 e 4.7 apresentam o histórico de demanda dos geradores da UTE relacionada na figura 4.6, por faixa de operação, no dia de registro dos valores de consumo específico máximo e mínimo, respectivamente.

Vale ressaltar que, a usina opera em regime contínuo, havendo no histórico de demanda horária nas tabelas 4.6 e 4.7, mais do que 24 registros, devido a necessidade de despacho simultâneo de mais de uma unidade, na maioria dos períodos de carga.

Tabela 4.6 – Histórico de Geração para  $C_{esp} = 0,315$ .

Gerador	0-40%	40-60%	60-80%	80-100%
G1	0	3	13	0
G2	0	0	0	0
G3	0	2	22	0
G4	11	0	0	0

Tabela 4.7 – Histórico de Geração para  $C_{esp} = 0,278$ .

Gerador	0-40%	40-60%	60-80%	80-100%
G1	2	0	9	3
G2	0	0	0	0
G3	0	3	17	4
G4	5	0	0	5



Pode-se observar que no dia de pior desempenho em termos de consumo específico, apresentado na tabela 4.6, o gerador G-4 operou durante onze horas na faixa de 0-40% de sua potência nominal.

No dia de melhor desempenho em termos de consumo específico, apresentado na tabela 4.7, a operação da usina tomou a decisão de desligar o gerador G-1 em determinado momento, permitindo um maior carregamento do gerador G-4 que operou próximo a 100% de sua potência nominal por metade do seu tempo total de funcionamento. Esta decisão operativa possibilitou o melhor desempenho em termos de consumo específico da usina no mês analisado.

A análise do consumo específico verificado nas usinas demonstra, inequivocamente, que a forma de despacho da potência das unidades geradoras influencia o desempenho deste indicador.

Com o objetivo de consolidar a premissa apresentada de correlação da faixa de operação das unidades geradoras no consumo específico das usinas, a seguir, repete-se a análise acima efetuada, para a Usina D, com os dados do mesmo período apresentado na figura 4.5.

A figura 4.7 apresenta o histograma de geração por faixa de potência da UTE "D" no mês de junho/2004.

Gerador	Potência (kW)	Intervalos (01 h) por faixa de operação				Total
		0-40%	40-60%	60-80%	80-100%	
G-1	100	24	249	56	0	329
G-2	100	26	261	2	0	289
G-3	250	175	9	0	0	184
	Total	225	519	58	0	802

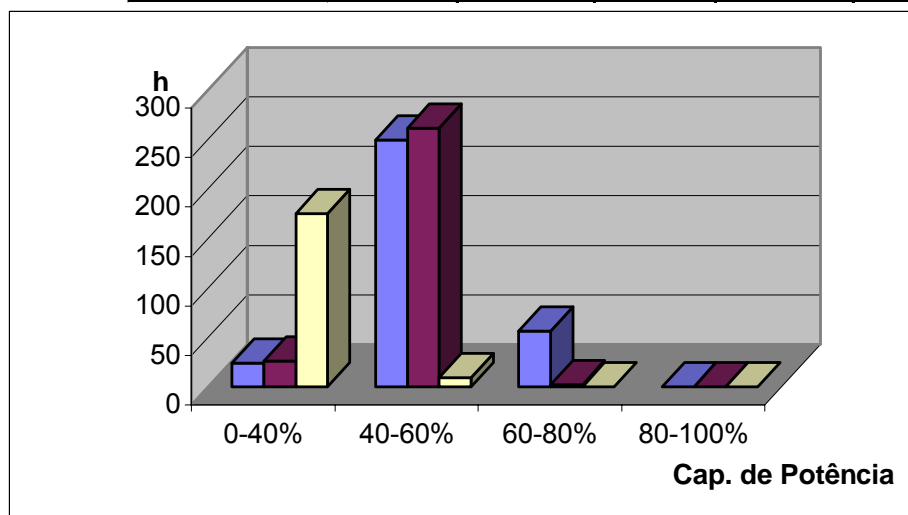


Figura 4.7 – Histograma de Geração por Faixa de Potência da UTE D – Junho/2004.

Vale ressaltar que, apesar de apresentar uma unidade geradora com potência instalada de 250 kW, a demanda máxima atendida pela usina registra valores em torno de 100 kW. Dessa forma, o despacho desse gerador sempre que ocorre, faz com que o mesmo opere na faixa de pior consumo específico que é entre 0-40 % da potência nominal.

No mesmo período, o desempenho da usina em termos de consumo específico corresponde a:

$$C_{esp} \text{ médio} = 0,379;$$

$$C_{esp} \text{ máximo} = 0,436; \text{ ocorrido dia } 01/07;$$

$$C_{esp} \text{ mínimo} = 0,350; \text{ ocorrido dia } 27/07.$$

As tabelas 4.8 e 4.9 apresentam o histórico de demanda dos geradores da referida UTE por faixa de operação no dia de registro dos valores de consumo específico máximo e mínimo, respectivamente.

Tabela 4.8 – Histórico de Geração para  $C_{esp} = 0,436$ .

Gerador	0-40%	40-60%	60-80%	80-100%
G1	0	5	0	0
G2	0	4	0	0
G3	15	0	0	0

Tabela 4.9 – Histórico de Geração para  $C_{esp} = 0,350$ .

Gerador	0-40%	40-60%	60-80%	80-100%
G1	0	2	8	0
G2	0	7	0	0
G3	5	2	0	0

Pode-se observar que no dia de pior desempenho em termos de consumo específico, apresentado na tabela 4.8, os geradores operaram em quase todos os horários na faixa de 0-40% de sua potência nominal, enquanto que no dia de melhor desempenho, apresentado na tabela 4.9, os geradores operaram predominantemente na faixa de consumo entre 40-60%, visto que o G-3 (com potência instalada desproporcional ao tamanho do mercado atendido) operou somente 7 horas, ao contrário do dia de pior desempenho, quando o mesmo operou durante 15 horas.

Como consequência, a quantidade de combustível necessário para geração de cada unidade de energia no dia de maior consumo foi cerca de 25 % superior ao registrado no dia de menor consumo, no mês de análise.

No caso específico dessa usina, parece óbvio que uma das unidades geradoras, que apresenta potência nominal desproporcional em relação à carga atendida, deveria operar somente como reserva do sistema ou ser remanejada para outra usina. Na primeira opção, essa unidade não deveria ser regularmente despachada, apenas em situações de teste de operação, ou indisponibilidade de outra unidade.

Os exemplos dos despachos de carga das usinas A e D, acima apresentados, servem para ilustrar, de forma geral, o desempenho das usinas, especialmente as de pequeno porte, dos sistemas isolados.

Através do tratamento e análise dos dados coletados utilizando o indicador de consumo específico como ferramenta, é possível observar que esse indicador apresenta, em muitas ocasiões, valores elevados devido a problemas operacionais das usinas, que podem ser reduzidos com medidas relativamente simples.

O consumo de combustível dos geradores por unidade de energia gerada apresenta melhor desempenho dentro da faixa de 60 % – 100 %, sendo mais efetivo na faixa de 70 % – 90 % ou próximo de 100%, conforme o fabricante das unidades geradoras (CATERPILLAR, 2006). De fato, quanto mais as unidades geradoras puderem operar dentro das faixas de consumo ótimo, melhor será seu desempenho em termos de consumo específico.

Porém, considerando que os geradores têm a demanda gerada definida a cada instante pelos requisitos das cargas do sistema, a sua operação o mais próximo possível da faixa que propicia melhor consumo de combustível depende, principalmente, de dois fatores, sendo um deles relacionado à fase de **planejamento** das usinas e outro que diz respeito à **operação** das mesmas.

O fator que deve ser levado em conta na fase de **planejamento** das usinas, e que interfere diretamente no desempenho das mesmas, é a modulação das unidades geradoras em função da curva de carga do sistema, ou seja, não basta apenas definir que uma usina deve ter 1.000 kW de potência de geração instalada. Deve-se definir, se esta geração será formada por quatro unidades geradoras de 250 kW, cada, ou se uma modulação com duas unidades de 250 kW e quatro de 125 kW seria mais adequada, por exemplo.

Por outro lado, para os estudos de planejamento de sistemas, não importa apenas definir a modulação das usinas em termos de desempenho de consumo específico, mas deve-se levar em conta, também, aspectos logísticos.

Ou seja, é necessário definir uma solução de compromisso ótima entre a melhor modulação de unidades geradoras; porém, com a preocupação de não introduzir nos sistemas isolados administrados pela concessionária um número muito elevado de tipos de unidade geradoras, de modelos e fabricantes diferentes. Essa precaução deve-se ao fato de que, quanto mais unidades

geradoras de modelos diferentes se apresentam em determinado sistema, maior o custo e o esforço de logística de estoque e transporte de sobressalentes, além de treinamento para as equipes de manutenção.

Apesar do exposto, o histórico das usinas dos sistemas isolados brasileiros demonstra que, com raras exceções, os critérios técnicos de planejamento não são aplicados com o rigor necessário, sendo as expansões das usinas normalmente relacionadas com a disponibilidade de unidades quando ocorrem os momentos de crise energética nos sistemas, ficando a modulação, em muitos casos, em uma situação que inviabiliza atingir ou até reduzir o padrão de 0,30 L/kWh para o consumo específico estabelecido pela ELETROBRAS.

Outro aspecto de fundamental importância para o desempenho do consumo específico, porém relacionado à operação do sistema, é a forma de despacho das unidades geradoras.

O despacho das usinas dos sistemas isolados depende fundamentalmente do desempenho dos operadores, sendo raros os casos que apresentam um programa de despacho ótimo implantado, ou até mesmo uma rotina de operação atualizada e implantada em forma de normativo.

Finalmente, a partir da análise dos dados de consumo específico, as ações que se seguiram foram no sentido de:

1. definir um indicador que represente o desempenho da usina em determinado período em termos de consumo específico correlacionado com a forma de despacho dos geradores;
2. elaborar uma rotina através de um *software* que permita o cálculo do indicador definido para cada usina nos intervalos de tempo especificados;
3. analisar os valores obtidos através desses indicadores e a sua contribuição na engenharia de operação das usinas.

#### **4.5 DEFINIÇÃO DO INDICADOR DE CORRELAÇÃO ENTRE O DESPACHO DA GERAÇÃO E CONSUMO ESPECÍFICO**

As unidades geradoras de uma usina são despachadas de modo a atender aos requisitos de carga variável no tempo do sistema elétrico. Esta carga, apesar de ser variável devido a mudança da demanda dos consumidores residenciais, comerciais, industriais e de serviços, ao longo da jornada diária; pode-se afirmar que essa demanda, do ponto de vista do suprimento, apresenta um padrão de comportamento que varia, naturalmente, conforme o dia da semana (dia útil, sábado ou domingo).

Ou seja, apesar de não poder prever o comportamento de um consumidor individual, é possível prever o comportamento de um conjunto de consumidores com razoável margem de precisão.

O despacho de geradores pode ser efetuado de diversas formas, em função da carga atendida e da potência disponível nos geradores (Brells, 1983). Para exemplificar, apresenta-se o caso de uma usina do sistema que possui quatro geradores, sendo dois com 850 kW, e os demais com 650 kW e 350 kW, respectivamente.

A figura 4.8 apresenta a curva de carga padrão de um dia útil em determinada época do ano. Naturalmente, como a demanda máxima desse sistema é inferior à soma da potência disponível de todas as unidades geradoras, é de se esperar que se possa efetuar o atendimento do sistema sem restrições energéticas.

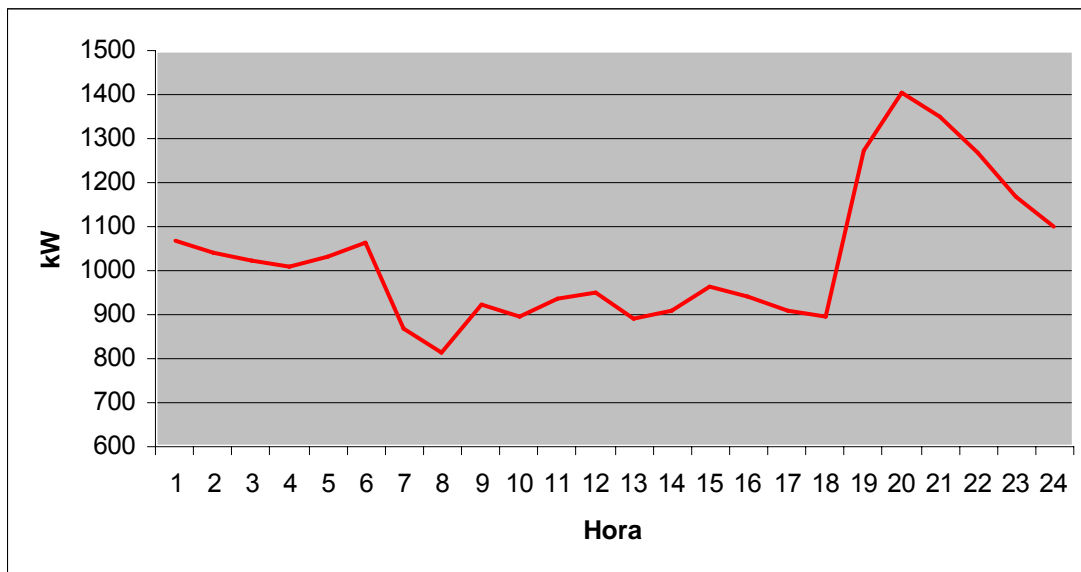


Figura 4.8 – Curva de Carga Diária Padrão – UTE A – Junho/2004.

A tabela 4.10 apresenta três modelos possíveis de despacho das unidades geradoras e, conseqüentemente, de se atender à curva de carga da figura 4.8. Pode-se observar que todos os modelos têm como característica comum o pleno atendimento da carga do sistema no dia padrão considerado.

Vale ressaltar que, as formas de despacho de carga nº 1, 2 e 3 apresentadas na tabela 4.10, correspondem a algumas das formas padrão de atendimento da carga da usina, registrados através da coleta de dados remoto. Porém, para os valores de carga do dia apresentado na figura 4.8, cujos valores estão reproduzidos na tabela 4.10, o despacho de carga nº 3, foi o utilizado.

Tabela 4.10 – Formas de Despacho da Curva de Carga Diária Padrão – UTE A – Junho/2004.

Hora	Despacho de Carga 1 (kW)				Despacho de Carga 2 (kW)				Despacho de Carga 3 (kW)				kW TOTAL
	G1	G2	G3	G4	G1	G2	G3	G4	G1	G2	G3	G4	
1	690	0	380	0	680	0	0	390	0	0	699	371	1070
2	692	0	347	0	679	0	0	360	0	0	686	353	1039
3	680	0	341	0	682	0	0	339	0	0	663	358	1021
4	670	0	337	0	674	0	0	333	0	0	598	409	1007
5	680	0	352	0	680	0	0	352	0	0	622	410	1032
6	675	0	388	0	677	0	0	386	0	0	636	427	1063
7	699	171	0	0	0	292	0	578	15	0	528	327	870
8	686	128	0	0	0	254	0	560	562	176	0	76	814
9	663	261	0	0	0	354	0	570	704	220	0	0	924
10	667	230	0	0	0	321	0	576	656	241	0	0	897
11	670	268	0	0	0	348	0	590	693	245	0	0	938
12	670	281	0	0	0	341	0	610	698	253	0	0	951
13	659	233	0	0	0	297	0	595	629	263	0	0	892
14	665	242	0	0	0	337	0	570	644	263	0	0	907
15	690	273	0	0	0	283	680	0	700	263	0	0	963
16	689	250	0	0	0	261	678	0	676	263	0	0	939
17	678	232	0	0	0	240	670	0	645	265	0	0	910
18	0	206	688	0	0	204	690	0	628	266	0	0	894
19	0	189	700	382	581	0	690	0	671	218	0	382	1271
20	0	244	676	486	716	0	690	0	706	214	0	486	1406
21	0	200	667	481	661	0	687	0	657	210	0	481	1348
22	0	196	658	414	568	0	700	0	676	178	0	414	1268
23	0	0	671	496	0	0	722	445	709	0	0	458	1167
24	0	0	690	410	0	0	690	410	644	0	0	456	1100

Como foi apresentado no item 4.4, o consumo específico das usinas tende a ser menor quanto mais próximo da faixa de melhor consumo operarem as unidades geradoras. Dessa forma, o desafio que se apresenta é desenvolver um indicador que expresse a forma de despacho das unidades geradoras em determinado período e compará-lo com o consumo específico obtido no mesmo período.

Assim, pode-se obter uma correlação direta da forma despacho da geração com o consumo de óleo da mesma e, conseqüentemente, efetuar análises e tomar decisões para o aumento da eficiência das usinas.

Um dos indicadores tradicionalmente utilizados no setor elétrico para medir o nível de utilização da potência nominal de determinado equipamento, no presente caso um gerador, é o fator de utilização, calculado conforme apresentado na equação 4.5.



$$Fu_{ij} = P_{ij} / Pg_i \quad (4.5)$$

em que:

$Fu_{ij}$  – Fator de utilização de cada gerador  $i$  da usina em operação, no Intervalo de tempo  $j$ ;

$P_{ij}$  - Potência despachada do gerador  $i$  no intervalo  $j$ , em kW;

$Pg_i$  - Potência nominal do gerador  $i$ , em kW.

Para os modelos de despacho 1, 2 e 3 apresentados na tabela 4.10, pode-se calcular então o  $Fu_{ij}$  de cada gerador, para cada um dos intervalos coletados e dividir o resultado pelo número de intervalos utilizados no cálculo. Dessa forma, obtém-se a média dos fatores de utilização do gerador  $i$  no período considerado, que pode ser representado matematicamente pela equação:

$$Fu_i = \left( \sum_{j=1}^m P_{ij} / Pg_i \right) \quad (4.6)$$

em que:

$Fu_i$  – Fator de utilização médio de cada gerador da usina no período considerado;

$P_{ij}$  - Potência despachada do gerador  $i$  no horário  $j$ , em kW;

$Pg_i$  - Potência nominal do gerador  $i$ , em kW;

$m$  - Número total de intervalos em operação do gerador  $i$  no período de apuração.

O fator de utilização médio de cada gerador calculado conforme a equação 4.6 é um parâmetro adequado para avaliar o desempenho em termos de consumo de cada unidade, comparando com o respectivo consumo específico no período considerado.

Porém, face ao interesse no desempenho global da usina, além dos fatores de utilização,  $Fu_i$ , de cada gerador  $i$ , pode-se desenvolver o cálculo de um

indicador que expresse o desempenho global do conjunto de geradores da usina em determinado período.

A equação 4.7 corresponde ao fator de utilização da usina no intervalo  $j$ . Este indicador leva em conta todas as unidades geradoras despachadas no intervalo  $j$  calculando o fator de utilização de forma ponderada em relação à potência nominal desses geradores no referido intervalo.

$$Fu_j = \sum_{i=1}^k P_{ij} / \sum_{i=1}^k Pg_{ij} \quad (4.7)$$

em que:

$P_{ij}$  - Potência despachada do gerador  $i$  no horário  $j$ , em kW;

$Pg_{ij}$  - Potência nominal do gerador  $i$  em operação no horário  $j$ ;

$\sum_{i=1}^k P_{ij}$  - Somatória da potência despachada dos geradores em operação no horário  $j$ ;

$\sum_{i=1}^k Pg_{ij}$  - Somatória da potência nominal dos geradores em operação no horário  $j$ ;

$k$  - Número de geradores despachados no intervalo  $j$ .

A equação 4.7 se aplica apenas a um intervalo horário  $j$ . Ou seja, esta representa o fator de utilização médio da usina no intervalo  $j$ .

Para se estimar em apenas um valor o fator de utilização médio de todos os geradores nos  $j$  intervalos que compõem determinado dia, por exemplo, torna-se necessário somar os  $j$  resultados de  $Fu_j$  obtidos pela expressão da equação 4.7.

Vale ressaltar que os valores de  $Fu_j$  estão expressos com base na somatória da potência nominal dos geradores em operação em cada intervalo  $j$ , que podem ser diferentes para cada valor de  $j$ . Porém, como se referem à mesma

usina, o valor do denominador  $\sum_{i=1}^k P_{g_{ij}}$ , será no máximo correspondente à potência instalada da usina.

Dessa forma, sem incorrer em erros significativos, pode-se definir a média dos  $Fu_j$  da equação 4.7, ponderada pelos  $n$  intervalos  $j$  em análise. Assim, obtém-se a equação 4.8, que corresponde a um fator de utilização médio da usina ponderado pela potência instalada dos seus geradores, sendo denominada de *IMU*, ou índice médio de utilização da usina.

$$IMU = \sum_{j=1}^n Fu_j / n \quad (4.8)$$

em que:

$n$  – Número total de intervalos de tempo de apuração.

Aplicando a equação 4.7 na equação 4.8, obtém-se:

$$IMU = \sum_{j=1}^n (\sum_{i=1}^k P_{ij} / \sum_{i=1}^k P_{g_{ij}}) / n \quad (4.9)$$

A tabela 4.11 apresenta os modelos de despacho de carga da tabela 4.10 com os valores de  $Fu_j$  e *IMU* calculados conforme formulação definida nas equações 4.6 e 4.9.

Tabela 4.11 – Indicadores  $Fu_j$  dos Geradores e *IMU* da Usina A.

	Despacho de Carga 1 (kW)				Despacho de Carga 2 (kW)				Despacho de Carga 3 (kW)			
	G1	G2	G3	G4	G1	G2	G3	G4	G1	G2	G3	G4
P <sub>gi</sub>	850	350	850	650	850	350	850	650	850	350	850	650
F <sub>u</sub>	0,7974	0,6436	0,624	0,6844	0,7762	0,841	0,8114	0,7369	0,7394	0,6739	0,7449	0,5943
IMU	0,718				0,797				0,722			

Vale ressaltar que a forma de despacho nº 2 é a que apresenta maior *IMU*, ou índice médio de utilização da usina, que foi de 0,797, ou 79,7 %. Nessa condição, a unidade geradora G2 foi a que apresentou maior fator de utilização médio, com 0,841. Todas as unidades geradoras apresentaram fator de utilização médio superior a 0,700, ou 70 %.

As formas de despacho nº 1 e 3 apresentam valores de *IMU* menores, sendo a de nº 3, igual a 0,722. Embora esse valor não seja considerado exageradamente baixo, pela experiência obtida no projeto, a existência de unidade geradora com fator de utilização médio inferior a 0,600 e a comparação com a forma de despacho nº 2, levam ao entendimento que existem possibilidades mais econômicas de operar as usinas em termos de consumo específico.

Dessa forma, o modelo de despacho de carga nº 2 seria o mais adequado para a usina, para atendimento da curva de carga considerada, em vez do modelo de despacho nº 3, que foi o utilizado.

#### **4.6 ROTINA DE CÁLCULO DO INDICADOR *IMU***

O estabelecimento de uma rotina de cálculo do *IMU* tem como objetivo tornar sistemático o cálculo deste indicador e a análise comparativa dos valores de consumo específico obtidos no mesmo período. Vale ressaltar que o *IMU* reflete uma espécie de “resumo” do despacho de carga das usinas.

A figura 4.9 apresenta a rotina desenvolvida em linguagem *Delphi* para cálculo do *IMU*.

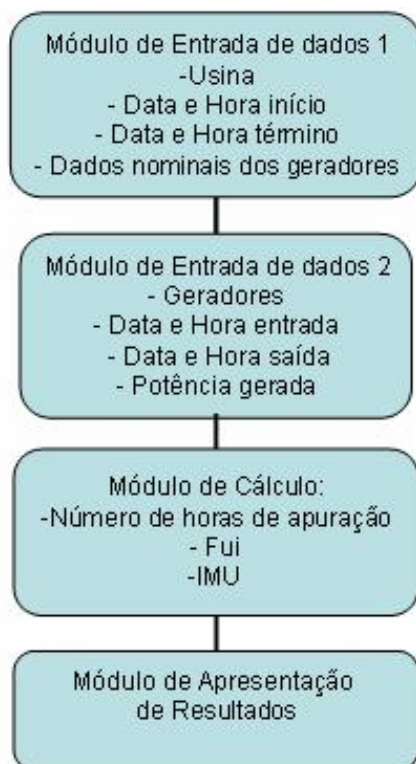


Figura 4.9 – Rotina de Cálculo dos  $Fu_i$  e do  $IMU$

A tabela 4.12 apresenta alguns dos resultados da aplicação da rotina desenvolvida, na qual constam os valores do indicador  $IMU$ , comparados com os valores de consumo específico das mesmas usinas nos mesmos períodos considerados.

Tabela 4.12 - Correlação entre o *IMU* e o Consumo Específico das Usinas

UTE	Data	C. Específico	IMU
A	14/09/2004	0,278	0,723
A	17/09/2004	0,283	0,704
A	26/09/2004	0,306	0,650
B	01/10/2003	0,284	0,749
B	05/10/2003	0,301	0,738
B	18/10/2003	0,302	0,725
C	05/04/2004	0,273	0,734
C	09/04/2004	0,278	0,733
C	12/04/2004	0,290	0,744
D	01/12/2004	0,361	0,513
D	07/12/2004	0,391	0,423
D	20/12/2004	0,403	0,479

#### 4.7 INDICADOR *IMU* E A SUA CONTRIBUIÇÃO NA ENGENHARIA DE OPERAÇÃO DAS USINAS

A avaliação da tabela 4.12 indica que, embora não haja uma relação linear, os melhores desempenhos das usinas em termos de consumo específico, geralmente ocorrem com o indicador *IMU* na faixa superior a 0,7.

Da mesma forma, pode-se observar o desempenho insatisfatório da UTE D, com um consumo específico superior a 0,400 L/kWh, quando a usina apresentou *IMU* abaixo de 0,50. Esse comportamento se repetiu nas demais simulações.

A partir dos valores de *IMU* calculados para as usinas geradoras dos sistemas isolados, os seguintes procedimentos podem ser adotados:

- a) definição de possíveis remanejamentos de unidades geradoras entre usinas, tendo como parâmetro de simulação, a obtenção de formas de despacho de carga que possibilitem a obtenção de *IMU* acima de 0,7 e, conseqüentemente, consumos específicos menores;

- b) expansão dos sistemas isolados, de forma a definir o melhor perfil de potência instalada das unidades novas a serem adquiridas;
- c) elaboração de planilhas de despacho de carga com base na busca do melhor desempenho do *IMU* e do consumo específico.

Os estudos acima devem, preferencialmente, ser desenvolvidos pelas empresas concessionárias que detêm o controle dos sistemas isolados.

Ao órgão regulador cabe aplicar o indicador *IMU* como ferramenta para definir nova referência de valor de consumo específico para remuneração através da conta CCC.

A partir do novo valor de referência, as empresas concessionárias teriam o estímulo regulatório para buscar maior eficiência operacional e, portanto, execução dos estudos anteriormente citados, entre outras medidas.

## 5 – ANÁLISE DOS CUSTOS E MODELOS DE TELEMETRIA PARA OS SISTEMAS ISOLADOS

### 5.1 CUSTOS DE IMPLANTAÇÃO

O custo do sistema de coleta de dados remoto pode ser dividido em três componentes distintos. Existe um componente de custo individualizado por unidade geradora. Estão nesse grupo, os medidores, cabos, conectores e outros.

Outro componente do custo do sistema pode ser agrupado por usina. Nesse grupo estão incluídos os concentradores de dados, medidores de fluxo de combustível, o equipamento de transmissão dos dados de combustível e o painel de abrigo dos equipamentos de telemetria.

Finalmente, existe um componente de custo global do sistema, no qual estão incluídos o computador-servidor, o *software* STM, licenciado para 20 concentradores de dados, com a finalidade de recebimento das informações das usinas.

Além dos custos de implantação, existem os custos de operação associados. Esses incluem o custo da conta do provedor de internet e o custo de manutenção dos equipamentos de telemetria.

Os custos de instalação acima citados, discriminados por grupo de custos, estão descritos na tabela 5.1.



Tabela 5.1 – Custo de Implantação do Sistema em 4 Usinas, Exceto a Telemetria do Medidor de Fluxo de Combustíveis.

Discriminação	Custo Total (R\$)
Equipamentos (medidores e concentradores de dados)	52.000,00
Equipamentos (medidores de fluxo de combustível)	36.000,00
Acessórios (painel, filtros de linha, estabilizadores, cabos e conectores)	8.000,00
Software STM (Licença para 20 pontos de medição)	12.000,00
Microcomputador – Servidor do sistema	3.000,00
Frete e seguro	3.000,00
Pessoal (projeto e instalação)	35.000,00
Deslocamento (diárias e passagens)	13.000,00
Administração (Mat.de consumo, encargos e administração)	25.000,00
SUB-TOTAL 1	187.000,00

Na tabela 5.2 são apresentados os custos de implantação da função de telemetria do fluxo de combustível para as quatro usinas do projeto, incluindo os fluxômetros digitais, coletor automático dos dados e os *softwares* desenvolvidos para coleta e transmissão dos dados de consumo.

Tabela 5.2 – Custo da Função de Telemetria do Fluxo de Combustíveis em 4 Usinas.

Discriminação	Custo Total R\$
Equipamentos (inclui desenvolvimento)	30.000,00
Acessórios	3.000,00
Pessoal	12.000,00
Deslocamento (diárias e passagens)	6.000,00
Administração (Mat.de consumo, encargos e administração)	10.000,00
SUB-TOTAL 2	61.000,00

A tabela 5.3 apresenta o custo médio global do sistema de coleta de dados remoto por usina e por unidade de geração, considerando uma correlação de US\$ 1,00 para R\$ 2,50, que era a cotação aproximada da moeda americana quando da aquisição dos equipamentos para o sistema de telemetria.

Tabela 5.3 – Custo Referenciado do Sistema de Telemetria.

Custo	R\$	US\$
Total	248.000,00	99.200,00
Por usina	62.000,00	24.800,00
Por unidade geradora	13.052,00	5.220,80
Por MW instalado	18.067,00	7.226,80

Além dos custos iniciais de instalação citados, há o custo de operação e manutenção do sistema que é descrito mais adiante.

## 5.2 ANÁLISE DOS CUSTOS DE IMPLANTAÇÃO

Os custos de implantação do sistema de coleta de dados remoto apresentados na tabela 5.3 estão referenciados de três formas distintas: por usina, por unidade geradora e por MW instalado.

Considerando que o parque gerador de usinas termelétricas que operam com a finalidade de serviço público de energia elétrica no Estado do Pará totalizam aproximadamente 38 usinas, 179 unidades geradoras e 71,3 MW de capacidade instalada, são apresentados na tabela 5.4 os custos estimados de implantação em todo o Parque Gerador do Pará, considerando como premissa cada um dos critérios para levantamento do custo unitário, apresentados na tabela 5.3.

Tabela 5.4 – Custo Estimado de Implantação do Sistema em Todo o Estado do Pará (US\$ 1,00 = R\$ 2,50).

Critério do Custo Médio	Custo Unitário		Custo Total	
	R\$	US\$	R\$	US\$
Por usina	62.000,00	24.800,00	2.356.000,00	942.400,00
Por unidade geradora	13.052,00	5.220,80	2.336.308,00	934.523,20
Por MW instalado	18.067,00	7.226,80	1.288.177,00	515.270,80

Pela própria arquitetura do sistema de coleta de dados remoto, o custo de implantação do mesmo, da maneira como foi concebido, apresenta forte

correlação com a quantidade de usinas e com a quantidade de unidades geradoras do sistema. Uma prova disso é a proximidade dos custos estimados segundo esses dois critérios definidos na tabela 5.4.

Por outro lado, embora o critério de potência instalada não represente uma boa metodologia para levantar o custo de telemetria, esta é uma boa referência para, a partir do custo de implantação do projeto de telemetria em determinada usina, utilizar a potência instalada, que tem forte correlação com a quantidade de energia elétrica produzida, para estimar o impacto do custo da telemetria em cada MWh gerado, como é apresentado mais adiante.

De forma conservativa, na análise e na comparação do custo da telemetria entre as diversas configurações propostas de transmissão de dados aqui apresentadas utiliza-se o custo médio mais elevado, que é o por usina.

Esta escolha decorre da necessidade de se levar em conta o cenário mais conservativo nas ações de planejamento, sendo importante ressaltar que os impactos nos custos de geração, calculados conforme essa metodologia, são, da mesma forma, conservativos. Como consequência, podem-se esperar resultados mais positivos quando da efetiva implantação do sistema de telemetria para todas as usinas do parque gerador dos sistemas isolados.

A tabelas 5.5, 5.6 e 5.7 apresentam, respectivamente, o custo de implantação do sistema de coleta de dados remoto em todo o estado do Pará, o custo de operação e o custo de manutenção do sistema de telemetria para os diversos tipos de transmissão de dados avaliados.

Tabela 5.5 – Custo Médio de Implantação do Sistema de Coleta de Dados Remoto.

Critério – Custo Médio Por Usina	Custo Unitário		Custo Total	
	R\$	US\$	R\$	US\$
100% Telefonia Convencional	62.000,00	24.800,00	2.356.000,00	942.400,00
100 % Telefonia Celular	63.500,00	25.400,00	2.413.000,00	965.200,00
100 % Telefonia por Satélite	66.000,00	26.400,00	2.508.000,00	1.003.200,00
100 % IP SAT Embratel	70.000,00	28.000,00	2.660.000,00	1.064.000,00

Tabela 5.6 – Custo Médio de Operação do Sistema de Coleta de Dados Remoto.

Critério - Custo Médio Por Usina	Custo Unitário		Custo Total	
	R\$/mês	US\$/mês	R\$/mês	US\$/mês
100% Telefonia Convencional	350,00	140,00	13.300,00	5.320,00
100 % Telefonia Celular	800,00	320,00	30.400,00	12.160,00
100 % Telefonia por Satélite	2.000,00	800,00	76.000,00	30.400,00
100 % IP SAT Embratel	800,00	320,00	30.400,00	12.160,00

Tabela 5.7 – Custo Médio de Manutenção do Sistema de Coleta de Dados Remoto.

Critério - Custo Médio Por Usina	Custo Unitário		Custo Total	
	R\$/mês	US\$/mês	R\$/mês	US\$/mês
100% Telefonia Convencional	150,00	60,00	5.700,00	2.280,00
100 % Telefonia Celular	150,00	60,00	5.700,00	2.280,00
100 % Telefonia por Satélite	150,00	60,00	5.700,00	2.280,00
100 % IP SAT Embratel	200,00	80,00	7.600,00	3.040,00

Vale ressaltar que os custos de manutenção referidos na tabela 5.7 foram estimados com base na experiência obtida com o projeto de telemetria, sendo considerado como premissa de manutenção o custo de substituição de um concentrador de dados por usina a cada dois anos, incluindo nesse custo as despesas com aquisição do equipamento, mão de obra e locomoção.

Na mesma tabela, o custo de manutenção utilizando 100 % IP SAT Embratel inclui, além da premissa citada no parágrafo anterior, a estimativa de substituição eventual dos equipamentos de informática.

A tabela 5.8 apresenta o impacto, no custo de geração, dos custos de implantação, operação e manutenção da telemetria nas usinas, referenciados nas tabelas 5.5, 5.6 e 5.7.

O impacto da implantação da telemetria no custo estimado da geração estimado levou em consideração as seguintes premissas:

- Taxa de atratividade: 12%;

- Vida útil: 15 anos;
- Fator de utilização das usinas: 80%;
- Fator de carga do sistema elétrico: 65%.

Tabela 5.8 – Impacto no Custo de Geração.

Critério - Custo Médio Por Usina	Impacto no Custo da Geração (Custo de Instalação e Operação)	
	R\$/MWh	US\$/MWh
100% Telefonia Convencional	0,80	0,32
100 % Telefonia Celular	1,12	0,45
100 % Telefonia por Satélite	1,79	0,72
100 % IP SAT Embratel	1,19	0,48

Nos valores apresentados na tabela 5.8 não estão contabilizados os ganhos auferidos com o sistema de telemetria. Dessa forma, existem impactos positivos da implantação desse sistema, tais como, economia de combustível decorrente de uma forma de operação mais eficiente, redução do custo de manutenção corretiva e maior interação com a operação das usinas que, se contabilizados pelo lado do benefício, certamente alteram a relação de custo da implantação da telemetria.

### **5.3 MODELAGEM DE SISTEMAS DE TELEMETRIA PARA TODOS OS SISTEMAS ISOLADOS**

Com relação aos resultados inicialmente pretendidos e abaixo reproduzidos, pode-se observar que somente o item c ainda não foi efetivamente exposto:

- a) definir um sistema de monitoramento adequado às características dos sistemas isolados, adotando como principais diretrizes metodológicas:

- iii. possibilitar o acompanhamento da eficiência operacional dessas usinas isoladas, sob o enfoque da qualidade do fornecimento e do controle do consumo de combustível;
  - iv. aplicar soluções eficazes, porém de baixo custo, com mínimo impacto financeiro e conseqüentemente tarifário para os sistemas considerados;
- b) propor indicadores operacionais para pequenas usinas termelétricas, que auxiliem o sistema proposto a atuar não apenas como uma ferramenta de fiscalização e controle, mas também de grande utilidade para as concessionárias no gerenciamento e otimização das usinas, com impactos positivos na redução de custos e melhoria nos indicadores de qualidade de fornecimento;
  - c) definir modelos de sistemas de monitoramento possíveis de serem implantados em todos os sistemas isolados.

De fato, o êxito obtido na execução dos itens a e b, são pré-condições para execução do item c e das etapas finais que, naturalmente, devem seguir na condução do projeto, dentro do enfoque de um ente regulador, que são:

- a) definir critérios para enquadramento das usinas dos sistemas isolados nos modelos de sistemas de coleta de dados remoto propostos;
- b) definir os parâmetros (grandezas, modelos, prazos e etc.) a serem sugeridos para regulação sobre o assunto.

Inicialmente, vale ressaltar que, ao invés de utilizar um modelo único de sistema de coleta de dados remoto, o mais recomendável é a aplicação de vários modelos de sistemas de coleta diferenciados pelo porte das usinas, levando em conta principalmente que as usinas dos sistemas isolados apresentam capacidades extremamente diferenciadas que variam de 5 kW a 122.000 kW, conforme pode ser observado na relação das usinas dos sistemas isolados apresentada no Anexo II.

Os modelos definidos para cada grupo de usinas devem obedecer a um critério de razoabilidade econômica. Além disso, deve-se sugerir um cronograma de referência para implantação desses sistemas, tomando como base a experiência obtida no projeto de telemetria de usinas. Tudo isso, dentro dos parâmetros de suporte à regulação.

As etapas dessa modelagem incluem:

- a) definição dos parâmetros e periodicidade mínima de coleta e envio dos dados das usinas dos sistemas isolados;
- b) definição dos critérios para estimativa do custo limite de implantação do sistema, considerando o porte das usinas;
- c) criação dos modelos de telemetria para enquadramento das usinas, conforme critérios definidos;
- d) finalmente, enquadramento das usinas nos modelos propostos, conforme critérios estabelecidos.

#### **5.4 DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS E PERIODICIDADE DE COLETA E ENVIO DOS DADOS**

Considerando que as informações inicialmente obtidas através do sistema de coleta de dados remoto foram suficientes para efetuar as análises propostas, estas foram mantidas como os parâmetros mínimos do projeto, sendo inserido somente o parâmetro frequência, o qual não era contemplado na 1ª etapa, com o objetivo de efetuar posteriores estudos relacionados a essa grandeza. Dessa forma, os parâmetros sugeridos para monitoração são:

- 1) Energia ativa por unidade geradora;
- 2) Energia reativa por unidade geradora;
- 3) Demanda ativa por unidade geradora;

- 4) Demanda reativa por unidade geradora;
- 5) Tensão de geração;
- 6) Freqüência;
- 7) Quantidade de combustível consumido por cada unidade geradora, por grupo de unidades, ou por toda a usina, conforme modelo de sistema especificado.

A coleta deve prever, no mínimo, a tabulação dos dados para tratamento em uma base horária, ou a cada 15 minutos, a partir da 00:00 h do 1º dia útil de coleta das informações.

Os dados coletados das usinas devem ser enviados periodicamente para a ANEEL, conforme o porte das usinas, pela internet. A menor periodicidade admitida, considera a transmissão diária das informações.

## **5.5 DEFINIÇÃO DE CRITÉRIOS PARA ESTIMATIVA DO CUSTO LIMITE DE IMPLANTAÇÃO DO SISTEMA DE TELEMETRIA**

### **5.5.1 Metodologia para Estimativa do MWh Gerado pelas Usinas dos Sistemas Isolados**

Conforme apresentado no item 5.2, a partir do custo de implantação do projeto de telemetria em determinada usina, a potência instalada é uma referência adequada para estimar o impacto desse custo em cada unidade de MWh gerado, devido à correlação em geral existente, dessa potência com a quantidade de energia elétrica produzida.

Portanto, com base na potência nominal instalada em uma usina ( $P_{ins}$ ), pode-se calcular a energia total produzida ao longo do ano, com base na seguinte formulação:

$$E_n = (P_{ins} / 1000) \times 24 \times 365 \times Fu \times Fc \quad (5.1)$$



em que:

$E_n$  - Energia anual produzida pela usina, em MWh;

$P_{ins}$  - Capacidade nominal instalada, em kW, definida pela equação 5.2;

$Fu$  - Fator de utilização da usina, definido pela equação 5.3;

$Fc$  - Fator de carga da usina, definido pela equação 5.4.

$$P_{ins} = \sum_{i=1}^n P_{g_i} \quad (5.2)$$

em que:

$P_{g_i}$  - Potência nominal dos  $i$  geradores da usina.

$$Fu = P_{max} / \sum_{i=1}^n P_{g_i} \quad (5.3)$$

em que:

$P_{max}$  - Potência máxima demandada da usina;

$P_{g_i}$  - Potência nominal do gerador  $i$  da usina.

$$Fc = \sum_{i=1}^n E_{g_i} / (t \times P_{max}) \quad (5.4)$$

sendo:

$P_{max}$  - Potência máxima demandada da usina;

$E_{g_i}$  - Energia Gerada do gerador  $i$  da usina, no ano;

$t$  - tempo total, em horas.

Com base na energia total gerada e na potência instalada dos sistemas isolados, pode-se adotar um padrão para os valores de  $Fu$  e  $Fc$ .

Conseqüentemente, pode-se também estabelecer um valor padrão para o produto  $F_u \times F_c$  e utilizar esse resultado como sendo a média das usinas dos sistemas isolados.

Portanto, através das equações 5.2, 5.3 e 5.4 calcula-se o produto  $F_u \times F_c$  conforme representado na formulação abaixo, como a energia média gerada dividida pela potência nominal de todos os geradores das usinas:

$$F_u \times F_c = \frac{\sum_{i=1}^n E_{g_i}}{t \times P_{ins}} \quad (5.5)$$

Pelos dados contidos no “Plano de Operação 2005 – Sistemas Isolados” do Grupo Técnico de Operação Norte (GTON), obtém-se o valor da potência nominal instalada e a energia total prevista de geração em todos os sistemas isolados.

capacidade nominal instalada nos sistemas isolados = 3.169.594 kW;

energia gerada prevista para os sistemas isolados = 11.181.858 MWh;

$t = 24$  horas x 365 dias.

Aplicando-se esses valores na equação 5.5, obtém-se:

$$F_u \times F_c = 11.181.858 \text{ MWh} / (24 \times 365 \times 3.169,594 \text{ MW})$$

$$\mathbf{F_u \times F_c = 0,403} \quad (5.6)$$

Dessa forma, a energia produzida numa usina dos sistemas isolados durante o ano pode ser definida, em média, através da aplicação direta da equação 5.6 na equação 5.1, da qual se obtém:

$$E_n = 3,5303 \times P_{ins} \quad (5.7)$$

Vale ressaltar que a formulação apresentada na equação 5.7 implica na aplicação de  $P_{ins}$  em kW e o resultado  $E_n$  é expresso em MWh.

### 5.5.2 Metodologia para Cálculo do Impacto dos Investimentos em Telemetria no Custo da Geração

O impacto no custo da geração dos investimentos no sistema de coleta e envio de dados dos sistemas isolados pode ser calculado pela expressão (Hirschfeld, 1998):

$$u(R\$) = C_{fixo} \times j \times (1 + j)^n / [(1 + j)^n - 1] + C_{o\&m/ano} \quad (5.8)$$

em que:

- $C_{fixo}$  - Custo de implantação do sistema de coleta;
- $C_{o\&m/ano}$  - Custo anual de operação e manutenção do sistema de coleta;
- $j$  - Taxa de juros;
- $n$  - Tempo de amortização, em anos.

Para a estimativa presente são consideradas as seguintes premissas:

$j = 0,12$  (ou 12% ao ano);

$n = 15$  anos ;

$CO\$M/ano = 0,19 \times C_{fixo}$  , tomando como base a experiência no projeto de telemetria de usinas, conforme apresentado no Apêndice II (Hirschfeld, 1998).

Dessa forma, o impacto, no custo da geração, do investimento do sistema de coleta e envio de dados dos sistemas isolados pode ser expresso de forma simplificada, em R\$ / ano, como sendo:

$$u(R\$) = 0,3368 \times C_{fixo} \quad (5.9)$$

Assim, o impacto, no custo da geração, do investimento do sistema de coleta e envio de dados dos sistemas isolados, referenciado em R\$ por MWh-ano, pode ser definido como:

$$U(R\$) = u(R\$) / \sum_{i=1}^n Eg_i \quad (5.10)$$

Aplicando na equação 5.10, as equações 5.7 e 5.9, obtém-se:

$$U(R\$) = 0,0954 \times (C_{fixo} / P_{ins}) \quad (5.11)$$

O “Plano Anual de Combustíveis dos Sistemas Isolados – 2004” da ELETROBRAS permite efetuar o cálculo do custo médio dos combustíveis por MWh gerado dos sistemas isolados, bastando para tal dividir o custo total de R\$ 2.865.431.742,78 com a aquisição de combustíveis, pela energia total prevista, que é da ordem de 6.898.042 MWh, o que resulta em um valor unitário de R\$ 417,15/MWh.

Atualizando o valor para 2005, pela multiplicação do valor unitário de R\$ 417,15/MWh pelo IGP-M acumulado de janeiro a dezembro de 2004 (12,42%), obtém-se o valor global de R\$ 468,96, para o custo médio com combustíveis, por MWh produzido.

Por último, falta apenas adotar como premissa o limite máximo de investimento admitido em cada usina, com o sistema de coleta de dados remoto.

Para tal, estabeleceu-se como premissa do projeto a aplicação de recursos que impliquem, no máximo, 1% do custo médio com combustíveis por MWh produzido para os sistemas isolados, o que implica em um investimento total de R\$ 4,69 por MWh-ano produzido.

Assim, inserindo esse valor na equação 5.11, obtém-se:

$$\text{R\$ } 4,69 = 0,0954 \times (C_{\text{fixo}} / P_{\text{ins}}) \quad , \text{ ou}$$

$$(C_{\text{fixo}} = 49,16 \times P_{\text{ins}}) \quad (5.12)$$

A equação 5.12 define, para as premissas adotadas neste trabalho, o limite máximo de viabilidade do investimento no sistema de coleta e tratamento dos dados dos sistemas isolados com base na potência instalada nas usinas, definida em kW.

## **5.6 DEFINIÇÃO DE CRITÉRIO PARA CORRELACIONAR MODELOS DE SISTEMAS COM A CAPACIDADE INSTALADA DAS USINAS**

No Anexo II estão relacionadas as usinas termelétricas dos sistemas isolados por ordem crescente de potência nominal instalada.

O Anexo III apresenta a referência de custo de investimento para o modelo mais simples de sistema de coleta dos dados das usinas dos sistemas isolados, aplicado a uma usina hipotética com uma única unidade geradora e comunicação de dados por Internet efetuada através de linha telefônica convencional. Aplicando o custo obtido no Anexo III, de R\$ 34.575,00, à equação 5.12, resulta:

$$34.575,00 = 49,16 P_{\text{ins}} ;$$

$$P_{ins} = 703 \text{ kW};$$

Considerando uma aproximação do valor acima obtido para 1.000 kW, com a intenção de ser o mais conservativo possível, obtém-se então o limite mínimo de viabilidade de instalação do sistema de coleta de dados dos sistemas isolados.

Pode-se observar, na tabela do Anexo II, que cerca de 178 usinas apresentam potência nominal instalada inferior a esse limite de 1.000 kW. Essas usinas representam juntas, 52,4 % de todas as usinas dos sistemas isolados. Porém, respondem por apenas cerca de 1,92 % de toda a potência instalada nos sistemas isolados.

A partir dessa primeira avaliação, é importante efetuar uma análise do impacto do custo de implantação do sistema de coleta de dados remoto em usinas de maior porte.

O Anexo IV apresenta a referência de custo de investimento para o modelo mais simples de sistema de coleta dos dados das usinas dos sistemas isolados, semelhante à referência apresentada no Anexo III. Porém, a diferença é que, no Anexo IV, o custo está estimado para uma usina hipotética com dez unidades geradoras, com medição de consumo de combustível centralizado para toda a usina e comunicação de dados por satélite (IP SAT).

No exemplo do Anexo IV também se inclui o custo necessário para realizar as adaptações nos circuitos de distribuição de combustível e a instalação de sensores de nível em cinco unidades geradoras, no caso de metade das unidades geradoras terem tanques individualizados.

O custo obtido de R\$ 88.575,00 quando comparado com a estimativa do Anexo III (R\$ 34.575,00), indica a necessidade de um investimento residual (aproximadamente R\$ 6.000,00) por cada unidade geradora adicional na usina, desde que mantida a premissa de utilização de medição de consumo única para toda a usina geradora.

Por outro lado, considerando, para a mesma usina padrão do exemplo do anexo IV, a alteração de uma única premissa, que é a utilização de medição

individualizada de consumo de combustível por unidade geradora, obtém-se um custo de referência da ordem de R\$ 212.375,00, conforme detalhado no Anexo V. Aplicando-se esse valor na equação 5.12, obtém-se.

$$212.375,00 = 49,16 P_{ins} ;$$

$$P_{ins} = 4.320 \text{ kW};$$

Considerando uma aproximação do valor acima obtido para 5.000 kW, com a intenção de ser o mais conservativo possível, obtém-se então o limite mínimo de potência instalada na usina, que viabiliza a instalação do sistema de coleta de dados dos sistemas isolados com medição individualizada de consumo de combustível por unidade geradora.

Ou seja, observando a tabela do Anexo II, cerca de 97 usinas (excetuando as 178 nas quais não cabe sistema algum de coleta de dados), apresentam potência nominal instalada inferior a 5.000 kW.

Essas usinas representam juntas, cerca de 28,5 % do quantitativo dos sistemas isolados ou, aproximadamente 9,80 % de toda a potência instalada nesses sistemas, para os quais não é viável a implantação de um sistema de coleta de dados remoto com medição de combustível individualizada por unidade geradora. Nessas usinas deve-se optar, na medida do possível, por medição única para toda a usina ou por grupo de unidades geradoras.

Da mesma forma, pela análise da tabela do Anexo II, as usinas nas quais é viável a instalação de medição individualizada de combustível, com potência instalada superior a 5.000 kW, correspondem a cerca de 65, o que equivale a 19,10% do quantitativo total; porém, representam cerca de 88,28% da potência total instalada nos sistemas isolados.

Vale ressaltar que, para usinas de maior porte, considerando neste grupo as quinze usinas relacionadas na tabela do Anexo II, que apresentam potência instalada superior a 40.000 kW, podem existir unidades geradoras, cujo fluxo de consumo de combustível implique na necessidade de aplicação de um fluxômetro diferenciado e de maior custo que o convencional, denominado de “mássico”.

O Anexo VI apresenta uma simulação da estimativa de custo de uma usina hipotética, com todas as unidades geradoras utilizando esse tipo de fluxômetro. O custo estimado, de R\$ 383.375,00, se aplicado na equação 5.12, resulta.

$$383.375,00 = 49,16 P_{ins} ;$$

$$P_{ins} = 7.799 \text{ kW};$$

Ou seja, para usinas com capacidade instalada superior a 8.000 kW é viável a instalação do sistema de coleta de dados remoto utilizando fluxômetro mássico na coleta das informações de combustível por unidade geradora.

Como esse tipo de medição diferenciada somente se torna necessário em usinas com capacidade instalada superior a 40.000 kW, não há risco de sua aplicação ser inviabilizada por custo elevado de implantação do fluxômetro mássico.

## 5.7 CRONOGRAMA DE REFERÊNCIA PARA IMPLANTAÇÃO

Com base na experiência obtida com o projeto de telemetria, os prazos abaixo estabelecidos são propostos para implantação do sistema de coleta de dados remoto de usinas dos sistemas isolados.

Tabela 5.9 – Cronograma de Implantação Sugerido.

Potência Instalada	Prazo	Número estimado de usinas	% da Potência Instalada nos S.I.	% Acumulado da Potência Instalada nos S.I.
> 20.000 kW	6 meses	15	67,36	67,36
> 5.000 kW e ≤ 20.000 kW	12 meses	81	25,62	92,98
≥ 1.000 kW e ≤ 5.000 kW	18 meses	104	6,17	99,15

O tempo de seis meses definido para usinas com potência instalada superior a 20.000 kW, deve-se ao fato dessas instalações normalmente já



disporem de medidores digitais e algum tipo de facilidade para supervisão à distância.

As usinas de menor porte, normalmente localizadas em pontos mais distantes dos grandes centros urbanos apresentam, além dessa dificuldade natural, a necessidade de se efetuar adequações para corrigir arranjos improvisados e de se dotar, nessas instalações, tecnologia que permita a coleta remota de informações.

## **5.8 CONTRIBUIÇÃO PARA A REGULAMENTAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO**

Os resultados obtidos com o projeto piloto e a modelagem dos tipos de sistemas de coleta de dados remoto que podem ser implantados nas demais usinas dos sistemas isolados deram suporte para a etapa final que consiste na regulação, ou seja, no estabelecimento de regras pelo órgão regulador, no caso a ANEEL, para que as empresas operadoras detentoras da concessão de usinas dos sistemas isolados, implantem sistemas semelhantes em suas respectivas usinas.

Normalmente, a regulação ocorre pela homologação de resoluções pela ANEEL, que deve ser precedida de consulta ou audiência pública, para cumprir um dos princípios básicos dos órgãos reguladores que é o da publicidade dos seus atos.

Dessa forma, no ano de 2005, através do Aviso de Audiência Pública nº 011/2005, a ANEEL submeteu, no período de 25/05 a 17/06/2005, uma minuta de resolução para audiência pública, com a finalidade de obter subsídios para o estabelecimento de condições para a implantação de sistema de coleta de dados para controle operacional de usinas termelétricas, localizadas nos sistemas elétricos isolados, que se beneficiam do rateio da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC.

Além da minuta de resolução, a Audiência Pública também incluía uma Nota Técnica, referente ao Processo 48500.001800/05-11, com o objetivo de expor as razões que levaram à proposição da referida minuta.

Nessa Nota Técnica, reproduzida no Anexo VII, consta, em seu item 10, a evolução histórica da conta CCC para os sistemas isolados no período 1999-2004, conforme dados apresentados pela ELETROBRAS ao Tribunal de Contas da União-TCU e reproduzidos na tabela 5.10.

Tabela 5.10 – Montantes de Recursos Anuais da Conta CCC-ISOL.

<b>ANO</b>	<b>MONTANTE (R\$)</b>	<b>Variação (%)</b>
1999	488.145.204,00	-
2000	675.938.724,00	38
2001	918.231.374,00	36
2002	1.156.210.823,00	26
2003	2.219.296.707,00	92
2004	3.132.417.470,00	41

No item 11 da mesma Nota Técnica, a ANEEL informa que, com o objetivo de conferir mecanismos para o acompanhamento da eficiência operacional das usinas termelétricas, foi desenvolvido, em conjunto com a ARCON, um projeto de monitoramento em quatro usinas termelétricas no Estado do Pará, sendo que os resultados obtidos comprovam, que é plenamente factível a implementação dos sistemas propostos nas demais usinas dos sistemas isolados.

Além disso, ressalta a Nota Técnica, no seu item 14, que o sistema agregou vantagens operacionais de monitoramento dos sistemas isolados, o que confere legitimidade ao cumprimento de um dos objetivos do projeto.

No dia 1º de agosto de 2005, a ANEEL promulgou a Resolução Normativa 163/2005, reproduzida no Anexo VIII, na qual estabelece as condições para implementação, por parte das empresas concessionárias de serviço público de energia elétrica, de um sistema de monitoramento remoto de grandezas elétricas e de consumo de combustível de usina termelétrica localizada em sistema elétrico isolado, beneficiada pela sistemática de rateio da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC.

As grandezas elétricas que devem ser monitoradas, segundo a resolução são:

- 1) Corrente;
- 2) Tensão;
- 3) Energia ativa por unidade geradora;
- 4) Energia reativa por unidade geradora;
- 5) Demanda ativa por unidade geradora;
- 6) Demanda reativa por unidade geradora;
- 7) Freqüência;
- 8) Consumo de combustível.

Vale ressaltar que somente a corrente e a freqüência não constaram do projeto inicialmente implantado.

Os critérios para instalação contemplados na resolução da ANEEL são aqueles referidos nas tabelas 5.11 e 5.12.

Tabela 5.11 – Critérios para Instalação do Sistema de Monitoramento Remoto.

Faixa de Potência das Usinas (P)	Tipo de Sistema de Medição
$P < 1.000 \text{ kW}$	Medição por Usina Sem medição de Combustível
$1.000 \text{ kW} \leq P \leq 20.000 \text{ kW}$	Medição por Usina Com medição de Combustível por Usinas
$P \geq 20.000 \text{ kW}$	Medição por Gerador Com medição de Combustível por Gerador
Geradores $\geq 5.000 \text{ kW}$	Medição por Gerador Com medição de Combustível por Gerador

Tabela 5.12 – Prazos para Instalação do Sistema de Monitoramento Remoto.

Faixa de Potência das Usinas (P)	Tipo de Sistema de Medição
$P < 1.000 \text{ kW}$	24 meses
$1.000 \text{ kW} \leq P < 5.000 \text{ kW}$	18 meses
$5.000 \text{ kW} \leq P < 10.000 \text{ kW}$	12 meses
$P \geq 10.000 \text{ kW}$	6 meses

Pela comparação entre os critérios estabelecidos na Resolução ANEEL 163/2005 e as recomendações obtidas por critérios técnico-econômicos definidos neste capítulo, observa-se que, para usinas com potência instalada inferior a 1.000 kW, a recomendação baseada no critério técnico-econômico é de não se instalar sistema de coleta remoto. Porém, a Resolução ANEEL acata parcialmente esta recomendação, incluindo somente a coleta de grandezas elétricas e retirando em sua resolução, a necessidade de se instalar sistema de medição de combustível.

Esta alteração não entra substancialmente em conflito com a proposta, visto que, para este tipo de usina, o custo de instalar o sistema de medição de combustível corresponde a 70 % do custo total do modelo proposto, conforme apresentado no Anexo III. Dessa forma, o limite de viabilidade econômica de implantação cai bastante (para aproximadamente 200 kW de potência instalada na usina).

Dessa forma, a retirada do consumo de combustível torna viável a instalação em praticamente todas as usinas, com a vantagem de se supervisionar a totalidade dos sistemas isolados, o que atende às obrigações legais da ANEEL. Quanto ao consumo de combustível dessas usinas, este continuará a ser coletado pelo sistema de trena, atualmente adotado.

Por outro lado, ao definir sistemas com medição individualizada por unidade geradora somente para usinas com potência instalada superior a 20.000 kW, bastante acima, portanto, do limite mínimo de viabilidade técnico-econômica que é de 5.000 kW, a Resolução ANEEL apresenta uma postura conservadora.

Para o critério acima, entretanto, há uma exceção, que obriga a instalação de medição individualizada em unidades geradoras com potência nominal instalada superior a 5.000 kW.

Dessa forma, pode-se assegurar que os critérios estabelecidos na Resolução ANEEL 163/2005 estão aderentes aos critérios técnico-econômicos definidos neste trabalho, e consubstanciados na Nota Técnica “Definição de Critérios para Implantação de Modelos de Sistemas de Coleta de Dados Remotos”, elaborada para subsidiar aquele órgão regulador na definição dos critérios estabelecidos na Resolução Normativa 163/2005.

## 6 – CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS POSTERIORES

A implementação de uma solução utilizando equipamentos disponíveis no mercado, complementada por outros desenvolvidos especificamente para o projeto, tornou possível conceber um sistema de coleta de dados remoto destinado ao controle regulatório e operacional, sem que isto implique em custos inexecutáveis para as empresas concessionárias e, conseqüentemente, para a tarifa. Neste sentido, este trabalho contribui fundamentalmente para:

- comprovar que é factível a implantação de um sistema, baseado em telemetria, em usinas termelétricas dos sistemas isolados com o objetivo de controlar o desempenho das mesmas em termos de consumo de combustível e da qualidade do fornecimento, tendo como principal característica, um custo compatível com as características do mercado atendido;
- definir os elementos necessários à regulamentação, pela ANEEL, de uma metodologia para implantação de sistemas de monitoramento remoto em todos os sistemas isolados, consubstanciada através da Resolução Normativa 163/2005;
- demonstrar, conforme metodologia apresentada no Capítulo 4, a correlação existente entre o consumo de combustível em relação à quantidade de energia elétrica gerada, e a forma de despacho das unidades geradoras de uma usina;
- desenvolver um indicador capaz de representar o desempenho da forma de despacho, denominado de Índice Médio de Utilização da Usina, ou *IMU*, que pode ser utilizado para controle regulatório e no planejamento de curto e médio prazos das concessionárias.

Da mesma forma, as análises dos dados coletados pelo sistema implantado permitem uma abordagem inovadora no tratamento informações

obtidas dos sistemas isolados, tais como, a análise das curvas de carga e sua utilização na pesquisa de interrupções no fornecimento de energia.

Vale ressaltar que, a regulamentação da metodologia para implantação de sistemas de monitoramento remoto permite ao Estado Brasileiro, enquanto poder concedente dos serviços públicos de energia elétrica, um mecanismo mais eficiente de controle da conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC, com resultados positivos também para o monitoramento da qualidade dos sistemas isolados.

Alguns temas podem ser objetos de pesquisas posteriores, a partir das conclusões obtidas nesta tese, tais como:

- utilização do indicador *IMU* como ferramenta de planejamento de curto, médio e longo prazos, a qual necessita ser precedida da elaboração de metodologias para aplicação desse recurso na definição de modulação da potência nominal a ser instalada em determinado sistema e no despacho das unidades geradoras de uma usina;
- realização de estudos para reavaliação do valor mínimo de consumo específico estabelecido pelo poder concedente. Como foi visto no Capítulo 6, uma redução no valor padrão de 0,30 para 0,290 L/kWh, diminuiria o consumo de óleo diesel em, aproximadamente, 35.000.000 L/ano, o que representa uma redução na conta CCC, somente no ano de 2005, de, aproximadamente, R\$ 70.000.000,00. De fato, os resultados observados de consumo específico obtidos pelo sistema de telemetria levam à conclusão de que a operação otimizada das usinas termelétricas dos sistemas isolados pode levar à redução do consumo específico das mesmas, sendo possível obter valores diários da ordem de 0,270 L/kWh.

No Anexo IX estão relacionadas as publicações decorrentes do desenvolvimento deste trabalho.

## 7 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ACIOLI, JOSÉ. **Fontes de Energia**. Editora UNB. Brasília, 1994. p. 36-38.
- ANEEL, SRG. **Nota Técnica nº 032/2004 – Subrogação dos Benefícios do Rateio da CCC**. Brasília, 2004.
- ANEEL. **Indicadores de Qualidade**. <[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)>. Acesso em 27/09/2006.
- BRASIL. Lei n. 8.987, de 18 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências.
- BRASIL. Lei n. 9.648, de 27 de maio de 1998. Dispõe sobre a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras ELETROBRAS e de suas subsidiárias e dá outras providências.
- BRELLS, W.F., RINGLEE, R.L., UNDRIL, J.M., PANG, C.K. **Operação Econômica e Planejamento**. Universidade Federal de Santa Maria. Santa Maria-RS, 1983.
- CARTAXO, E.F., CRUZ, R.A., KUWAHARA, N., PÉREZ, S.N. **Desempenho Técnico do Sistema Elétrico Isolado do Interior da Região Norte**. Universidade do Amazonas. Manaus 2001.
- CATERPILLAR. **Consulta Técnica**. <[www.cat.com](http://www.cat.com)>. Acesso em 20/01/2006.
- CONDE, C., BARROS, A., RIBEIRO, A. Universalização dos Serviços de Eletricidade no Norte do Brasil – Aspectos Regionais. **Anais do 3º Congresso Brasileiro de Agências Reguladoras**. Gramado, 2003.
- COSTA, EDERSON. Frequência e Duração de Violações de Limite de Tensão em Sistemas de Distribuição de energia Elétrica. **Anais do VIII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica**. Brasília, 2002.
- ELETROBRAS, CCPE/CTEM. **Informe Técnico de Mercado**. Rio de Janeiro, 2005.



- ELETROBRAS, GTON. **Plano de Operação de 2004 – Sistemas Isolados**. Rio de Janeiro, 2004.
- ELETROBRAS, GTON. **Plano de Operação de 2005 – Sistemas Isolados**. Rio de Janeiro, 2005.
- ELETROBRAS, GTON. **Plano de Operação de 2006 – Sistemas Isolados**. Rio de Janeiro, 2006.
- ELETROBRAS, GTON. **Plano Anual de Combustíveis – Sistemas Isolados 2005**. Rio de Janeiro, 2005.
- ELETROBRAS, GTON. **Manual de Recebimento, Armazenagem, Manuseio e Qualidade de Produtos Derivados de Petróleo em Usinas Térmicas**. Rio de Janeiro, 2004.
- FROTA, W.M., BAJAY, S.V. Política Energética, Planejamento e Regulação para os Sistemas Isolados. **Anais do Encontro de Energia no Meio Rural e Geração Distribuída**. Campinas, 2004.
- HIRSCHFELD, HENRIQUE. **Engenharia Econômica e Análise de Custos**. 6ª ed. ATLAS S.A. São Paulo, 1998. p. xxxx
- JANNUZZI, G.M., SWISHER, J.P. **Planejamento Integrado de Recursos Energéticos**. Autores Associados. Campinas, 1997. p. 1-2.
- KERSUL, FRANCISCO. Sistema de Supervisão Remoto Utilizando Linha Discada. **Anais do XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de energia Elétrica**. Uberlândia, 2003.
- MACHADO JR, Z.S., MACRILAN, N., COSTA, J.P., BINATO S., FERRY, L.A. Planejamento da Expansão da Oferta de Energia Elétrica Considerando Incertezas e Garantias de Suprimento. **Anais do VIII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica**. Brasília, 2002.
- MCGOWIN, C. **Kotzebue Electric Association Wind Power Project First-Year Operating Experience: 1999-2000**. U. S. Department of Energy. Palo Alto-California-USA, 2000.
- Ministério das Minas e Energia – MME. **Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro**. Relatório de Consultoria Cooper's & Lyband. Brasília, 1996.
- Operador Nacional do Sistema – ONS. **Sistema Interligado Nacional**.

<[www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)>. Acesso em 15/09/2006.

PINHO, JOÃO. Introdução às Fontes Renováveis de energia. **Anais do Seminário: Energias Renováveis e a Universalização sob a Ótica de uma Agência Reguladora**. Belém, 2003.

SÁ JR., CEZAR L.C. A Experiência Brasileira na Avaliação da Confiabilidade de geração no Planejamento de Curto Prazo. **Anais do XIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**. Belém, 1997.

SILVA, M.S., SILVA, R.A.; SILVA, G.F. A Sub-rogação da CCC nos sistemas Isolados. **Anais do XVIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de energia Elétrica**. Curitiba, 2005.

SILVEIRA, JORGE. **Comunicação de dados e sistemas de Teleprocessamento**. EMBRATEL. Makron Books do Brasil; São Paulo, 1991.p. 5. p. 80.

SOUZA, L.R., MARTINELLI, M., BARROS A. Sistema de Monitoramento de Qualidade de energia e Tratamento Estatístico. **Anais do VI Seminário Brasileiro sobre Qualidade de energia Elétrica**. Belém, 2005.

SOUZA, RUBEM. Energias Alternativas: Desafios e Possibilidades para a Amazônia. **Universidade Federal do Amazonas – UFAM**. <[www.cdeam.ufam.edu.br](http://www.cdeam.ufam.edu.br)>. Acesso em 10/08/2005.

# **ANEXOS**

## **ANEXO I**

### **DADOS DE DEMANDA DE UMA USINA COLETADOS PELO SISTEMA DE TELEMETRIA**

## DADOS DE DEMANDA DE UMA USINA COLETADOS PELO SISTEMA DE TELEMETRIA

ESB Electronic Services - Programa de Análise de Demanda - PAD Win V 3.00																	1	
Relatório da memória de massa																		
Central:	UTE "A"																	
Período:	jan/05																	
Data	Hora	G-1					G-2					G-3					Us	
		kW	kvarIND	kvarCAP	kVA	FP	kW	kvarIND	kvarCAP	kVA	FP	kW	kvarIND	kvarCAP	kVA	FP	kW	kvar
1/1/2005	01:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	76	78	0	108,90	0,70	76,00	78,00
1/1/2005	02:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	2	1	0	2,24	0,89	66	70	0	96,21	0,69	68,00	71,00
1/1/2005	03:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	62	62	0	87,68	0,71	0	0	0	0,00	#DIV/0!	62,00	62,00
1/1/2005	04:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	59	63	0	86,31	0,68	0	0	0	0,00	#DIV/0!	59,00	63,00
1/1/2005	05:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	57	62	0	84,22	0,68	0	0	0	0,00	#DIV/0!	57,00	62,00
1/1/2005	06:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	57	62	0	84,22	0,68	0	0	0	0,00	#DIV/0!	57,00	62,00
1/1/2005	07:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	50	64	0	81,22	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	50,00	64,00
1/1/2005	08:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52	75	0	91,26	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52,00	75,00
1/1/2005	09:00:00	55	76	0	93,81	0,59	1	2	0	2,24	0,45	0	0	0	0,00	#DIV/0!	56,00	78,00
1/1/2005	10:00:00	62	86	0	106,02	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	62,00	86,00
1/1/2005	11:00:00	62	87	0	106,83	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	62,00	87,00
1/1/2005	12:00:00	62	85	0	105,21	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	62,00	85,00
1/1/2005	13:00:00	60	89	0	107,34	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	60,00	89,00
1/1/2005	14:00:00	60	90	0	108,17	0,55	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	60,00	90,00
1/1/2005	15:00:00	60	85	0	104,04	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	60,00	85,00
1/1/2005	16:00:00	61	91	0	109,55	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	61,00	91,00
1/1/2005	17:00:00	59	86	0	104,29	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	59,00	86,00
1/1/2005	18:00:00	57	77	0	95,80	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	5	6	0	7,81	0,64	62,00	83,00
1/1/2005	19:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	84	86	0	120,22	0,70	84,00	86,00
1/1/2005	20:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	95	84	0	126,81	0,75	95,00	84,00
1/1/2005	21:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	94	85	0	126,73	0,74	94,00	85,00
1/1/2005	22:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	82	83	0	116,67	0,70	82,00	83,00
1/1/2005	23:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	68	71	0	98,31	0,69	68,00	71,00
2/1/2005	00:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	51	55	0	75,01	0,68	3	4	0	5,00	0,60	54,00	59,00
2/1/2005	01:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52	56	0	76,42	0,68	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52,00	56,00
2/1/2005	02:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49	55	0	73,66	0,67	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49,00	55,00
2/1/2005	03:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47	54	0	71,59	0,66	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47,00	54,00
2/1/2005	04:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47	54	0	71,59	0,66	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47,00	54,00
2/1/2005	05:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46	55	0	71,70	0,64	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46,00	55,00
2/1/2005	06:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46	55	0	71,70	0,64	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46,00	55,00
2/1/2005	07:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	42	58	0	71,61	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	42,00	58,00
2/1/2005	08:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48	66	0	81,61	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48,00	66,00
2/1/2005	09:00:00	55	76	0	93,81	0,59	2	3	0	3,61	0,55	0	0	0	0,00	#DIV/0!	57,00	79,00
2/1/2005	10:00:00	59	86	0	104,29	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	59,00	86,00
2/1/2005	11:00:00	59	87	0	105,12	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	59,00	87,00
2/1/2005	12:00:00	59	85	0	103,47	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	59,00	85,00
2/1/2005	13:00:00	61	89	0	107,90	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	61,00	89,00
2/1/2005	14:00:00	61	90	0	108,72	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	61,00	90,00
2/1/2005	15:00:00	61	85	0	104,62	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	61,00	85,00
2/1/2005	16:00:00	62	91	0	110,11	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	62,00	91,00
2/1/2005	17:00:00	63	86	0	106,61	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	63,00	86,00
2/1/2005	18:00:00	57	77	0	95,80	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	57,00	77,00

DADOS DE DEMANDA DE UMA USINA COLETADOS PELO SISTEMA DE TELEMETRIA (Continuação)

2/1/2005	19:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	66	64	0	91,93	0,72	66,00	64,00
2/1/2005	20:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	92	83	0	123,91	0,74	92,00	83,00
2/1/2005	21:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	86	76	0	114,77	0,75	86,00	76,00
2/1/2005	22:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	69	70	0	98,29	0,70	69,00	70,00
2/1/2005	23:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	51	51	0	72,12	0,71	0	1	0	1,00	0,00	51,00	52,00
3/1/2005	00:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47	51	0	69,35	0,68	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47,00	51,00
3/1/2005	01:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43	49	0	65,19	0,66	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43,00	49,00
3/1/2005	02:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	42	49	0	64,54	0,65	0	0	0	0,00	#DIV/0!	42,00	49,00
3/1/2005	03:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	41	48	0	63,13	0,65	0	0	0	0,00	#DIV/0!	41,00	48,00
3/1/2005	04:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43	50	0	65,95	0,65	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43,00	50,00
3/1/2005	05:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44	52	0	68,12	0,65	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44,00	52,00
3/1/2005	06:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48	55	0	73,00	0,66	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48,00	55,00
3/1/2005	07:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	50	62	0	79,65	0,63	0	0	0	0,00	#DIV/0!	50,00	62,00
3/1/2005	08:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53	73	0	90,21	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53,00	73,00
3/1/2005	09:00:00	54	75	0	92,42	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54,00	75,00
3/1/2005	10:00:00	54	74	0	91,61	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54,00	74,00
3/1/2005	11:00:00	56	77	0	95,21	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	56,00	77,00
3/1/2005	12:00:00	55	75	0	93,01	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	55,00	75,00
3/1/2005	13:00:00	49	71	0	86,27	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49,00	71,00
3/1/2005	14:00:00	54	74	0	91,61	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54,00	74,00
3/1/2005	15:00:00	56	75	0	93,60	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	56,00	75,00
3/1/2005	16:00:00	55	78	0	95,44	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	55,00	78,00
3/1/2005	17:00:00	54	80	0	96,52	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54,00	80,00
3/1/2005	18:00:00	54	79	0	95,69	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54,00	79,00
3/1/2005	19:00:00	5	7	0	8,60	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	56	68	0	88,09	0,64	61,00	75,00
3/1/2005	20:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	96	85	0	128,22	0,75	96,00	85,00
3/1/2005	21:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	96	81	0	125,61	0,76	96,00	81,00
3/1/2005	22:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	93	79	0	122,02	0,76	93,00	79,00
3/1/2005	23:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	79	75	0	108,93	0,73	79,00	75,00
4/1/2005	00:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	1	1	0	1,41	0,71	65	72	0	97,00	0,67	66,00	73,00
4/1/2005	01:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	56	56	0	79,20	0,71	0	0	0	0,00	#DIV/0!	56,00	56,00
4/1/2005	02:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53	59	0	79,31	0,67	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53,00	59,00
4/1/2005	03:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52	58	0	77,90	0,67	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52,00	58,00
4/1/2005	04:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	51	58	0	77,23	0,66	0	0	0	0,00	#DIV/0!	51,00	58,00
4/1/2005	05:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	51	58	0	77,23	0,66	0	0	0	0,00	#DIV/0!	51,00	58,00
4/1/2005	06:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	51	59	0	77,99	0,65	0	0	0	0,00	#DIV/0!	51,00	59,00
4/1/2005	07:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43	60	0	73,82	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43,00	60,00
4/1/2005	08:00:00	0	0	1	1,00	0,00	45	68	0	81,54	0,55	0	0	0	0,00	#DIV/0!	45,00	67,00
4/1/2005	09:00:00	54	75	0	92,42	0,58	2	5	0	5,39	0,37	0	0	0	0,00	#DIV/0!	56,00	80,00
4/1/2005	10:00:00	4	9	0	9,85	0,41	53	63	3	80,06	0,66	0	0	0	0,00	#DIV/0!	57,00	69,00
4/1/2005	11:00:00	58	78	0	97,20	0,60	2	3	0	3,61	0,55	0	0	0	0,00	#DIV/0!	60,00	81,00
4/1/2005	12:00:00	55	75	0	93,01	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	55,00	75,00
4/1/2005	13:00:00	52	72	0	88,81	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52,00	72,00
4/1/2005	14:00:00	57	74	0	93,41	0,61	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	57,00	74,00
4/1/2005	15:00:00	62	78	0	99,64	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	62,00	78,00
4/1/2005	16:00:00	58	76	0	95,60	0,61	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	58,00	76,00
4/1/2005	17:00:00	60	78	0	98,41	0,61	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	60,00	78,00
4/1/2005	18:00:00	54	72	0	90,00	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	2	3	0	3,61	0,55	56,00	75,00
4/1/2005	19:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	70	89	0	113,23	0,62	70,00	89,00
4/1/2005	20:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	103	86	0	134,18	0,77	103,00	86,00
4/1/2005	21:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	102	79	0	129,02	0,79	102,00	79,00

DADOS DE DEMANDA DE UMA USINA COLETADOS PELO SISTEMA DE TELEMETRIA (Continuação)

4/1/2005	22:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	93	74	0	118,85	0,78	93,00	74,00
4/1/2005	23:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	78	68	0	103,48	0,75	78,00	68,00
5/1/2005	00:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	66	68	0	94,76	0,70	66,00	68,00
5/1/2005	01:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52	52	1	72,84	0,71	2	3	0	3,61	0,55	54,00	54,00
5/1/2005	02:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52	55	0	75,69	0,69	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52,00	55,00
5/1/2005	03:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48	53	0	71,51	0,67	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48,00	53,00
5/1/2005	04:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48	53	0	71,51	0,67	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48,00	53,00
5/1/2005	05:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48	54	0	72,25	0,66	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48,00	54,00
5/1/2005	06:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49	57	0	75,17	0,65	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49,00	57,00
5/1/2005	07:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	50	64	0	81,22	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	50,00	64,00
5/1/2005	08:00:00	5	7	0	8,60	0,58	49	78	0	92,11	0,53	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54,00	85,00
5/1/2005	09:00:00	56	89	0	105,15	0,53	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	56,00	89,00
5/1/2005	10:00:00	58	92	0	108,76	0,53	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	58,00	92,00
5/1/2005	11:00:00	55	89	0	104,62	0,53	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	55,00	89,00
5/1/2005	12:00:00	55	91	0	106,33	0,52	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	55,00	91,00
5/1/2005	13:00:00	51	85	0	99,13	0,51	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	51,00	85,00
5/1/2005	14:00:00	53	85	0	100,17	0,53	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53,00	85,00
5/1/2005	15:00:00	47	78	0	91,07	0,52	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47,00	78,00
5/1/2005	16:00:00	47	80	0	92,78	0,51	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47,00	80,00
5/1/2005	17:00:00	52	79	0	94,58	0,55	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52,00	79,00
5/1/2005	18:00:00	56	77	0	95,21	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	56,00	77,00
5/1/2005	19:00:00	1	2	0	2,24	0,45	0	0	0	0,00	#DIV/0!	72	73	0	102,53	0,70	73,00	75,00
5/1/2005	20:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	99	84	0	129,83	0,76	99,00	84,00
5/1/2005	21:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	99	80	0	127,28	0,78	99,00	80,00
5/1/2005	22:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	89	76	0	117,03	0,76	89,00	76,00
5/1/2005	23:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	74	70	0	101,86	0,73	74,00	70,00
6/1/2005	00:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	57	60	0	82,76	0,69	2	2	0	2,83	0,71	59,00	62,00
6/1/2005	01:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54	64	0	83,74	0,64	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54,00	64,00
6/1/2005	02:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	50	61	0	78,87	0,63	0	0	0	0,00	#DIV/0!	50,00	61,00
6/1/2005	03:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48	65	0	80,80	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48,00	65,00
6/1/2005	04:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46	63	0	78,01	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46,00	63,00
6/1/2005	05:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46	62	0	77,20	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46,00	62,00
6/1/2005	06:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	45	62	0	76,61	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	45,00	62,00
6/1/2005	07:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43	66	0	78,77	0,55	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43,00	66,00
6/1/2005	08:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52	81	0	96,25	0,54	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52,00	81,00
6/1/2005	09:00:00	54	81	0	97,35	0,55	2	4	0	4,47	0,45	0	0	0	0,00	#DIV/0!	56,00	85,00
6/1/2005	10:00:00	58	82	0	100,44	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	58,00	82,00
6/1/2005	11:00:00	53	75	0	91,84	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53,00	75,00
6/1/2005	12:00:00	55	84	0	100,40	0,55	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	55,00	84,00
6/1/2005	13:00:00	54	79	0	95,69	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54,00	79,00
6/1/2005	14:00:00	62	85	0	105,21	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	62,00	85,00
6/1/2005	15:00:00	61	80	0	100,60	0,61	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	61,00	80,00
6/1/2005	16:00:00	43	68	0	80,45	0,53	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43,00	68,00
6/1/2005	17:00:00	53	76	0	92,66	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53,00	76,00
6/1/2005	18:00:00	53	73	0	90,21	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	4	5	0	6,40	0,62	57,00	78,00
6/1/2005	19:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	78	90	0	119,10	0,65	78,00	90,00
6/1/2005	20:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	103	92	0	138,11	0,75	103,00	92,00
6/1/2005	21:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	104	92	0	138,85	0,75	104,00	92,00
6/1/2005	22:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	98	90	0	133,06	0,74	98,00	90,00
6/1/2005	23:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	85	88	0	122,35	0,69	85,00	88,00
7/1/2005	00:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	67	64	0	92,66	0,72	67,00	64,00

DADOS DE DEMANDA DE UMA USINA COLETADOS PELO SISTEMA DE TELEMETRIA (Continuação)

7/1/2005	01:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	58	58	1	81,32	0,71	3	4	0	5,00	0,60	61,00	61,00
7/1/2005	02:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	58	63	0	85,63	0,68	0	0	0	0,00	#DIV/0!	58,00	63,00
7/1/2005	03:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54	62	0	82,22	0,66	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54,00	62,00
7/1/2005	04:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52	61	0	80,16	0,65	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52,00	61,00
7/1/2005	05:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53	62	0	81,57	0,65	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53,00	62,00
7/1/2005	06:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54	65	0	84,50	0,64	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54,00	65,00
7/1/2005	07:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48	66	0	81,61	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48,00	66,00
7/1/2005	08:00:00	0	1	0	1,00	0,00	50	73	0	88,48	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	50,00	74,00
7/1/2005	09:00:00	60	90	0	108,17	0,55	2	3	0	3,61	0,55	0	0	0	0,00	#DIV/0!	62,00	93,00
7/1/2005	10:00:00	62	87	0	106,83	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	62,00	87,00
7/1/2005	11:00:00	61	90	0	108,72	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	61,00	90,00
7/1/2005	12:00:00	65	98	0	117,60	0,55	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	65,00	98,00
7/1/2005	13:00:00	58	85	0	102,90	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	58,00	85,00
7/1/2005	14:00:00	57	82	0	99,86	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	57,00	82,00
7/1/2005	15:00:00	57	77	0	95,80	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	57,00	77,00
7/1/2005	16:00:00	57	79	0	97,42	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	57,00	79,00
7/1/2005	17:00:00	47	69	0	83,49	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47,00	69,00
7/1/2005	18:00:00	48	67	0	82,42	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48,00	67,00
7/1/2005	19:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	65	72	0	97,00	0,67	65,00	72,00
7/1/2005	20:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	100	85	0	131,24	0,76	100,00	85,00
7/1/2005	21:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	101	83	0	130,73	0,77	101,00	83,00
7/1/2005	22:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	91	81	0	121,83	0,75	91,00	81,00
7/1/2005	23:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	76	77	0	108,19	0,70	76,00	77,00
8/1/2005	00:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	51	51	0	72,12	0,71	12	13	0	17,69	0,68	63,00	64,00
8/1/2005	01:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	58	63	0	85,63	0,68	0	0	0	0,00	#DIV/0!	58,00	63,00
8/1/2005	02:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	58	64	0	86,37	0,67	0	0	0	0,00	#DIV/0!	58,00	64,00
8/1/2005	03:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	56	62	0	83,55	0,67	0	0	0	0,00	#DIV/0!	56,00	62,00
8/1/2005	04:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	50	57	0	75,82	0,66	0	0	0	0,00	#DIV/0!	50,00	57,00
8/1/2005	05:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	50	61	0	78,87	0,63	0	0	0	0,00	#DIV/0!	50,00	61,00
8/1/2005	06:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	45	59	0	74,20	0,61	0	0	0	0,00	#DIV/0!	45,00	59,00
8/1/2005	07:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	45	68	0	81,54	0,55	0	0	0	0,00	#DIV/0!	45,00	68,00
8/1/2005	08:00:00	3	4	1	4,24	0,71	51	82	0	96,57	0,53	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54,00	85,00
8/1/2005	09:00:00	54	83	0	99,02	0,55	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54,00	83,00
8/1/2005	10:00:00	55	80	0	97,08	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	55,00	80,00
8/1/2005	11:00:00	54	79	0	95,69	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54,00	79,00
8/1/2005	12:00:00	54	79	0	95,69	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54,00	79,00
8/1/2005	13:00:00	54	80	0	96,52	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54,00	80,00
8/1/2005	14:00:00	56	79	0	96,83	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	56,00	79,00
8/1/2005	15:00:00	59	79	0	98,60	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	59,00	79,00
8/1/2005	16:00:00	61	80	0	100,60	0,61	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	61,00	80,00
8/1/2005	17:00:00	62	83	0	103,60	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	62,00	83,00
8/1/2005	18:00:00	62	81	0	102,00	0,61	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	62,00	81,00
8/1/2005	19:00:00	1	1	0	1,41	0,71	0	0	0	0,00	#DIV/0!	65	86	0	107,80	0,60	66,00	87,00
8/1/2005	20:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	108	94	0	143,18	0,75	108,00	94,00
8/1/2005	21:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	108	85	0	137,44	0,79	108,00	85,00
8/1/2005	22:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	101	81	0	129,47	0,78	101,00	81,00
8/1/2005	23:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	90	79	0	119,75	0,75	90,00	79,00
9/1/2005	00:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	77	74	0	106,79	0,72	77,00	74,00
9/1/2005	01:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	62	61	0	86,98	0,71	0	0	0	0,00	#DIV/0!	62,00	61,00
9/1/2005	02:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	59	61	0	84,86	0,70	0	0	0	0,00	#DIV/0!	59,00	61,00
9/1/2005	03:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	57	62	0	84,22	0,68	0	0	0	0,00	#DIV/0!	57,00	62,00



DADOS DE DEMANDA DE UMA USINA COLETADOS PELO SISTEMA DE TELEMETRIA (Continuação)

9/1/2005	04:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53	59	0	79,31	0,67	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53,00	59,00
9/1/2005	05:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53	60	0	80,06	0,66	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53,00	60,00
9/1/2005	06:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52	59	0	78,64	0,66	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52,00	59,00
9/1/2005	07:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48	62	0	78,41	0,61	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48,00	62,00
9/1/2005	08:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53	76	0	92,66	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53,00	76,00
9/1/2005	09:00:00	55	76	0	93,81	0,59	3	4	0	5,00	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	58,00	80,00
9/1/2005	10:00:00	62	86	0	106,02	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	62,00	86,00
9/1/2005	11:00:00	62	87	0	106,83	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	62,00	87,00
9/1/2005	12:00:00	62	85	0	105,21	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	62,00	85,00
9/1/2005	13:00:00	64	89	0	109,62	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	64,00	89,00
9/1/2005	14:00:00	64	90	0	110,44	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	64,00	90,00
9/1/2005	15:00:00	64	85	0	106,40	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	64,00	85,00
9/1/2005	16:00:00	67	91	0	113,00	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	67,00	91,00
9/1/2005	17:00:00	63	86	0	106,61	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	63,00	86,00
9/1/2005	18:00:00	57	77	1	95,00	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	57,00	76,00
9/1/2005	19:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	76	86	0	114,77	0,66	76,00	86,00
9/1/2005	20:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	100	87	0	132,55	0,75	100,00	87,00
9/1/2005	21:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	101	86	0	132,65	0,76	101,00	86,00
9/1/2005	22:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	91	82	0	122,49	0,74	91,00	82,00
9/1/2005	23:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	76	78	0	108,90	0,70	76,00	78,00
10/1/2005	00:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	1	0	1	1,41	0,71	60	69	0	91,44	0,66	61,00	68,00
10/1/2005	01:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54	60	0	80,72	0,67	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54,00	60,00
10/1/2005	02:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52	61	0	80,16	0,65	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52,00	61,00
10/1/2005	03:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52	61	0	80,16	0,65	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52,00	61,00
10/1/2005	04:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	51	59	0	77,99	0,65	0	0	0	0,00	#DIV/0!	51,00	59,00
10/1/2005	05:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	50	59	0	77,34	0,65	0	0	0	0,00	#DIV/0!	50,00	59,00
10/1/2005	06:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	51	61	0	79,51	0,64	0	0	0	0,00	#DIV/0!	51,00	61,00
10/1/2005	07:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48	61	0	77,62	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48,00	61,00
10/1/2005	08:00:00	3	4	0	5,00	0,60	52	74	0	90,44	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	55,00	78,00
10/1/2005	09:00:00	57	79	0	97,42	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	57,00	79,00
10/1/2005	10:00:00	63	83	0	104,20	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	63,00	83,00
10/1/2005	11:00:00	64	87	0	108,00	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	64,00	87,00
10/1/2005	12:00:00	63	82	0	103,41	0,61	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	63,00	82,00
10/1/2005	13:00:00	61	83	0	103,00	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	61,00	83,00
10/1/2005	14:00:00	65	87	0	108,60	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	65,00	87,00
10/1/2005	15:00:00	64	80	0	102,45	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	64,00	80,00
10/1/2005	16:00:00	63	81	0	102,62	0,61	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	63,00	81,00
10/1/2005	17:00:00	63	85	0	105,80	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	63,00	85,00
10/1/2005	18:00:00	62	87	0	106,83	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	62,00	87,00
10/1/2005	19:00:00	1	1	0	1,41	0,71	0	0	0	0,00	#DIV/0!	65	77	0	100,77	0,65	66,00	78,00
10/1/2005	20:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	100	85	0	131,24	0,76	100,00	85,00
10/1/2005	21:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	100	76	0	125,60	0,80	100,00	76,00
10/1/2005	22:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	90	74	0	116,52	0,77	90,00	74,00
10/1/2005	23:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	72	71	0	101,12	0,71	72,00	71,00
11/1/2005	00:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52	65	0	83,24	0,62	3	4	0	5,00	0,60	55,00	69,00
11/1/2005	01:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54	72	0	90,00	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54,00	72,00
11/1/2005	02:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53	71	0	88,60	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53,00	71,00
11/1/2005	03:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	51	69	0	85,80	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	51,00	69,00
11/1/2005	04:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48	66	0	81,61	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48,00	66,00
11/1/2005	05:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47	69	0	83,49	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47,00	69,00
11/1/2005	06:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47	73	0	86,82	0,54	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47,00	73,00

DADOS DE DEMANDA DE UMA USINA COLETADOS PELO SISTEMA DE TELEMETRIA (Continuação)

11/1/2005	07:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49	81	0	94,67	0,52	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49,00	81,00
11/1/2005	08:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	50	85	0	98,62	0,51	0	0	0	0,00	#DIV/0!	50,00	85,00
11/1/2005	09:00:00	50	72	0	87,66	0,57	6	11	0	12,53	0,48	0	0	0	0,00	#DIV/0!	56,00	83,00
11/1/2005	10:00:00	55	81	0	97,91	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	55,00	81,00
11/1/2005	11:00:00	55	78	0	95,44	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	55,00	78,00
11/1/2005	12:00:00	55	79	0	96,26	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	55,00	79,00
11/1/2005	13:00:00	52	76	0	92,09	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52,00	76,00
11/1/2005	14:00:00	52	78	0	93,74	0,55	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52,00	78,00
11/1/2005	15:00:00	56	80	0	97,65	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	56,00	80,00
11/1/2005	16:00:00	55	78	0	95,44	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	55,00	78,00
11/1/2005	17:00:00	53	75	0	91,84	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53,00	75,00
11/1/2005	18:00:00	44	62	0	76,03	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	4	4	0	5,66	0,71	48,00	66,00
11/1/2005	19:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	74	78	0	107,52	0,69	74,00	78,00
11/1/2005	20:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	93	83	0	124,65	0,75	93,00	83,00
11/1/2005	21:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	89	75	0	116,39	0,76	89,00	75,00
11/1/2005	22:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	78	74	0	107,52	0,73	78,00	74,00
11/1/2005	23:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	62	68	0	92,02	0,67	62,00	68,00
12/1/2005	00:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49	58	0	75,93	0,65	1	2	0	2,24	0,45	50,00	60,00
12/1/2005	01:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49	61	0	78,24	0,63	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49,00	61,00
12/1/2005	02:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49	64	0	80,60	0,61	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49,00	64,00
12/1/2005	03:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48	67	0	82,42	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48,00	67,00
12/1/2005	04:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47	65	0	80,21	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47,00	65,00
12/1/2005	05:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47	66	0	81,02	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47,00	66,00
12/1/2005	06:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47	63	0	78,60	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47,00	63,00
12/1/2005	07:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46	66	0	80,45	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46,00	66,00
12/1/2005	08:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49	74	0	88,75	0,55	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49,00	74,00
12/1/2005	09:00:00	47	71	0	85,15	0,55	3	5	0	5,83	0,51	0	0	0	0,00	#DIV/0!	50,00	76,00
12/1/2005	10:00:00	52	79	0	94,58	0,55	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52,00	79,00
12/1/2005	11:00:00	52	75	0	91,26	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52,00	75,00
12/1/2005	12:00:00	62	85	0	105,21	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	62,00	85,00
12/1/2005	13:00:00	58	78	0	97,20	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	58,00	78,00
12/1/2005	14:00:00	56	74	0	92,80	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	56,00	74,00
12/1/2005	15:00:00	58	76	0	95,60	0,61	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	58,00	76,00
12/1/2005	16:00:00	52	75	0	91,26	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52,00	75,00
12/1/2005	17:00:00	50	75	0	90,14	0,55	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	50,00	75,00
12/1/2005	18:00:00	67	82	0	105,89	0,63	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	67,00	82,00
12/1/2005	19:00:00	0	2	0	2,00	0,00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	78	70	1	104,14	0,75	78,00	71,00
12/1/2005	20:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	84	72	0	110,63	0,76	84,00	72,00
12/1/2005	21:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	79	69	0	104,89	0,75	79,00	69,00
12/1/2005	22:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	71	65	0	96,26	0,74	71,00	65,00
12/1/2005	23:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49	48	0	68,59	0,71	6	6	0	8,49	0,71	55,00	54,00
13/1/2005	00:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49	53	0	72,18	0,68	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49,00	53,00
13/1/2005	01:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48	56	0	73,76	0,65	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48,00	56,00
13/1/2005	02:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49	55	0	73,66	0,67	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49,00	55,00
13/1/2005	03:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48	55	0	73,00	0,66	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48,00	55,00
13/1/2005	04:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46	53	0	70,18	0,66	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46,00	53,00
13/1/2005	05:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	42	52	0	66,84	0,63	0	0	0	0,00	#DIV/0!	42,00	52,00
13/1/2005	06:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43	52	0	67,48	0,64	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43,00	52,00
13/1/2005	07:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	41	55	0	68,60	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	41,00	55,00
13/1/2005	08:00:00	1	1	0	1,41	0,71	46	72	0	85,44	0,54	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47,00	73,00
13/1/2005	09:00:00	50	76	0	90,97	0,55	2	2	0	2,83	0,71	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52,00	78,00

## DADOS DE DEMANDA DE UMA USINA COLETADOS PELO SISTEMA DE TELEMETRIA (Continuação)

13/1/2005	10:00:00	53	75	0	91,84	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53,00	75,00
13/1/2005	11:00:00	55	80	0	97,08	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	55,00	80,00
13/1/2005	12:00:00	52	77	0	92,91	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52,00	77,00
13/1/2005	13:00:00	52	74	0	90,44	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52,00	74,00
13/1/2005	14:00:00	56	80	0	97,65	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	56,00	80,00
13/1/2005	15:00:00	60	80	0	100,00	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	60,00	80,00
13/1/2005	16:00:00	59	84	0	102,65	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	59,00	84,00
13/1/2005	17:00:00	60	83	0	102,42	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	60,00	83,00
13/1/2005	18:00:00	49	65	0	81,40	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	2	3	0	3,61	0,55	51,00	68,00
13/1/2005	19:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	67	72	0	98,35	0,68	67,00	72,00
13/1/2005	20:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	88	74	0	114,98	0,77	88,00	74,00
13/1/2005	21:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	88	73	0	114,34	0,77	88,00	73,00
13/1/2005	22:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	79	70	0	105,55	0,75	79,00	70,00
13/1/2005	23:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	66	66	0	93,34	0,71	66,00	66,00
14/1/2005	00:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	37	38	0	53,04	0,70	15	17	0	22,67	0,66	52,00	55,00
14/1/2005	01:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49	55	0	73,66	0,67	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49,00	55,00
14/1/2005	02:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47	55	0	72,35	0,65	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47,00	55,00
14/1/2005	03:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46	54	0	70,94	0,65	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46,00	54,00
14/1/2005	04:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46	54	0	70,94	0,65	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46,00	54,00
14/1/2005	05:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43	52	0	67,48	0,64	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43,00	52,00
14/1/2005	06:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44	53	0	68,88	0,64	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44,00	53,00
14/1/2005	07:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	41	58	0	71,03	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	41,00	58,00
14/1/2005	08:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47	67	0	81,84	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47,00	67,00
14/1/2005	09:00:00	49	71	0	86,27	0,57	2	4	0	4,47	0,45	0	0	0	0,00	#DIV/0!	51,00	75,00
14/1/2005	10:00:00	53	79	0	95,13	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53,00	79,00
14/1/2005	11:00:00	53	76	0	92,66	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53,00	76,00
14/1/2005	12:00:00	53	76	0	92,66	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53,00	76,00
14/1/2005	13:00:00	50	73	0	88,48	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	50,00	73,00
14/1/2005	14:00:00	49	74	0	88,75	0,55	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49,00	74,00
14/1/2005	15:00:00	48	72	0	86,53	0,55	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48,00	72,00
14/1/2005	16:00:00	55	84	0	100,40	0,55	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	55,00	84,00
14/1/2005	17:00:00	53	76	0	92,66	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53,00	76,00
14/1/2005	18:00:00	51	78	0	93,19	0,55	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	51,00	78,00
14/1/2005	19:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	63	76	0	98,72	0,64	63,00	76,00
14/1/2005	20:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	95	82	0	125,50	0,76	95,00	82,00
14/1/2005	21:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	90	78	0	119,10	0,76	90,00	78,00
14/1/2005	22:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	81	76	0	111,07	0,73	81,00	76,00
14/1/2005	23:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	72	73	0	102,53	0,70	72,00	73,00
15/1/2005	00:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47	45	1	64,38	0,73	9	10	0	13,45	0,67	56,00	54,00
15/1/2005	01:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	50	54	0	73,59	0,68	0	0	0	0,00	#DIV/0!	50,00	54,00
15/1/2005	02:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48	53	0	71,51	0,67	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48,00	53,00
15/1/2005	03:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47	52	0	70,09	0,67	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47,00	52,00
15/1/2005	04:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46	52	0	69,43	0,66	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46,00	52,00
15/1/2005	05:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52	59	0	78,64	0,66	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52,00	59,00
15/1/2005	06:00:00	2	3	0	3,61	0,55	32	33	0	45,97	0,70	22	24	0	32,56	0,68	56,00	60,00
15/1/2005	07:00:00	59	84	0	102,65	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	59,00	84,00
15/1/2005	08:00:00	62	93	0	111,77	0,55	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	62,00	93,00
15/1/2005	09:00:00	48	75	0	89,04	0,54	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48,00	75,00
15/1/2005	10:00:00	51	79	0	94,03	0,54	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	51,00	79,00
15/1/2005	11:00:00	54	83	0	99,02	0,55	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54,00	83,00
15/1/2005	12:00:00	51	78	0	93,19	0,55	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	51,00	78,00

DADOS DE DEMANDA DE UMA USINA COLETADOS PELO SISTEMA DE TELEMETRIA (Continuação)

15/1/2005	13:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48	70	0	84,88	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48,00	70,00
15/1/2005	14:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48	70	0	84,88	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48,00	70,00
15/1/2005	15:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48	69	0	84,05	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48,00	69,00
15/1/2005	16:00:00	38	52	0	64,40	0,59	14	21	0	25,24	0,55	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52,00	73,00
15/1/2005	17:00:00	51	69	0	85,80	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	51,00	69,00
15/1/2005	18:00:00	51	68	0	85,00	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	51,00	68,00
15/1/2005	19:00:00	2	4	0	4,47	0,45	0	0	0	0,00	#DIV/0!	66	68	0	94,76	0,70	68,00	72,00
15/1/2005	20:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	95	77	0	122,29	0,78	95,00	77,00
15/1/2005	21:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	90	74	0	116,52	0,77	90,00	74,00
15/1/2005	22:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	82	70	0	107,81	0,76	82,00	70,00
15/1/2005	23:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	65	64	0	91,22	0,71	65,00	64,00
16/1/2005	00:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	41	42	0	58,69	0,70	10	12	0	15,62	0,64	51,00	54,00
16/1/2005	01:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49	54	0	72,92	0,67	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49,00	54,00
16/1/2005	02:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47	52	0	70,09	0,67	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47,00	52,00
16/1/2005	03:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46	51	0	68,68	0,67	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46,00	51,00
16/1/2005	04:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44	54	0	69,66	0,63	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44,00	54,00
16/1/2005	05:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43	53	0	68,25	0,63	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43,00	53,00
16/1/2005	06:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44	54	0	69,66	0,63	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44,00	54,00
16/1/2005	07:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	40	53	0	66,40	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	40,00	53,00
16/1/2005	08:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44	62	0	76,03	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44,00	62,00
16/1/2005	09:00:00	50	72	0	87,66	0,57	3	4	0	5,00	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53,00	76,00
16/1/2005	10:00:00	55	71	0	89,81	0,61	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	55,00	71,00
16/1/2005	11:00:00	54	69	0	87,62	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54,00	69,00
16/1/2005	12:00:00	59	72	0	93,09	0,63	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	59,00	72,00
16/1/2005	13:00:00	55	62	0	82,88	0,66	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	55,00	62,00
16/1/2005	14:00:00	49	66	0	82,20	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49,00	66,00
16/1/2005	15:00:00	47	67	0	81,84	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47,00	67,00
16/1/2005	16:00:00	48	70	0	84,88	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48,00	70,00
16/1/2005	17:00:00	51	72	0	88,23	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	51,00	72,00
16/1/2005	18:00:00	57	66	0	87,21	0,65	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	57,00	66,00
16/1/2005	19:00:00	5	7	0	8,60	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53	62	0	81,57	0,65	58,00	69,00
16/1/2005	20:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	88	77	0	116,93	0,75	88,00	77,00
16/1/2005	21:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	87	70	0	111,66	0,78	87,00	70,00
16/1/2005	22:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	75	65	0	99,25	0,76	75,00	65,00
16/1/2005	23:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	60	60	0	84,85	0,71	60,00	60,00
17/1/2005	00:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47	48	0	67,18	0,70	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47,00	48,00
17/1/2005	01:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43	55	0	69,81	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43,00	55,00
17/1/2005	02:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	41	54	0	67,80	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	41,00	54,00
17/1/2005	03:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	40	53	0	66,40	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	40,00	53,00
17/1/2005	04:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	39	52	0	65,00	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	39,00	52,00
17/1/2005	05:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	38	51	0	63,60	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	38,00	51,00
17/1/2005	06:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	40	53	0	66,40	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	40,00	53,00
17/1/2005	07:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44	61	0	75,21	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44,00	61,00
17/1/2005	08:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48	70	0	84,88	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48,00	70,00
17/1/2005	09:00:00	50	71	0	86,84	0,58	7	10	0	12,21	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	57,00	81,00
17/1/2005	10:00:00	49	71	0	86,27	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49,00	71,00
17/1/2005	11:00:00	60	75	0	96,05	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	60,00	75,00
17/1/2005	12:00:00	55	66	0	85,91	0,64	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	55,00	66,00
17/1/2005	13:00:00	50	71	0	86,84	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	50,00	71,00
17/1/2005	14:00:00	52	73	0	89,63	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52,00	73,00
17/1/2005	15:00:00	52	68	0	85,60	0,61	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52,00	68,00

DADOS DE DEMANDA DE UMA USINA COLETADOS PELO SISTEMA DE TELEMETRIA (Continuação)

17/1/2005	16:00:00	49	67	0	83,01	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49,00	67,00
17/1/2005	17:00:00	49	67	0	83,01	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49,00	67,00
17/1/2005	18:00:00	50	70	0	86,02	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	50,00	70,00
17/1/2005	19:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	62	75	0	97,31	0,64	62,00	75,00
17/1/2005	20:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	92	82	0	123,24	0,75	92,00	82,00
17/1/2005	21:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	88	71	0	113,07	0,78	88,00	71,00
17/1/2005	22:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	1	0	1	1,41	0,71	74	66	0	99,16	0,75	75,00	65,00
17/1/2005	23:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	59	58	0	82,73	0,71	0	0	0	0,00	#DIV/0!	59,00	58,00
18/1/2005	00:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49	58	0	75,93	0,65	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49,00	58,00
18/1/2005	01:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44	56	0	71,22	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44,00	56,00
18/1/2005	02:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43	55	0	69,81	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43,00	55,00
18/1/2005	03:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	41	54	0	67,80	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	41,00	54,00
18/1/2005	04:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	41	57	0	70,21	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	41,00	57,00
18/1/2005	05:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	40	56	0	68,82	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	40,00	56,00
18/1/2005	06:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	41	57	0	70,21	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	41,00	57,00
18/1/2005	07:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	40	59	0	71,28	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	40,00	59,00
18/1/2005	08:00:00	2	2	0	2,83	0,71	46	72	0	85,44	0,54	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48,00	74,00
18/1/2005	09:00:00	49	72	0	87,09	0,56	0	1	0	1,00	0,00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49,00	73,00
18/1/2005	10:00:00	53	73	0	90,21	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53,00	73,00
18/1/2005	11:00:00	52	72	0	88,81	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52,00	72,00
18/1/2005	12:00:00	49	69	0	84,63	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49,00	69,00
18/1/2005	13:00:00	47	69	0	83,49	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47,00	69,00
18/1/2005	14:00:00	52	72	0	88,81	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52,00	72,00
18/1/2005	15:00:00	49	68	0	83,82	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49,00	68,00
18/1/2005	16:00:00	54	71	0	89,20	0,61	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54,00	71,00
18/1/2005	17:00:00	53	70	0	87,80	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53,00	70,00
18/1/2005	18:00:00	52	66	0	84,02	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	1	2	0	2,24	0,45	53,00	68,00
18/1/2005	19:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	70	73	0	101,14	0,69	70,00	73,00
18/1/2005	20:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	85	74	0	112,70	0,75	85,00	74,00
18/1/2005	21:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	83	68	0	107,30	0,77	83,00	68,00
18/1/2005	22:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	69	63	0	93,43	0,74	69,00	63,00
18/1/2005	23:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53	60	0	80,06	0,66	2	2	0	2,83	0,71	55,00	62,00
19/1/2005	00:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46	58	0	74,03	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46,00	58,00
19/1/2005	01:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43	54	0	69,03	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43,00	54,00
19/1/2005	02:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	42	54	0	68,41	0,61	0	0	0	0,00	#DIV/0!	42,00	54,00
19/1/2005	03:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	42	54	0	68,41	0,61	0	0	0	0,00	#DIV/0!	42,00	54,00
19/1/2005	04:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	41	53	0	67,01	0,61	0	0	0	0,00	#DIV/0!	41,00	53,00
19/1/2005	05:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	41	53	0	67,01	0,61	0	0	0	0,00	#DIV/0!	41,00	53,00
19/1/2005	06:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	41	52	0	66,22	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	41,00	52,00
19/1/2005	07:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	42	57	0	70,80	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	42,00	57,00
19/1/2005	08:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	50	67	0	83,60	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	50,00	67,00
19/1/2005	09:00:00	54	76	0	93,23	0,58	3	5	0	5,83	0,51	0	0	0	0,00	#DIV/0!	57,00	81,00
19/1/2005	10:00:00	52	74	0	90,44	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52,00	74,00
19/1/2005	11:00:00	51	73	0	89,05	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	51,00	73,00
19/1/2005	12:00:00	47	70	0	84,31	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47,00	70,00
19/1/2005	13:00:00	46	72	0	85,44	0,54	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46,00	72,00
19/1/2005	14:00:00	48	73	0	87,37	0,55	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48,00	73,00
19/1/2005	15:00:00	51	75	0	90,70	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	51,00	75,00
19/1/2005	16:00:00	53	80	0	95,96	0,55	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53,00	80,00
19/1/2005	17:00:00	52	75	0	91,26	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52,00	75,00
19/1/2005	18:00:00	48	69	0	84,05	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48,00	69,00

DADOS DE DEMANDA DE UMA USINA COLETADOS PELO SISTEMA DE TELEMETRIA (Continuação)

19/1/2005	19:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	63	81	0	102,62	0,61	63,00	81,00
19/1/2005	20:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	90	76	0	117,80	0,76	90,00	76,00
19/1/2005	21:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	88	74	0	114,98	0,77	88,00	74,00
19/1/2005	22:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	81	73	0	109,04	0,74	81,00	73,00
19/1/2005	23:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	1	1	0	1,41	0,71	61	65	0	89,14	0,68	62,00	66,00
20/1/2005	00:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48	57	0	74,52	0,64	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48,00	57,00
20/1/2005	01:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44	57	0	72,01	0,61	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44,00	57,00
20/1/2005	02:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43	57	0	71,40	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43,00	57,00
20/1/2005	03:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	42	57	0	70,80	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	42,00	57,00
20/1/2005	04:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	42	58	0	71,61	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	42,00	58,00
20/1/2005	05:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	41	57	0	70,21	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	41,00	57,00
20/1/2005	06:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	42	56	0	70,00	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	42,00	56,00
20/1/2005	07:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44	60	0	74,40	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44,00	60,00
20/1/2005	08:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49	73	0	87,92	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49,00	73,00
20/1/2005	09:00:00	44	63	0	76,84	0,57	7	10	0	12,21	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	51,00	73,00
20/1/2005	10:00:00	54	80	0	96,52	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54,00	80,00
20/1/2005	11:00:00	58	79	0	98,01	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	58,00	79,00
20/1/2005	12:00:00	55	70	0	89,02	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	55,00	70,00
20/1/2005	13:00:00	53	70	0	87,80	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53,00	70,00
20/1/2005	14:00:00	56	70	0	89,64	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	56,00	70,00
20/1/2005	15:00:00	59	73	0	93,86	0,63	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	59,00	73,00
20/1/2005	16:00:00	52	65	0	83,24	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52,00	65,00
20/1/2005	17:00:00	52	72	0	88,81	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52,00	72,00
20/1/2005	18:00:00	49	74	0	88,75	0,55	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49,00	74,00
20/1/2005	19:00:00	0	1	0	1,00	0,00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	63	70	0	94,18	0,67	63,00	71,00
20/1/2005	20:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	90	73	0	115,88	0,78	90,00	73,00
20/1/2005	21:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	89	69	0	112,61	0,79	89,00	69,00
20/1/2005	22:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	76	68	0	101,98	0,75	76,00	68,00
20/1/2005	23:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	45	46	0	64,35	0,70	8	10	0	12,81	0,62	53,00	56,00
21/1/2005	00:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46	53	0	70,18	0,66	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46,00	53,00
21/1/2005	01:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	42	50	0	65,30	0,64	0	0	0	0,00	#DIV/0!	42,00	50,00
21/1/2005	02:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	42	50	0	65,30	0,64	0	0	0	0,00	#DIV/0!	42,00	50,00
21/1/2005	03:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	42	51	0	66,07	0,64	0	0	0	0,00	#DIV/0!	42,00	51,00
21/1/2005	04:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	42	50	0	65,30	0,64	0	0	0	0,00	#DIV/0!	42,00	50,00
21/1/2005	05:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	40	49	0	63,25	0,63	0	0	0	0,00	#DIV/0!	40,00	49,00
21/1/2005	06:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	42	49	0	64,54	0,65	0	0	0	0,00	#DIV/0!	42,00	49,00
21/1/2005	07:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	42	55	0	69,20	0,61	0	0	0	0,00	#DIV/0!	42,00	55,00
21/1/2005	08:00:00	1	2	0	2,24	0,45	45	67	0	80,71	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46,00	69,00
21/1/2005	09:00:00	53	76	0	92,66	0,57	1	2	0	2,24	0,45	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54,00	78,00
21/1/2005	10:00:00	54	78	0	94,87	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54,00	78,00
21/1/2005	11:00:00	61	79	0	99,81	0,61	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	61,00	79,00
21/1/2005	12:00:00	59	78	0	97,80	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	59,00	78,00
21/1/2005	13:00:00	55	73	0	91,40	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	55,00	73,00
21/1/2005	14:00:00	59	76	0	96,21	0,61	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	59,00	76,00
21/1/2005	15:00:00	61	74	0	95,90	0,64	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	61,00	74,00
21/1/2005	16:00:00	64	79	0	101,67	0,63	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	64,00	79,00
21/1/2005	17:00:00	61	76	0	97,45	0,63	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	61,00	76,00
21/1/2005	18:00:00	58	74	0	94,02	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	58,00	74,00
21/1/2005	19:00:00	1	1	0	1,41	0,71	0	0	0	0,00	#DIV/0!	63	76	0	98,72	0,64	64,00	77,00
21/1/2005	20:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	95	78	0	122,92	0,77	95,00	78,00
21/1/2005	21:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	56	46	0	72,47	0,77	56,00	46,00

DADOS DE DEMANDA DE UMA USINA COLETADOS PELO SISTEMA DE TELEMETRIA (Continuação)

21/1/2005	22:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	86	71	0	111,52	0,77	86,00	71,00
21/1/2005	23:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	75	68	0	101,24	0,74	75,00	68,00
22/1/2005	00:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53	50	0	72,86	0,73	6	6	0	8,49	0,71	59,00	56,00
22/1/2005	01:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	51	59	0	77,99	0,65	0	0	0	0,00	#DIV/0!	51,00	59,00
22/1/2005	02:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49	58	0	75,93	0,65	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49,00	58,00
22/1/2005	03:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47	55	0	72,35	0,65	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47,00	55,00
22/1/2005	04:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44	56	0	71,22	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44,00	56,00
22/1/2005	05:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44	55	0	70,43	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44,00	55,00
22/1/2005	06:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46	58	0	74,03	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46,00	58,00
22/1/2005	07:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47	60	0	76,22	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47,00	60,00
22/1/2005	08:00:00	2	3	0	3,61	0,55	57	80	0	98,23	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	59,00	83,00
22/1/2005	09:00:00	66	93	0	114,04	0,58	1	1	0	1,41	0,71	0	0	0	0,00	#DIV/0!	67,00	94,00
22/1/2005	10:00:00	63	90	0	109,86	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	63,00	90,00
22/1/2005	11:00:00	65	90	0	111,02	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	65,00	90,00
22/1/2005	12:00:00	65	74	0	98,49	0,66	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	65,00	74,00
22/1/2005	13:00:00	62	66	0	90,55	0,68	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	62,00	66,00
22/1/2005	14:00:00	61	68	0	91,35	0,67	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	61,00	68,00
22/1/2005	15:00:00	63	70	0	94,18	0,67	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	63,00	70,00
22/1/2005	16:00:00	63	68	0	92,70	0,68	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	63,00	68,00
22/1/2005	17:00:00	56	74	0	92,80	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	56,00	74,00
22/1/2005	18:00:00	56	79	0	96,83	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	56,00	79,00
22/1/2005	19:00:00	2	4	0	4,47	0,45	0	0	0	0,00	#DIV/0!	61	72	0	94,37	0,65	63,00	76,00
22/1/2005	20:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	94	78	0	122,15	0,77	94,00	78,00
22/1/2005	21:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	97	79	0	125,10	0,78	97,00	79,00
22/1/2005	22:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	91	73	0	116,66	0,78	91,00	73,00
22/1/2005	23:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	1	1	0	1,41	0,71	72	67	0	98,35	0,73	73,00	68,00
23/1/2005	00:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	59	62	0	85,59	0,69	0	0	0	0,00	#DIV/0!	59,00	62,00
23/1/2005	01:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	55	63	0	83,63	0,66	0	0	0	0,00	#DIV/0!	55,00	63,00
23/1/2005	02:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52	62	0	80,92	0,64	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52,00	62,00
23/1/2005	03:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48	62	0	78,41	0,61	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48,00	62,00
23/1/2005	04:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46	59	0	74,81	0,61	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46,00	59,00
23/1/2005	05:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	45	60	0	75,00	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	45,00	60,00
23/1/2005	06:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	42	56	0	70,00	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	42,00	56,00
23/1/2005	07:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	41	62	0	74,33	0,55	0	0	0	0,00	#DIV/0!	41,00	62,00
23/1/2005	08:00:00	1	1	0	1,41	0,71	43	65	0	77,94	0,55	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44,00	66,00
23/1/2005	09:00:00	49	72	0	87,09	0,56	1	3	0	3,16	0,32	0	0	0	0,00	#DIV/0!	50,00	75,00
23/1/2005	10:00:00	50	76	0	90,97	0,55	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	50,00	76,00
23/1/2005	11:00:00	55	75	0	93,01	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	55,00	75,00
23/1/2005	12:00:00	51	69	0	85,80	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	51,00	69,00
23/1/2005	13:00:00	52	68	0	85,60	0,61	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52,00	68,00
23/1/2005	14:00:00	47	67	0	81,84	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47,00	67,00
23/1/2005	15:00:00	45	65	0	79,06	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	45,00	65,00
23/1/2005	16:00:00	42	66	0	78,23	0,54	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	42,00	66,00
23/1/2005	17:00:00	42	66	0	78,23	0,54	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	42,00	66,00
23/1/2005	18:00:00	43	66	0	78,77	0,55	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43,00	66,00
23/1/2005	19:00:00	19	28	0	33,84	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	36	39	0	53,08	0,68	55,00	67,00
23/1/2005	20:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	88	74	0	114,98	0,77	88,00	74,00
23/1/2005	21:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	87	69	0	111,04	0,78	87,00	69,00
23/1/2005	22:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	78	68	0	103,48	0,75	78,00	68,00
23/1/2005	23:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	62	63	0	88,39	0,70	62,00	63,00
24/1/2005	00:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	45	48	1	65,07	0,69	1	2	0	2,24	0,45	46,00	49,00

DADOS DE DEMANDA DE UMA USINA COLETADOS PELO SISTEMA DE TELEMETRIA (Continuação)

24/1/2005	01:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	42	52	0	66,84	0,63	0	0	0	0,00	#DIV/0!	42,00	52,00
24/1/2005	02:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	40	51	0	64,82	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	40,00	51,00
24/1/2005	03:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	39	51	0	64,20	0,61	0	0	0	0,00	#DIV/0!	39,00	51,00
24/1/2005	04:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	39	51	0	64,20	0,61	0	0	0	0,00	#DIV/0!	39,00	51,00
24/1/2005	05:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	39	50	0	63,41	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	39,00	50,00
24/1/2005	06:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	41	52	0	66,22	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	41,00	52,00
24/1/2005	07:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43	58	0	72,20	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43,00	58,00
24/1/2005	08:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46	68	0	82,10	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46,00	68,00
24/1/2005	09:00:00	51	79	1	93,19	0,55	2	4	0	4,47	0,45	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53,00	82,00
24/1/2005	10:00:00	60	81	0	100,80	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	60,00	81,00
24/1/2005	11:00:00	57	80	0	98,23	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	57,00	80,00
24/1/2005	12:00:00	55	79	0	96,26	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	55,00	79,00
24/1/2005	13:00:00	53	78	0	94,30	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53,00	78,00
24/1/2005	14:00:00	50	72	0	87,66	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	50,00	72,00
24/1/2005	15:00:00	52	71	0	88,01	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52,00	71,00
24/1/2005	16:00:00	51	72	0	88,23	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	51,00	72,00
24/1/2005	17:00:00	53	74	0	91,02	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53,00	74,00
24/1/2005	18:00:00	50	74	0	89,31	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	50,00	74,00
24/1/2005	19:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	65	79	0	102,30	0,64	65,00	79,00
24/1/2005	20:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	94	84	0	126,06	0,75	94,00	84,00
24/1/2005	21:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	91	79	0	120,51	0,76	91,00	79,00
24/1/2005	22:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	83	72	0	109,88	0,76	83,00	72,00
24/1/2005	23:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	71	69	0	99,01	0,72	71,00	69,00
25/1/2005	00:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	38	38	1	53,04	0,72	19	23	0	29,83	0,64	57,00	60,00
25/1/2005	01:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48	57	0	74,52	0,64	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48,00	57,00
25/1/2005	02:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	45	57	0	72,62	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	45,00	57,00
25/1/2005	03:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43	58	0	72,20	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43,00	58,00
25/1/2005	04:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43	57	0	71,40	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43,00	57,00
25/1/2005	05:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44	58	0	72,80	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44,00	58,00
25/1/2005	06:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44	57	0	72,01	0,61	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44,00	57,00
25/1/2005	07:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	45	62	0	76,61	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	45,00	62,00
25/1/2005	08:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	50	72	0	87,66	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	50,00	72,00
25/1/2005	09:00:00	54	69	0	87,62	0,62	4	6	0	7,21	0,55	0	0	0	0,00	#DIV/0!	58,00	75,00
25/1/2005	10:00:00	64	73	0	97,08	0,66	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	64,00	73,00
25/1/2005	11:00:00	58	67	0	88,62	0,65	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	58,00	67,00
25/1/2005	12:00:00	58	74	0	94,02	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	58,00	74,00
25/1/2005	13:00:00	2	5	0	5,39	0,37	52	67	4	81,69	0,64	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54,00	68,00
25/1/2005	14:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	60	78	0	98,41	0,61	0	0	0	0,00	#DIV/0!	60,00	78,00
25/1/2005	15:00:00	66	75	0	99,90	0,66	4	5	0	6,40	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	70,00	80,00
25/1/2005	16:00:00	64	71	0	95,59	0,67	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	64,00	71,00
25/1/2005	17:00:00	53	66	0	84,65	0,63	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53,00	66,00
25/1/2005	18:00:00	54	76	0	93,23	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54,00	76,00
25/1/2005	19:00:00	14	18	0	22,80	0,61	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47	51	0	69,35	0,68	61,00	69,00
25/1/2005	20:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	94	81	0	124,08	0,76	94,00	81,00
25/1/2005	21:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	92	72	0	116,82	0,79	92,00	72,00
25/1/2005	22:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	87	69	0	111,04	0,78	87,00	69,00
25/1/2005	23:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	1	1	0	1,41	0,71	72	61	0	94,37	0,76	73,00	62,00
26/1/2005	00:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53	55	0	76,38	0,69	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53,00	55,00
26/1/2005	01:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46	55	0	71,70	0,64	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46,00	55,00
26/1/2005	02:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46	58	0	74,03	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46,00	58,00
26/1/2005	03:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	45	56	0	71,84	0,63	0	0	0	0,00	#DIV/0!	45,00	56,00



DADOS DE DEMANDA DE UMA USINA COLETADOS PELO SISTEMA DE TELEMETRIA (Continuação)

26/1/2005	04:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44	56	0	71,22	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44,00	56,00
26/1/2005	05:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44	56	0	71,22	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44,00	56,00
26/1/2005	06:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44	55	0	70,43	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44,00	55,00
26/1/2005	07:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43	60	0	73,82	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43,00	60,00
26/1/2005	08:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44	67	0	80,16	0,55	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44,00	67,00
26/1/2005	09:00:00	51	74	2	88,23	0,58	3	7	0	7,62	0,39	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54,00	79,00
26/1/2005	10:00:00	60	77	0	97,62	0,61	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	60,00	77,00
26/1/2005	11:00:00	63	84	0	105,00	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	63,00	84,00
26/1/2005	12:00:00	58	77	0	96,40	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	58,00	77,00
26/1/2005	13:00:00	54	74	0	91,61	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54,00	74,00
26/1/2005	14:00:00	59	79	0	98,60	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	59,00	79,00
26/1/2005	15:00:00	63	79	0	101,04	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	63,00	79,00
26/1/2005	16:00:00	61	77	0	98,23	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	61,00	77,00
26/1/2005	17:00:00	56	69	0	88,87	0,63	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	56,00	69,00
26/1/2005	18:00:00	51	58	0	77,23	0,66	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	51,00	58,00
26/1/2005	19:00:00	0	1	0	1,00	0,00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	64	61	1	87,73	0,73	64,00	61,00
26/1/2005	20:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	89	74	0	115,75	0,77	89,00	74,00
26/1/2005	21:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	90	72	0	115,26	0,78	90,00	72,00
26/1/2005	22:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	75	71	0	103,28	0,73	75,00	71,00
26/1/2005	23:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	41	41	1	57,28	0,72	16	18	0	24,08	0,66	57,00	58,00
27/1/2005	00:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	51	56	0	75,74	0,67	0	0	0	0,00	#DIV/0!	51,00	56,00
27/1/2005	01:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49	56	0	74,41	0,66	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49,00	56,00
27/1/2005	02:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48	57	0	74,52	0,64	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48,00	57,00
27/1/2005	03:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47	56	0	73,11	0,64	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47,00	56,00
27/1/2005	04:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46	55	0	71,70	0,64	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46,00	55,00
27/1/2005	05:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	45	55	0	71,06	0,63	0	0	0	0,00	#DIV/0!	45,00	55,00
27/1/2005	06:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46	55	0	71,70	0,64	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46,00	55,00
27/1/2005	07:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48	58	0	75,29	0,64	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48,00	58,00
27/1/2005	08:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	50	68	0	84,40	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	50,00	68,00
27/1/2005	09:00:00	53	71	0	88,60	0,60	3	4	0	5,00	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	56,00	75,00
27/1/2005	10:00:00	56	83	0	100,12	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	56,00	83,00
27/1/2005	11:00:00	58	76	0	95,60	0,61	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	58,00	76,00
27/1/2005	12:00:00	50	75	0	90,14	0,55	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	50,00	75,00
27/1/2005	13:00:00	52	74	0	90,44	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52,00	74,00
27/1/2005	14:00:00	53	73	0	90,21	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53,00	73,00
27/1/2005	15:00:00	54	74	0	91,61	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54,00	74,00
27/1/2005	16:00:00	52	74	0	90,44	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	52,00	74,00
27/1/2005	17:00:00	49	73	0	87,92	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49,00	73,00
27/1/2005	18:00:00	47	65	0	80,21	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47,00	65,00
27/1/2005	19:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	61	66	0	89,87	0,68	61,00	66,00
27/1/2005	20:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	93	76	0	120,10	0,77	93,00	76,00
27/1/2005	21:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	92	70	0	115,60	0,80	92,00	70,00
27/1/2005	22:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	85	72	0	111,40	0,76	85,00	72,00
27/1/2005	23:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	2	2	0	2,83	0,71	70	69	0	98,29	0,71	72,00	71,00
28/1/2005	00:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54	58	0	79,25	0,68	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54,00	58,00
28/1/2005	01:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49	59	0	76,69	0,64	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49,00	59,00
28/1/2005	02:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46	57	0	73,25	0,63	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46,00	57,00
28/1/2005	03:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46	57	0	73,25	0,63	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46,00	57,00
28/1/2005	04:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44	56	0	71,22	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44,00	56,00
28/1/2005	05:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43	55	0	69,81	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43,00	55,00
28/1/2005	06:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43	54	0	69,03	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43,00	54,00

DADOS DE DEMANDA DE UMA USINA COLETADOS PELO SISTEMA DE TELEMETRIA (Continuação)

28/1/2005	07:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44	59	0	73,60	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	44,00	59,00
28/1/2005	08:00:00	1	1	1	1,00	1,00	46	70	0	83,76	0,55	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47,00	70,00
28/1/2005	09:00:00	54	78	0	94,87	0,57	1	2	0	2,24	0,45	0	0	0	0,00	#DIV/0!	55,00	80,00
28/1/2005	10:00:00	60	82	0	101,61	0,59	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	60,00	82,00
28/1/2005	11:00:00	56	80	0	97,65	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	56,00	80,00
28/1/2005	12:00:00	57	84	0	101,51	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	57,00	84,00
28/1/2005	13:00:00	55	82	0	98,74	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	55,00	82,00
28/1/2005	14:00:00	54	77	0	94,05	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54,00	77,00
28/1/2005	15:00:00	53	74	0	91,02	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53,00	74,00
28/1/2005	16:00:00	53	77	0	93,48	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53,00	77,00
28/1/2005	17:00:00	53	75	0	91,84	0,58	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53,00	75,00
28/1/2005	18:00:00	49	72	0	87,09	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49,00	72,00
28/1/2005	19:00:00	3	5	0	5,83	0,51	0	0	0	0,00	#DIV/0!	59	70	0	91,55	0,64	62,00	75,00
28/1/2005	20:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	95	83	0	126,15	0,75	95,00	83,00
28/1/2005	21:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	96	75	0	121,82	0,79	96,00	75,00
28/1/2005	22:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	87	70	0	111,66	0,78	87,00	70,00
28/1/2005	23:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	75	70	0	102,59	0,73	75,00	70,00
29/1/2005	00:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	56	57	0	79,91	0,70	0	0	0	0,00	#DIV/0!	56,00	57,00
29/1/2005	01:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	51	59	0	77,99	0,65	0	0	0	0,00	#DIV/0!	51,00	59,00
29/1/2005	02:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	50	58	0	76,58	0,65	0	0	0	0,00	#DIV/0!	50,00	58,00
29/1/2005	03:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49	57	0	75,17	0,65	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49,00	57,00
29/1/2005	04:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48	56	0	73,76	0,65	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48,00	56,00
29/1/2005	05:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49	55	0	73,66	0,67	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49,00	55,00
29/1/2005	06:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47	56	0	73,11	0,64	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47,00	56,00
29/1/2005	07:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46	61	0	76,40	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	46,00	61,00
29/1/2005	08:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47	68	0	82,66	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	47,00	68,00
29/1/2005	09:00:00	51	79	0	94,03	0,54	3	4	0	5,00	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54,00	83,00
29/1/2005	10:00:00	59	87	0	105,12	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	59,00	87,00
29/1/2005	11:00:00	59	86	0	104,29	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	59,00	86,00
29/1/2005	12:00:00	55	81	0	97,91	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	55,00	81,00
29/1/2005	13:00:00	48	70	0	84,88	0,57	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48,00	70,00
29/1/2005	14:00:00	54	72	0	90,00	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54,00	72,00
29/1/2005	15:00:00	53	71	0	88,60	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53,00	71,00
29/1/2005	16:00:00	54	71	0	89,20	0,61	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	54,00	71,00
29/1/2005	17:00:00	53	70	0	87,80	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53,00	70,00
29/1/2005	18:00:00	53	69	0	87,01	0,61	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53,00	69,00
29/1/2005	19:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	61	71	0	93,61	0,65	61,00	71,00
29/1/2005	20:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	99	83	0	129,19	0,77	99,00	83,00
29/1/2005	21:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	97	77	0	123,85	0,78	97,00	77,00
29/1/2005	22:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	88	75	0	115,62	0,76	88,00	75,00
29/1/2005	23:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	78	72	0	106,15	0,73	78,00	72,00
30/1/2005	00:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	0	0	0	0,00	#DIV/0!	65	67	0	93,35	0,70	65,00	67,00
30/1/2005	01:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	41	41	0	57,98	0,71	14	15	0	20,52	0,68	55,00	56,00
30/1/2005	02:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49	55	0	73,66	0,67	0	0	0	0,00	#DIV/0!	49,00	55,00
30/1/2005	03:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48	58	0	75,29	0,64	0	0	0	0,00	#DIV/0!	48,00	58,00
30/1/2005	04:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	45	57	0	72,62	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	45,00	57,00
30/1/2005	05:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43	55	0	69,81	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43,00	55,00
30/1/2005	06:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43	54	0	69,03	0,62	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43,00	54,00
30/1/2005	07:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	41	55	0	68,60	0,60	0	0	0	0,00	#DIV/0!	41,00	55,00
30/1/2005	08:00:00	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43	64	0	77,10	0,56	0	0	0	0,00	#DIV/0!	43,00	64,00
30/1/2005	09:00:00	48	65	0	80,80	0,59	5	8	0	9,43	0,53	0	0	0	0,00	#DIV/0!	53,00	73,00



## **ANEXO II**

### **USINAS TERMELÉTRICAS DOS SISTEMAS ISOLADOS**

### Usinas Termelétricas dos Sistemas Isolados

Usn	Estado	Nome	no Unid	Pot Nom (kW)	Pot Nom Acum (kW)	Pot Nom Acum (%)
1	RR	Maloca Moscow	1	5	5	0,00%
2	RR	Bismark	1	6	11	0,00%
3	RR	Maloca Anaro	1	6	17	0,00%
4	RR	Maloca Cedro	1	6	23	0,00%
5	RR	Maloca Congresso	1	6	29	0,00%
6	RR	Maloca Constantino	1	6	35	0,00%
7	RR	Maloca do Cajú	1	6	41	0,00%
8	RR	Maloca Gavião	1	6	47	0,00%
9	RR	Maloca Joazeiro	1	6	53	0,00%
10	RR	Maloca Jauarí	1	6	59	0,00%
11	RR	Maloca Patativa	1	6	65	0,00%
12	RR	Maloca Ponta da Serra	1	6	71	0,00%
13	RR	Maloca Santa Cruz	1	6	77	0,00%
14	RR	Maloca Santa Inês	1	6	83	0,00%
15	RR	Makloca Taranha	1	6	89	0,00%
16	RR	Maloca Tucumã	1	6	95	0,00%
17	RR	Maloca Javarí	1	8	103	0,00%
18	RR	Jacamim	1	10	113	0,00%
19	RR	Maloca do Manoá	1	10	123	0,00%
20	RR	Maloca são Marcos	1	10	133	0,01%
21	RR	Pium	1	10	143	0,01%
22	RR	Samaúma	1	10	153	0,01%
23	RR	S F do Baixo Rio Branco	1	10	163	0,01%
24	RR	Vila Dona Cota	1	10	173	0,01%
25	RR	Maloca Canavial	1	10	183	0,01%
26	RR	Maloca Nova Vida	1	10	193	0,01%
27	RR	Maloca Perdiz	1	10	203	0,01%
28	RR	Vila do Itã	1	10	213	0,01%
29	RR	Vila Paricá	1	10	223	0,01%
30	RR	Vila Milagre	1	12	235	0,01%
31	RR	Xumina	1	14	249	0,01%
32	RR	Maloca Jabuti	1	17	266	0,01%
33	RR	Canauanim	1	24	290	0,01%
34	RR	Maloca Flexal	1	24	314	0,01%
35	RR	Maloca do Guariba	1	24	338	0,01%
36	RR	Maloca Santa Rosa	1	24	362	0,01%
37	RR	Maloca Vista Alegre	1	24	386	0,02%
38	RR	Olho d'água	1	24	410	0,02%
39	RR	Panacarica	1	24	434	0,02%
40	RR	Terra Preta	1	24	458	0,02%
41	RR	Vila Floresta	1	24	482	0,02%
42	RR	Vila Itaquera	1	24	506	0,02%
43	RR	Santa Maria do Xiruini	1	24	530	0,02%
44	RR	Maloca Way Way	1	24	554	0,02%
45	RR	Maloca Way Way 2	1	24	578	0,02%
46	RR	Novo Progresso	1	24	602	0,02%
47	RR	São Sebastião	1	24	626	0,02%
48	RR	Tucano	1	24	650	0,03%
49	RR	Vila Caxias	1	24	674	0,03%
50	RR	Vila São Raimundo	1	24	698	0,03%
51	RR	Lago Grande	1	26	724	0,03%
52	RR	Vila Remanso	1	26	750	0,03%

### USINAS TERMELÉTRICAS DOS SISTEMAS ISOLADOS (Continuação)

53	RR	Boqueirão	1	26	776	0,03%
54	RR	Maloca do Araçá - Normandia	1	32	808	0,03%
55	RR	Nova Esperança	1	32	840	0,03%
56	RR	Água Fria	1	48	888	0,04%
57	RR	Maloca Boca da Mata	1	48	936	0,04%
58	RR	Maloca do Araçá - Amajarí	1	48	984	0,04%
59	RR	Sacaí	1	48	1.032	0,04%
60	RR	Vila Caicubi	1	48	1.080	0,04%
61	RR	Samaúma (N Esperança II)	1	48	1.128	0,04%
62	RO	Conceição da Galera	3	54	1.182	0,05%
63	RO	Santa Catarina	3	54	1.236	0,05%
64	RR	Maracanã	1	57	1.293	0,05%
65	RR	Vifla Cachoeirinha	1	57	1.350	0,05%
66	RR	Maloca da Raposa	1	64	1.414	0,06%
67	RR	Maloca Lago Grande	1	64	1.478	0,06%
68	RR	Maloca Malacaxeta	1	65	1.543	0,06%
69	RR	Mutum	1	65	1.608	0,06%
70	RR	Socó	1	65	1.673	0,07%
71	RR	Tepequem	1	65	1.738	0,07%
72	RR	Vila São José	1	65	1.803	0,07%
73	RR	Paredão	1	70	1.873	0,07%
74	RR	Napoleão	1	72	1.945	0,08%
75	AM	Japurá	2	80	2.025	0,08%
76	AM	Terra Nova	2	80	2.105	0,08%
77	RO	Nazaré	2	80	2.185	0,09%
78	RR	Petrolina do Norte	1	80	2.265	0,09%
79	RR	Contão	1	92	2.357	0,09%
80	RO	Tabajara	3	97	2.454	0,10%
81	RR	Vila Vilena	1	101	2.555	0,10%
82	RO	Rolim de M do Guaporé	2	116	2.671	0,11%
83	RO	Demarcação	3	120	2.791	0,11%
84	RO	Pedras Negras	3	120	2.911	0,12%
85	RO	São Sebastião	3	120	3.031	0,12%
86	RR	Vista Alegre	1	160	3.191	0,13%
87	RO	Araras	3	161	3.352	0,13%
88	RO	Urucumacua	3	174	3.526	0,14%
89	RR	Campos Novos	1	180	3.706	0,15%
90	RO	Surpresa	3	188	3.894	0,15%
91	RR	Equador	2	216	4.110	0,16%
92	AM	Jacaré	2	217	4.327	0,17%
93	AM	Murituba	3	230	4.557	0,18%
94	AC	Jordão	4	232	4.789	0,19%
95	AC	Santa Rosa do Purus	4	248	5.037	0,20%
96	PA	Karapanã	3	248	5.285	0,21%
97	AM	Vila Urucurituba	3	250	5.535	0,22%
98	RO	Maici	3	274	5.809	0,23%
99	RO	Isidolândia	3	280	6.089	0,24%
100	RO	Mutum Paraná	3	280	6.369	0,25%
101	AC	Thaumaturgo	3	287	6.656	0,26%
102	AM	Augusto Montenegro	3	290	6.946	0,28%
103	AM	Alterosa	2	300	7.246	0,29%
104	AM	Betânia	2	300	7.546	0,30%
105	AM	Lindóia	2	300	7.846	0,31%
106	AM	Santa Rita do Weill	2	300	8.146	0,32%
107	RR	Taiano	1	300	8.446	0,33%

## USINAS TERMELÉTRICAS DOS SISTEMAS ISOLADOS (Continuação)

108	RO	Fortaleza Abunã	3	306	8.752	0,35%
109	AM	Zé Açú	3	314	9.066	0,36%
110	RR	Maloca três Corações	2	320	9.386	0,37%
111	RR	Santa Maria do Boiaçú	2	320	9.706	0,38%
112	RR	Trairão	2	320	10.026	0,40%
113	RR	Uiramutã	2	320	10.346	0,41%
114	AM	Parauá	3	324	10.670	0,42%
115	AM	Arara	3	332	11.002	0,44%
116	RO	Abunã	3	332	11.334	0,45%
117	RO	São Carlos	2	334	11.668	0,46%
118	AC	Porto Walter	3	336	12.004	0,48%
119	AM	Moura	2	350	12.354	0,49%
120	MT	Serra Nova Dourada	3	352	12.706	0,50%
121	AM	Sacambú - Vila	3	372	13.078	0,52%
122	AM	Ipiranga	3	384	13.462	0,53%
123	AP	Pracuúba	2	400	13.862	0,55%
124	RR	Jundiá	2	400	14.262	0,57%
125	RR	são Francisco	2	400	14.662	0,58%
126	RO	Pacaranã	3	408	15.070	0,60%
127	AM	Cametá - Vila	3	424	15.494	0,61%
128	AM	Axinim	2	425	15.919	0,63%
129	AM	Cabori	2	430	16.349	0,65%
130	AM	Pedras	3	438	16.787	0,67%
131	AM	Campinas	4	440	17.227	0,68%
132	AM	Cucuí	3	440	17.667	0,70%
133	AM	Vila Amazônia	3	440	18.107	0,72%
134	AM	Mocambo	3	444	18.551	0,74%
135	AM	Palmeiras	3	444	18.995	0,75%
136	AM	Caviana	3	450	19.445	0,77%
137	AM	Tuiuí	3	450	19.895	0,79%
138	RO	Calama	3	472	20.367	0,81%
139	AM	Caiambé	4	488	20.855	0,83%
140	RR	Surumú	2	496	21.351	0,85%
141	AM	Feijoal	3	500	21.851	0,87%
142	AM	Belém do Solimões	3	520	22.371	0,89%
143	AM	Vila Bitencourt	3	520	22.891	0,91%
144	MT	Bom Jesus do Araguaia	3	548	23.439	0,93%
145	RR	São Silvestre	2	564	24.003	0,95%
146	AM	Estirão do Equador	3	575	24.578	0,97%
147	PA	Aveiro	3	580	25.158	1,00%
148	PA	Bannach	3	580	25.738	1,02%
149	PA	Barreira do Campo	3	592	26.330	1,04%
150	AM	Iauareté	3	600	26.930	1,07%
151	RR	Felix Pinto	2	600	27.530	1,09%
152	RR	Vila Brasil	2	600	28.130	1,12%
153	AM	Novo Céu	3	620	28.750	1,14%
154	MT	Santa Cruz do Xingú	3	624	29.374	1,16%
155	MT	Novo Santo Antônio	3	628	30.002	1,19%
156	PA	São Miguel	2	640	30.642	1,21%
157	RR	Passarão	2	652	31.294	1,24%
158	AC	Capixaba	6	672	31.966	1,27%
159	PA	Chaves	4	684	32.650	1,29%
160	RO	Nova Califórnia	2	692	33.342	1,32%
161	PA	Curuá	2	700	34.042	1,35%
162	PA	Faro	2	700	34.742	1,38%



## USINAS TERMELÉTRICAS DOS SISTEMAS ISOLADOS (Continuação)

163	AP	Lourenço	2	720	35.462	1,41%
164	PA	Melgaço	3	720	36.182	1,43%
165	AM	Itapeaçú	3	754	36.936	1,46%
166	MT	Rondolândia	4	760	37.696	1,49%
167	PA	Vila Mandi	2	784	38.480	1,53%
168	PA	Cotijuba	3	792	39.272	1,56%
169	PA	Curralinho	2	840	40.112	1,59%
170	MT	Canabrava Norte	4	860	40.972	1,62%
171	MA	Batavo	3	872	41.844	1,66%
172	AM	Juruá	3	910	42.754	1,70%
173	RR	Normandia	3	920	43.674	1,73%
174	PA	Anajás	4	960	44.634	1,77%
175	PA	Bagre	4	960	45.594	1,81%
176	PA	Jacareacanga	4	960	46.554	1,85%
177	PA	Nova Esperança do Piriá	4	960	47.514	1,88%
178	PA	Santa Cruz do Arari	4	960	48.474	1,92%
179	AC	Manoel Urbano	4	1.010	49.484	1,96%
180	PA	Cavhoeira do Arari	3	1.050	50.534	2,00%
181	PA	Oeiras do Pará	3	1.050	51.584	2,05%
182	PA	Porto de Moz	3	1.050	52.634	2,09%
183	PA	São Sebastião da Boa Vista	3	1.050	53.684	2,13%
184	PA	Santa Maria das Barreiras	3	1.112	54.796	2,17%
185	AC	Assis Brasil	3	1.179	55.975	2,22%
186	PA	Muaná	3	1.190	57.165	2,27%
187	MT	São José do xingú	5	1.194	58.359	2,31%
188	MT	Luciara	4	1.318	59.677	2,37%
189	PA	Prainha	3	1.328	61.005	2,42%
190	PA	Terra Santa	4	1.400	62.405	2,47%
191	AM	Novo Remanso	4	1.432	63.837	2,53%
192	MT	Santa Terezinha	5	1.460	65.297	2,59%
193	AM	Atalaia do Norte	5	1.540	66.837	2,65%
194	PA	Ponta de Pedras	4	1.540	68.377	2,71%
195	BA	Ilha Grande	5	1.578	69.955	2,77%
196	MT	Alto da Boa Vista	5	1.578	71.533	2,84%
197	AM	Alvarães	4	1.588	73.121	2,90%
198	AM	Amaturá	5	1.588	74.709	2,96%
199	AM	Rio Preto da Eva	1	1.600	76.309	3,03%
200	AM	Uariní	5	1.678	77.987	3,09%
201	PA	Afuá	2	1.690	79.677	3,16%
202	PA	Gurupá	2	1.690	81.367	3,23%
203	PA	Juruti	2	1.690	83.057	3,29%
204	AM	Caapiranga	5	1.723	84.780	3,36%
205	AM	Santa Izabel do R Negro	4	1.726	86.506	3,43%
206	MT	Gaúcha do Norte	6	1.728	88.234	3,50%
207	AM	Nhamundá	3	1.800	90.034	3,57%
208	MT	Ribeirão Cascalheira	6	1.800	91.834	3,64%
209	MT	Nova Maringá	6	1.802	93.636	3,71%
210	RO	Vale Anari	3	1.864	95.500	3,79%
211	AM	São Sebastião do Uatumã	4	1.884	97.384	3,86%
212	AM	Manaquirí	5	1.900	99.284	3,94%
213	RO	Campo Novo	4	1.941	101.225	4,01%
214	RO	Seringueiras	3	1.956	103.181	4,09%
215	RO	Chupinguaia	3	1.984	105.165	4,17%
216	RO	Vista Alegre do Abunã	4	2.000	107.165	4,25%
217	RO	Jaci-Paraná	3	2.070	109.235	4,33%

## USINAS TERMELÉTRICAS DOS SISTEMAS ISOLADOS (Continuação)

218	AM	Canutama	4	2.080	111.315	4,41%
219	MT	Cotriguaçu	7	2.092	113.407	4,50%
220	MT	Nova Monte Verde	7	2.094	115.501	4,58%
221	MT	Tabaporã	7	2.200	117.701	4,67%
222	AM	Itamarati	5	2.214	119.915	4,75%
223	AM	Anamá	6	2.244	122.159	4,84%
224	MT	Confreza	8	2.260	124.419	4,93%
225	MT	São Felix do Araguaia	8	2.424	126.843	5,03%
226	RO	Vila Extrema	5	2.450	129.293	5,13%
227	MT	Porto Alegre do Norte	7	2.458	131.751	5,22%
228	AM	Barcelos	3	2.482	134.233	5,32%
229	AM	Urucurituba	4	2.530	136.763	5,42%
230	AM	Limoeiro	6	2.545	139.308	5,52%
231	PA	Almeirim	4	2.548	141.856	5,62%
232	AM	Maraã	5	2.550	144.406	5,73%
233	AC	Feijó	5	2.585	146.991	5,83%
234	AC	Xapuri	5	2.585	149.576	5,93%
235	RR	Rorainópolis	1	2.600	152.176	6,03%
236	AM	Anori	5	2.606	154.782	6,14%
237	AM	Ipixuna	5	2.668	157.450	6,24%
238	PA	Salvaterra	4	2.677	160.127	6,35%
239	PE	Tubarão	3	2.730	162.857	6,46%
240	MT	Apiacás	8	2.733	165.590	6,57%
241	AM	Itapiranga	5	2.785	168.375	6,68%
242	AM	Boa Vista do Ramos	4	2.832	171.207	6,79%
243	AM	Fonte Boa	4	2.890	174.097	6,90%
244	AM	Silves	6	2.892	176.989	7,02%
245	AM	Tonantins	6	3.028	180.017	7,14%
246	AM	Santo Antônio do Içá	4	3.062	183.079	7,26%
247	MT	Querência do Norte	9	3.130	186.209	7,38%
248	AC	Tarauacá	4	3.144	189.353	7,51%
249	AM	Barreirinha	6	3.170	192.523	7,63%
250	AM	Jutaí	6	3.179	195.702	7,76%
251	AM	São Paulo de Olivença	5	3.268	198.970	7,89%
252	AM	Envira	6	3.285	202.255	8,02%
253	RO	Costa Marques	4	3.320	205.575	8,15%
254	PA	Portel	4	3.414	208.989	8,29%
255	AM	Pauini	5	3.418	212.407	8,42%
256	MT	Nova Bandeirantes	10	3.446	215.853	8,56%
257	AM	Novo Airão	7	3.610	219.463	8,70%
258	RO	Cujubim	5	3.649	223.112	8,85%
259	AM	Novo Aripuanã	7	3.678	226.790	8,99%
260	AM	Tapauá	6	3.762	230.552	9,14%
261	PA	Soure	5	3.809	234.361	9,29%
262	AC	Sena Madureira	5	3.930	238.291	9,45%
263	RO	Alvorada D'Oeste	3	3.934	242.225	9,60%
264	AM	Careiro da Várzea	7	3.978	246.203	9,76%
265	RO	São Miguel do Guaporé	3	4.006	250.209	9,92%
266	MT	Aripuanã	4	4.173	254.382	10,09%
267	PA	Alenquer	5	4.225	258.607	10,25%
268	MT	Comodoro	7	4.348	262.955	10,43%
269	MS	Porto Murtinho	3	4.500	267.455	10,60%
270	AM	Beruri	5	4.576	272.031	10,79%
271	AM	Codajás	4	4.600	276.631	10,97%
272	AM	Nova Olinda do Norte	8	4.640	281.271	11,15%

## USINAS TERMELÉTRICAS DOS SISTEMAS ISOLADOS (Continuação)

273	AC	Epitaciolândia	6	4.716	285.987	11,34%
274	PA	Castelo dos Sonhos	3	4.800	290.787	11,53%
275	MT	Juruena	9	4.894	295.681	11,72%
276	RO	São Francisco	7	5.076	300.757	11,92%
277	AM	Altazes	6	5.114	305.871	12,13%
278	AM	Eirunepé	4	5.200	311.071	12,33%
279	MT	São José do Rio Claro	9	5.224	316.295	12,54%
280	PA	Óbidos	7	5.280	321.575	12,75%
281	AM	Castanho	6	5.288	326.863	12,96%
282	PA	Monte Dourado	3	5.475	332.338	13,18%
283	MT	Colniza	12	5.524	337.862	13,40%
284	AM	Borba	4	5.600	343.462	13,62%
285	AM	Benjamin Constant	5	5.651	349.113	13,84%
286	RR	São João da Baliza	4	5.920	355.033	14,08%
287	PA	Santana do Araguaia	6	6.020	361.053	14,32%
288	AM	Irlanduba	4	6.082	367.135	14,56%
289	RR	Caracarai	4	6.272	373.407	14,80%
290	PA	Oriximiná	7	6.278	379.685	15,05%
291	AM	Manicoré	5	6.450	386.135	15,31%
292	AM	Carauari	5	6.456	392.591	15,57%
293	AM	Urucara	8	6.620	399.211	15,83%
294	AM	Apuí	5	6.700	405.911	16,09%
295	AM	São Gabriel da Cachoeira	5	6.850	412.761	16,37%
296	PA	Breves	8	6.870	419.631	16,64%
297	MT	Vila Rica	8	6.874	426.505	16,91%
298	AM	Lábrea	6	6.930	433.435	17,18%
299	AM	Maués	5	7.350	440.785	17,48%
300	PA	Monte Alegre	7	7.443	448.228	17,77%
301	AM	Boca do Acre	5	7.641	455.869	18,07%
302	RO	Machadinho	9	7.758	463.627	18,38%
303	AP	Oiapoque	6	8.250	471.877	18,71%
304	AP	Laranjal do Jari	5	8.675	480.552	19,05%
305	PA	Munguba	5	8.750	489.302	19,40%
306	RO	Buritis	11	9.340	498.642	19,77%
307	MT	Sepezal	7	9.836	508.478	20,16%
308	RO	Colorado do Oeste	7	10.300	518.778	20,57%
309	AC	Cruzeiro do Sul	14	11.648	530.426	21,03%
310	AM	Humaitá	7	12.480	542.906	21,53%
311	MT	Juara	10	12.724	555.630	22,03%
312	RO	Pimenta Bueno /PIE Rovema	6	13.000	568.630	22,55%
313	AM	Tabatinga	8	13.270	581.900	23,07%
314	MT	Juína	12	13.952	595.852	23,62%
315	PA	Novo Progresso	10	14.390	610.242	24,20%
316	AM	Coari	9	14.980	625.222	24,79%
317	AM	Tefé	10	15.382	640.604	25,40%
318	AM	Pie CGE São José	26	16.000	656.604	26,03%
319	AM	Manacapuru	9	16.213	672.817	26,68%
320	AC	Rio Branco I	7	18.700	691.517	27,42%
321	RO	Vilhena	14	21.750	713.267	28,28%
322	AM	Parintins	12	22.550	735.817	29,17%
323	AC	Rio Branco II	15	22.700	758.517	30,07%
324	AM	Itacoatiara	9	24.760	783.277	31,06%
325	AM	Pie CGE Cidade Nova	11	40.000	823.277	32,64%
326	AC	Rio Acre	2	42.000	865.277	34,31%
327	AM	Pie El Paso A	2	44.000	909.277	36,05%

**USINAS TERMELÉTRICAS DOS SISTEMAS ISOLADOS (Continuação)**

328	PA	Jari Celulose	1	55.000	964.277	38,23%
329	RR	Floresta	3	62.000	1.026.277	40,69%
330	RO	Termonorte I	4	66.000	1.092.277	43,31%
331	AM	Pie Flores	50	77.500	1.169.777	46,38%
332	AM	Pie El Paso D	2	88.000	1.257.777	49,87%
333	RO	Rio Madeira	4	103.900	1.361.677	53,99%
334	AM	Aparecida	3	110.000	1.471.677	58,35%
335	AM	Pie El Paso B	2	110.000	1.581.677	62,71%
336	AM	Electron	6	120.000	1.701.677	67,47%
337	AM	Mauá	4	137.200	1.838.877	72,91%
338	AP	Santana	30	145.800	1.984.677	78,69%
339	AM	Pie El Paso W	10	157.500	2.142.177	84,93%
340	RO	Termonorte II	4	380.000	2.522.177	100,00%

## **ANEXO III**

**CUSTO DE TELEMETRIA DE USINAS COM 1 UNIDADE,  
MEDIÇÃO GLOBAL DE CONSUMO E COM UTILIZAÇÃO  
DE LINHA PÚBLICA DE TELEFONIA**



**Custo de Telemetria de Usinas com 1 Und e Medição Global de Consumo  
e Utilização de Linha Pública de Telefonia - Fevereiro/2005**

Material	Preço Unit	Qtde	Preço Total
<b>Medição de Consumo de Combustível</b>			
Fluxômetro Mássico	R\$ 28.000,00	0	R\$ -
Acessórios para instalação FM	R\$ 2.000,00	0	R\$ -
Fluxômetro Flowpet	R\$ 5.000,00	2	R\$ 10.000,00
Acessórios para instalação FF	R\$ 600,00	2	R\$ 1.200,00
Placa coletora	R\$ 10.000,00	1	R\$ 10.000,00
Sensores de nível capacitivo	R\$ 2.000,00		R\$ -
Instalação (homem-hora)	R\$ 500,00	2	R\$ 1.000,00
Adequação dos circuitos (caso necessário)	R\$ 1.000,00		R\$ -
Transporte e hospedagem	R\$ 2.000,00	1	R\$ 2.000,00
<b>Medição dos Geradores</b>			
Computador Estação Central	R\$ 3.500,00	0,05	R\$ 175,00
Software licenciado	R\$ 30.000,00	0,05	R\$ 1.500,00
SAGA	R\$ 1.000,00	1	R\$ 1.000,00
Concentrador de dados	R\$ 2.000,00	1	R\$ 2.000,00
Quadro	R\$ 500,00	1	R\$ 500,00
Proteção contra surtos	R\$ 200,00	1	R\$ 200,00
Estabilizador	R\$ 100,00	1	R\$ 100,00
"No-break" 1000 VA	R\$ 500,00		R\$ -
Acessórios	R\$ 200,00	1	R\$ 200,00
Instalação (homem-hora por und)	R\$ 1.000,00	1	R\$ 1.000,00
Adequação dos circuitos (caso necessário)	R\$ 1.000,00		R\$ -
Transporte e hospedagem	R\$ 2.000,00	1	R\$ 2.000,00
<b>Telecomunicação</b>			
IP SAT	R\$ 5.000,00		R\$ -
Computador	R\$ 3.500,00		R\$ -
Instalação (homem-hora por und)	R\$ 500,00	1	R\$ 500,00
Transporte e hospedagem	R\$ 1.000,00	1	R\$ 1.000,00
Telefonia Convencional	R\$ 200,00	1	R\$ 200,00
<b>TOTAL</b>			<b>R\$ 34.575,00</b>

## **ANEXO IV**

### **CUSTO DE TELEMETRIA DE USINAS COM 10 UNIDADES, MEDIÇÃO GLOBAL DE CONSUMO E COM COMUNICAÇÃO DE DADOS POR SATÉLITE**

**Custo de Telemetria de Usinas com 10 Und e Medição Global de Consumo  
e Utilização de Comunicação Via Satélite - IP SAT - Fevereiro/2005**

Material	Preço Unit	Qtde	Preço Total
<b>Medição de Consumo de Combustível</b>			
Fluxômetro Mássico	R\$ 28.000,00	0	R\$ -
Acessórios para instalação FM	R\$ 2.000,00	0	R\$ -
Fluxômetro Flowpet	R\$ 5.000,00	2	R\$ 10.000,00
Acessórios para instalação FF	R\$ 600,00	2	R\$ 1.200,00
Placa coletora	R\$ 10.000,00	1	R\$ 10.000,00
Sensores de nível capacitivo	R\$ 2.000,00	5	R\$ 10.000,00
Instalação (homem-hora)	R\$ 500,00	2	R\$ 1.000,00
Adequação dos circuitos (caso necessário)	R\$ 1.000,00	2	R\$ 2.000,00
Transporte e hospedagem	R\$ 2.000,00	2	R\$ 4.000,00
<b>Medição dos Geradores</b>			
Computador Estação Central	R\$ 3.500,00	0,05	R\$ 175,00
Software licenciado	R\$ 30.000,00	0,05	R\$ 1.500,00
SAGA	R\$ 1.000,00	10	R\$ 10.000,00
Concentrador de dados	R\$ 2.000,00	3	R\$ 6.000,00
Quadro	R\$ 500,00	2	R\$ 1.000,00
Proteção contra surtos	R\$ 200,00	1	R\$ 200,00
Estabilizador	R\$ 100,00	0	R\$ -
"No-break" 1000 VA	R\$ 500,00	1	R\$ 500,00
Acessórios	R\$ 200,00	10	R\$ 2.000,00
Instalação (homem-hora por und)	R\$ 1.000,00	10	R\$ 10.000,00
Adequação dos circuitos (caso necessário)	R\$ 1.000,00	5	R\$ 5.000,00
Transporte e hospedagem	R\$ 2.000,00	2	R\$ 4.000,00
<b>Telecomunicação</b>			
IP SAT	R\$ 5.000,00	1	R\$ 5.000,00
Computador	R\$ 3.500,00	1	R\$ 3.500,00
Instalação (homem-hora por und)	R\$ 500,00	1	R\$ 500,00
Transporte e hospedagem	R\$ 1.000,00	1	R\$ 1.000,00
Telefonia Convencional	R\$ 200,00	0	R\$ -
<b>TOTAL</b>			<b>R\$ 88.575,00</b>

## **ANEXO V**

### **CUSTO DE TELEMETRIA DE USINAS COM 10 UNIDADES, MEDIÇÃO INDIVIDUALIZADA DE CONSUMO E COM COMUNICAÇÃO DE DADOS POR SATÉLITE**

**Custo de Telemetria de Usinas com 10 Und e Medição Individualizada de Consumo  
e Utilização de Comunicação Via Satélite - IP SAT - Fevereiro/2005**

Material	Preço Unit	Qtde	Preço Total
<b>Medição de Consumo de Combustível</b>			
Fluxômetro Mássico	R\$ 28.000,00	0	R\$ -
Acessórios para instalação FM	R\$ 2.000,00	0	R\$ -
Fluxômetro Flowpet	R\$ 5.000,00	20	R\$ 100.000,00
Acessórios para instalação FF	R\$ 600,00	20	R\$ 12.000,00
Placa coletora	R\$ 10.000,00	1	R\$ 10.000,00
Sensores de nível capacitivo	R\$ 2.000,00	5	R\$ 10.000,00
Instalação (homem-hora)	R\$ 500,00	20	R\$ 10.000,00
Adequação dos circuitos (caso necessário)	R\$ 1.000,00	10	R\$ 10.000,00
Transporte e hospedagem	R\$ 2.000,00	5	R\$ 10.000,00
<b>Medição dos Geradores</b>			
Computador Estação Central	R\$ 3.500,00	0,05	R\$ 175,00
Software licenciado	R\$ 30.000,00	0,05	R\$ 1.500,00
SAGA	R\$ 1.000,00	10	R\$ 10.000,00
Concentrador de dados	R\$ 2.000,00	3	R\$ 6.000,00
Quadro	R\$ 500,00	2	R\$ 1.000,00
Proteção contra surtos	R\$ 200,00	1	R\$ 200,00
Estabilizador	R\$ 100,00	0	R\$ -
"No-break" 1000 VA	R\$ 500,00	1	R\$ 500,00
Acessórios	R\$ 200,00	10	R\$ 2.000,00
Instalação (homem-hora por und)	R\$ 1.000,00	10	R\$ 10.000,00
Adequação dos circuitos (caso necessário)	R\$ 1.000,00	5	R\$ 5.000,00
Transporte e hospedagem	R\$ 2.000,00	2	R\$ 4.000,00
<b>Telecomunicação</b>			
IP SAT	R\$ 5.000,00	1	R\$ 5.000,00
Computador	R\$ 3.500,00	1	R\$ 3.500,00
Instalação (homem-hora por und)	R\$ 500,00	1	R\$ 500,00
Transporte e hospedagem	R\$ 1.000,00	1	R\$ 1.000,00
Telefonia Convencional	R\$ 200,00	0	R\$ -
<b>TOTAL</b>			<b>R\$ 212.375,00</b>

## **ANEXO VI**

**CUSTO DE TELEMETRIA DE USINAS COM 10  
UNIDADES, MEDIÇÃO INDIVIDUALIZADA DE CONSUMO  
(MEDIDOR MÁSSICO) E COM COMUNICAÇÃO DE  
DADOS POR SATÉLITE**

**Custo de Telemetria de Usinas com 10 Und de Grande Porte, Medição Individual de Consumo (Medidor Mássico) e Comunicação Via Satélite - Fevereiro/2005**

Material	Preço Unit	Qtde	Preço Total
<b>Medição de Consumo de Combustível</b>			
Fluxômetro Mássico	R\$ 28.000,00	10	R\$ 280.000,00
Acessórios para instalação FM	R\$ 2.000,00	10	R\$ 20.000,00
Fluxômetro Flowpet	R\$ 5.000,00	0	R\$ -
Acessórios para instalação FF	R\$ 600,00	0	R\$ -
Placa coletora	R\$ 10.000,00	1	R\$ 10.000,00
Sensores de nível capacitivo	R\$ 2.000,00		
Instalação (homem-hora)	R\$ 500,00	10	R\$ 5.000,00
Adequação dos circuitos (caso precise)	R\$ 1.000,00	10	R\$ 10.000,00
Transporte e hospedagem	R\$ 2.000,00	3	R\$ 6.000,00
<b>Medição dos Geradores</b>			
Computador Estação Central	R\$ 3.500,00	0,05	R\$ 175,00
Software licenciado	R\$ 30.000,00	0,05	R\$ 1.500,00
SAGA	R\$ 1.000,00	10	R\$ 10.000,00
Concentrador de dados	R\$ 2.000,00	3	R\$ 6.000,00
Quadro	R\$ 500,00	2	R\$ 1.000,00
Proteção contra surtos	R\$ 200,00	1	R\$ 200,00
Estabilizador	R\$ 100,00	0	R\$ -
"No-break" 1000 VA	R\$ 500,00	1	R\$ 500,00
Acessórios	R\$ 200,00	10	R\$ 2.000,00
Instalação (homem-hora por und)	R\$ 1.000,00	10	R\$ 10.000,00
Adequação dos circuitos (caso precise)	R\$ 1.000,00	5	R\$ 5.000,00
Transporte e hospedagem	R\$ 2.000,00	3	R\$ 6.000,00
<b>Telecomunicação</b>			
IP SAT	R\$ 5.000,00	1	R\$ 5.000,00
Computador	R\$ 3.500,00	1	R\$ 3.500,00
Instalação (homem-hora por und)	R\$ 500,00	1	R\$ 500,00
Transporte e hospedagem	R\$ 1.000,00	1	R\$ 1.000,00
Telefonia Convencional	R\$ 200,00	0	R\$ -
<b>TOTAL</b>			<b>R\$ 383.375,00</b>

## **ANEXO VII**

### **NOTA TÉCNICA REFERENTE À RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL 163/2005**



## **ANEXO VIII**

### **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL 163/2005**

## **ANEXO IX**

### **TRABALHOS PUBLICADOS**

## TRABALHOS PUBLICADOS

- 1- Conde, C.; Silva, R.; Barros, A.; Branco, T.; Pinho, J. *“Controle Operacional de Pequenas Centrais Geradoras dos sistemas Isolados da Região Amazônica através de Indicadores de Qualidade Apurados a partir de Dados Coletados por Telemetria”*. XVIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de energia Elétrica; Curitiba-PR; outubro de 2005.
- 2- Conde, C.; Silva, R.; Barros, A.; Andrade Jr, J. *“Indicadores de desempenho em Pequenas Usinas dos Sistemas Isolados”*. 4º Congresso Brasileiro de Agências Reguladoras”; Manaus-AM; maio de 2005.
- 3- Conde, C.; Silva, R.; Barros, A.; Branco, T.; Pinho, J. *“Proposta de Melhoria dos Padrões de Qualidade de Pequenas Centrais Geradoras dos Sistemas Isolados a partir dos Dados Coletados por um Sistema de Telemetria”*. VI Seminário Brasileiro sobre Qualidade de energia Elétrica; Belém-PA; agosto de 2005.
- 4- Conde, C.; Silva, R.; Barros, A.; Branco, T. *“An Application of Telemetry for Operational Controle of Small Termal Plants of Isolated Systems in Amazon Region”*. International Conferences on System Science and Engeneering; Rio de Janeiro-RJ.; outubro de 2004.
- 5- Conde, C.; Silva, R.; Barros, A.; Branco, T.; Pinho, J. *“Controle de Pequenas Centrais Geradoras dos sistemas Isolados da Região Amazônica através de Indicadores de Qualidade Apurados a partir de Dados Coletados por Telemetria”*. XI Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRÉ; Assuncion, Paraguay; maio de 2005.