**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
USP**

**Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia
PIPGE**

(EP/FEA/IEE/IF)

**CONSIDERAÇÕES SOBRE A UTILIZAÇÃO DO GÁS NATURAL NA GERAÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA EM MUNICÍPIOS DA REGIÃO AMAZÔNICA**

MARCELO DOS SANTOS BONFIM

São Paulo

2008

MARCELO DOS SANTOS BONFIM

**Considerações sobre a Utilização do Gás Natural na Geração de Energia Elétrica em
Municípios da Região Amazônica**

Dissertação apresentada ao Programa
Interunidades de Pós-Graduação em Energia da
Universidade de São Paulo (Escola
Politécnica / Faculdade de Economia e
Administração / Instituto de Eletrotécnica e
Energia / Instituto de Física) para a obtenção
do título de Mestre em Energia.

Orientador: Prof. Dr. Célio Bermann

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

FICHA CATALOGRÁFICA

Bonfim, Marcelo dos Santos.

Considerações sobre a utilização do gás natural na geração de energia elétrica em municípios da região amazônica / Marcelo dos Santos Bonfim; orientador Célio Bermann. – São Paulo, 2008.

115p.; il.; 30cm.

Dissertação (Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia) – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

1. Gás Natural 2. Energia Elétrica 3. Eficiência Energética
4. Planejamento Energético I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

À Divindade

Aos meus pais

Reinaldo de Oliveira Bonfim
e Maria Grizélia dos Santos Bonfim

À minha esposa

Rosilane Gama de Almeida Bonfim

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer à Petrobras, que me deu a oportunidade de cursar este Mestrado, e a todas as pessoas que me apoiaram, direta ou indiretamente, neste projeto.

Agradeço aos professores do PIPGE, e em especial, ao Prof. Dr. Célio Bermann, pela orientação e ensinamentos.

“O poder do espírito
E a harmonia das forças
Preservam da dispersão a vida”.

Lao Tse

RESUMO

BONFIM, M. S. **Considerações sobre a Utilização do Gás Natural na Geração de Energia Elétrica em Municípios da Região Amazônica.** Dissertação de Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo 2008.

O suprimento de energia elétrica a municípios localizados no interior da Região Amazônica é de consecução tecnicamente complexa, de alto custo e potencialmente gerador de impactos ambientais. Tais municípios não têm grande demanda por energia elétrica, entretanto, o direito ao acesso à mesma deve ser considerado e atendido. O objetivo deste estudo é avaliar a situação atual de suprimento de energia elétrica em municípios do interior da Região Amazônica, considerando suas especificidades e necessidades, bem como apresentar uma análise sobre a utilização do gás natural na geração da energia elétrica em substituição aos combustíveis atualmente utilizados em cada caso. Para este estudo foram selecionados sete municípios da Região Amazônica: Anamá, Anori, Caapiranga, Coari, Codajás, Iranduba, e Manacapuru, que poderão ser atendidos pelo Gasoduto Urucu-Manaus.

Palavras-chave: Gás Natural, Energia Elétrica, Eficiência Energética, Planejamento Energético.

ABSTRACT

BONFIM, M. S. **Considerations about the use of natural gas in electric energy generation in cities located in the Amazon Region.** Master Dissertation - – Inter Units Energy Related Graduate Program, Universidade de São Paulo, 2008.

The electric energy supply to cities located in the countryside of Amazon Region is technically complex, has high cost and is potentially a cause of environmental impact.

Such cities don't have a big demand on electric energy; however, the right of access to electric energy must be considered and attended. The objective of this study is to evaluate the present situation of the electric energy supply in cities located in the countryside of Amazon Region, considering its needs and specific characteristics, as well as to present an analysis about the uses of natural gas in electric energy generation in substitution to the fuels used in each case. For this study were selected seven cities in Amazon Region: Anamã, Anori, Caapiranga, Coari, Codajás, Iranduba, and Manacapuru, which can be attended by the Urucu-Manaus Gas Pipeline.

Keywords: Natural Gas, Electric Energy, Energy Efficiency, Energy Planning.

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Brasil e subsistemas elétricos – perdas	18
Tabela 2.2 – Brasil e subsistemas elétricos – consumo total	20
Tabela 2.3 – Brasil e subsistemas elétricos – consumo residencial	20
Tabela 2.4 – Brasil e subsistemas elétricos – consumo industrial	21
Tabela 2.5 – Brasil e subsistemas elétricos – consumo comercial	21
Tabela 2.6 – Brasil e subsistemas elétricos – consumo de outras classes	22
Tabela 3.1 – Valor agregado por 100 unidades de gás natural	28
Tabela 3.2 – Vazão e extensão dos ramais do gasoduto Urucu-Manaus	38
Tabela 4.1 – Previsão da evolução da carga de energia nos municípios considerados para o ciclo 2005-2015	39
Tabela 4.2 – Estrutura empresarial de Anamã	41
Tabela 4.3 – Parque gerador do município de Anamã	43
Tabela 4.4 – Cálculo do custo de geração em Anamã	43
Tabela 4.5 – Estrutura empresarial de Anori	45
Tabela 4.6 – Parque gerador do município de Anori	46
Tabela 4.7 – Cálculo do custo de geração em Anori	46
Tabela 4.8 – Estrutura empresarial de Caapiranga	48
Tabela 4.9 – Parque gerador do município de Caapiranga	49
Tabela 4.10 – Cálculo do custo de geração em Caapiranga	49
Tabela 4.11 – Estrutura empresarial de Coari	51
Tabela 4.12 – Parque gerador do município de Coari	52
Tabela 4.13 – Cálculo do custo de geração em Coari	53
Tabela 4.14 – Estrutura empresarial de Codajás	55
Tabela 4.15 – Parque gerador do município de Codajás	56
Tabela 4.16 – Cálculo do custo de geração em Codajás	57
Tabela 4.17 – Estrutura empresarial de Iranduba	59
Tabela 4.18 – Parque gerador do município de Iranduba	60
Tabela 4.19 – Cálculo do custo de geração em Iranduba	60
Tabela 4.20 – Estrutura empresarial de Manacapuru	62
Tabela 4.21 – Parque gerador do município de Manacapuru	63
Tabela 4.22 – Cálculo do custo de geração de Manacapuru	63
Tabela 5.1 – Grupos geradores considerados no estudo	69
Tabela 5.2 – Anamã – Proposta de parque gerador	69
Tabela 5.3 – Anamã – Cálculo do custo de geração com gás natural	70

Tabela 5.4 – Anori – Proposta de parque gerador	70
Tabela 5.5 – Anori – Cálculo do custo de geração com gás natural	71
Tabela 5.6 – Caapiranga – Proposta de parque gerador	71
Tabela 5.7 – Caapiranga – Cálculo do custo de geração com gás natural	71
Tabela 5.8 – Coari – Proposta de parque gerador	72
Tabela 5.9 – Coari – Cálculo do custo de geração com gás natural	72
Tabela 5.10 – Codajás – Proposta de parque gerador	73
Tabela 5.11 – Codajás – Cálculo do custo de geração com gás natural	73
Tabela 5.12 – Iranduba – Proposta de parque gerador	73
Tabela 5.13 – Iranduba – Cálculo do custo de geração com gás natural	74
Tabela 5.14 – Manacapuru – Proposta de parque gerador	74
Tabela 5.15 – Manacapuru – Cálculo do custo de geração com gás natural	75
Tabela 5.16 – Comparação das emissões nos municípios estudados	80
Tabela 6.1 – Quadro resumo – geração de energia elétrica com óleo diesel	81
Tabela 6.2 – Quadro resumo – geração de energia elétrica com gás natural	82
Tabela 6.3 – Quadro resumo – economia com a geração de energia elétrica com gás natural em 2007	82
Tabela 6.4 – Quadro resumo – potencial para cogeração	83

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	- Balanço Energético Nacional
CCC-ISOL	- Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis dos Sistemas Isolados
CEAM	- Companhia Energética do Amazonas
CIGÁS	- Companhia de Gás do Amazonas
ELETRORÁS	- Centrais Elétricas Brasileiras S. A.
EPE	- Empresa de Pesquisa Energética
GTON	- Grupo Técnico Operacional da Região Norte
IBGE	- Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
PETROBRAS	- Petróleo Brasileiro S. A.
PIB	- Produto Interno Bruto
SIN	- Sistema Interligado Nacional
UTE	- Usina Termelétrica

SUMÁRIO

1. Introdução.....	15
1.1. Objetivos.....	15
1.2. Metodologia.....	16
1.3. Revisão bibliográfica.....	16
2. A estrutura do sistema elétrico do estado do Amazonas.....	18
2.1. O Sistema Interligado Nacional e os Sistemas Isolados.....	18
2.2. Caracterização dos Sistemas Isolados do estado do Amazonas.....	22
2.3. A CCC-ISOL.....	24
3. A inserção do gás natural na matriz de geração de energia elétrica.....	27
3.1. Aspectos gerais.....	28
3.2. O gasoduto Urucu-Manaus.....	35
4. Caracterização dos municípios selecionados.....	39
4.1. Anamã.....	40
4.1.1. Geração de energia elétrica – situação atual.....	41
4.2. Anori.....	44
4.2.1. Geração de energia elétrica – situação atual.....	45
4.3. Caapiranga.....	47
4.3.1. Geração de energia elétrica – situação atual.....	48
4.4. Coari.....	50
4.4.1. Geração de energia elétrica – situação atual.....	51
4.5. Codajás.....	53
4.5.1. Geração de energia elétrica – situação atual.....	55
4.6. Iranduba.....	57
4.6.1. Geração de energia elétrica – situação atual.....	59
4.7. Manacapuru.....	61
4.7.1. Geração de energia elétrica – situação atual.....	62
5. Proposta para geração de energia elétrica nos municípios selecionados utilizando o gás natural.....	64
5.1. Motores de combustão interna.....	66
5.2. Avaliação econômica.....	68
5.3. Possibilidades de cogeração.....	75
5.4. Benefícios ambientais.....	76

6. Conclusões e recomendações.....	81
Referências bibliográficas.....	85

1. INTRODUÇÃO

O presente estudo aborda a situação dos municípios de Anamã, Anori, Caapiranga, Coari, Codajás, Iranduba e Manacapuru, que estão localizados no trajeto do gasoduto Urucu-Manaus, sob o ponto de vista do suprimento de energia elétrica. Foram analisados os grupos geradores a óleo diesel desses municípios, sua utilização e dimensionamento.

Em virtude da localização geográfica dos municípios estudados, a logística para o suprimento de combustível a ser utilizado na geração termelétrica torna-se uma operação complexa e de alto custo. Os custos elevados nesse processo induzem a necessidade de utilização dos subsídios da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis dos Sistemas Isolados – CCC-ISOL, com repercussões para os custos de geração suportados pelos demais consumidores do país.

Este contexto indica a necessidade de se buscar uma alternativa economicamente sustentável e ao mesmo tempo ambientalmente viável, em função da visibilidade e importância da região para o meio ambiente mundial.

O processo de licenciamento do gasoduto Urucu-Manaus determinou um acordo entre as partes envolvidas no projeto – Governo do Estado do Amazonas, Eletrobrás, Cigás e Petrobras – no qual foram garantidas ações mitigatórias dos impactos resultantes da construção e implantação do gasoduto, dentre as quais se destaca o suprimento de gás natural aos sete municípios referenciados.

1.1. Objetivos

Esta dissertação procura avaliar a situação atual de geração de energia elétrica nos municípios de Anamã, Anori, Caapiranga, Coari, Codajás, Iranduba e Manacapuru, bem como apresentar e propor alternativa considerando a localização geográfica, as condições sócio-demográficas, a demanda estimada de energia elétrica em cada município, os custos envolvidos e o fato de que, por estarem no trajeto do gasoduto Urucu-Manaus, estes municípios serão contemplados com fornecimento de gás natural.

1.2. Metodologia

Para a análise da situação atual foi feito no ano de 2003 um levantamento do parque gerador de cada município com a respectiva potência instalada, levantamento este baseado em estudo de mercado realizado pela Companhia de Gás do Amazonas - CIGÁS e foram calculados o consumo de combustível para a geração de energia elétrica e o custo de tal geração.

Para a comparação das alternativas foi adotado o ano de 2007 e as estimativas para esse ano foram feitas tendo-se como base os dados de previsão elaborados pela Eletrobrás em 2005.

Para a apresentação da proposta alternativa à situação atual foram adotados nos cálculos grupos geradores a gás natural com potência instalada suficiente para atender à carga de demanda estimada pela Eletrobrás para cada município. O preço do gás natural foi estimado baseado em informações disponíveis no mercado e o custo da geração de energia elétrica com esta configuração foi calculado.

1.3. Revisão bibliográfica

A questão do suprimento de energia elétrica às regiões do Sistema Isolado foi abordada por Frota (2004), que sublinhou que a energia elétrica assume importância significativa no processo de integração da Amazônia ao desenvolvimento nacional e o atendimento a essas necessidades adquire prioridade dentre os objetivos constitucionais de redução das desigualdades regionais. A região se distingue das demais regiões do País pela existência de diversos sistemas isolados, a maior parte deles de pequeno porte, com baixa confiabilidade e qualidade de serviços e com custos elevados.

A utilização do gás natural em motores de combustão interna foi estudada por Junior & Fagá (2005), na substituição de motores elétricos por motores de combustão interna de ciclo otto a gás natural em instalações de bombeamento de petróleo e seus derivados. No artigo foi feita uma avaliação técnica e econômica dessa substituição em função da alta tecnologia dos motores de combustão, seu progressivo aumento de rendimento, facilidade de acesso ao gás natural no caso em estudo e o aumento contínuo do custo da energia elétrica.

A noção de sustentabilidade energética e o quadro energético brasileiro são analisados por Bermann (2001), que apresenta um panorama do quadro energético brasileiro, envolvendo os potenciais energéticos, como se produz, quanto e quem consome essa energia. No conceito de cesta básica energética é proposta, para uma família de 5 pessoas, uma demanda de eletricidade de 2.640 kWh/ano, índice que se mostrou compatível com os valores encontrados no presente estudo.

Além dos estudos supra mencionados, foram consultadas as publicações listadas no capítulo 7.

2. A ESTRUTURA DO SISTEMA ELÉTRICO DO ESTADO DO AMAZONAS

O atendimento à demanda de energia elétrica do estado do Amazonas está sob a responsabilidade da Eletronorte e da Companhia Energética do Amazonas (CEAM), da Manaus Energia e de produtores independentes de energia. A CEAM realiza a distribuição de energia na maior parte do interior do estado. A Eletronorte supre parte da demanda da cidade de Manaus (Manaus Energia) e supre o sistema CEAM nas localidades de Presidente Figueiredo, Iranduba e Puraquequara.

A CEAM possui uma área de concessão de 1.550.000 km². O sistema CEAM é caracterizado por uma baixa densidade de carga e grandes distâncias entre os pontos de atendimento. A dimensão continental da sua área de concessão dificulta não só a operação, mas também toda a logística de distribuição de combustíveis, peças, manutenção e cobrança.

2.1. O Sistema Interligado Nacional e os Sistemas Isolados

A comparação das estatísticas do consumo de energia com os registros do acompanhamento da carga, realizado pelo GTON – Grupo Técnico para Operação dos Sistemas Isolados da Região Norte, coordenado pela Eletrobrás, permite avaliar o volume de perdas e diferenças no sistema. Tais perdas podem ser classificadas como perdas técnicas, que são as perdas associadas ao transporte de energia elétrica pelas redes de transmissão e distribuição envolvidas; e as perdas não técnicas, definidas como a diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas. A tabela 2.1 apresenta os valores das perdas totais nos Sistemas Isolados da Região Norte.

Tabela 2.1: Brasil e Subsistemas Elétricos - Perdas

Período: Janeiro-agosto de 2005			
Brasil e Subsistemas Elétricos	Perdas (GWh)		Variação (%)
	2005	2004	
Sistemas Isolados			
Consumo	4.576	4.305	6,3%
Carga de energia	7.134	6.554	8,8%
Perdas	2.558	2.249	13,7%
Brasil	35,9%	34,3%	

Fonte: EPE, 2005

Os Sistemas Isolados Brasileiros – regiões não atendidas pelo Sistema Interligado Nacional – estão localizados, em sua grande maioria, na Região Norte e, apesar de atenderem

apenas cerca de 2% do mercado total de energia elétrica do Brasil, compreendem aproximadamente 45% da área do território nacional e uma população de cerca de 1,3 milhões de consumidores (3% da população brasileira). Os sistemas em questão atendidos, sobretudo por energia de fontes termelétricas locais, com grande dispersão geográfica dos consumidores e pequena concentração de demanda por energia elétrica, somam aproximadamente 300. As unidades geradoras responsáveis pelo fornecimento de energia elétrica – cerca de 1300 – com capacidade instalada total de 3.214,1 MW (4% da potência instalada do País) têm como consequência à difícil logística para sua operacionalização o alto custo do megawatt (GTON/ELETROBRÁS, 2006).

Em função do alto custo de geração da energia elétrica nos sistemas isolados, a necessidade de maior eficiência é evidente e desejada, à medida que crescem o consumo de energia e a conta que os consumidores pagam para viabilizar essa geração – a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) – que passou dos R\$ 4 bilhões em 2005 e chegou a R\$ 4,5 bilhões em 2006.

O mercado de fornecimento de energia elétrica nacional, que inclui consumo cativo e livre, somou, no primeiro semestre de 2006, 172.139 GWh, apontando expansão de 3,2% em relação ao mesmo período de 2005 (EPE, 2006).

Considerando os resultados dos subsistemas elétricos apresentados na tabela 2.2, a maior variação do mercado no primeiro semestre de 2006 em comparação ao primeiro semestre de 2005 ocorreu no Norte Interligado, com a taxa de 4,9%. Com exceção dos Sistemas Isolados (1,9%), os demais subsistemas apresentaram expansão no patamar de 3% (EPE, 2006).

Tabela 2.2: Brasil e Subsistemas Elétricos – Consumo Total

Brasil e Subsistemas Elétricos	Consumo Total (GWh)		Variação (%)
	Janeiro-Junho/2005	Janeiro-Junho/2006	
Sistemas Isolados	3.446	3.513	1,9%
Norte	11.248	11.802	4,9%
Nordeste	23.505	24.224	3,1%
Sudeste/CO	99.686	102.776	3,1%
Sul	28.921	29.824	3,1%
Brasil	166.806	172.139	3,2%

Fonte: EPE, 2006

Na classe residencial (tabela 2.3), todos os subsistemas apresentaram crescimento do consumo no primeiro semestre de 2006, em relação ao verificado no mesmo período de 2005, com exceção dos Sistemas Isolados (-1,7%). O maior consumo foi apresentado pela região Sudeste/CO (4,4%), seguida pelas regiões Nordeste e Sul com taxas de, respectivamente, 2,6% e 2,4%. No Norte Interligado verificou-se um pequeno aumento de 0,4% (EPE, 2006).

Tabela 2.3: Brasil e Subsistemas Elétricos – Consumo Residencial

Brasil e Subsistemas Elétricos	Consumo Residencial (GWh)		Variação (%)
	Janeiro-Junho/2005	Janeiro-Junho/2006	
Sistemas Isolados	1.168	1.149	-1,7%
Norte	1.542	1.548	0,4%
Nordeste	6.227	6.390	2,6%
Sudeste/CO	25.554	26.675	4,4%
Sul	6.919	7.088	2,4%
Brasil	41.410	42.850	3,5%

Fonte: EPE, 2006

Por sua vez, o consumo da classe industrial, responsável por 44% do mercado de fornecimento, cresceu 2,2% no primeiro semestre de 2006 (Tabela 2.4). Este baixo crescimento reflete, em sua maior parte, o pequeno aumento de 1,4% verificado no Subsistema Sudeste/CO, que concentra cerca de 60% do consumo industrial total (EPE, 2006).

A análise desagregada mostra um crescimento de apenas 0,5% do consumo industrial no Nordeste, enquanto que a região Norte revelou o melhor desempenho do segmento

industrial, registrando expansão de 6,2%. A região Sul apresentou expansão de 3,6% no semestre. (EPE, 2006).

Os Sistemas Isolados continuaram com crescimento elevado, consolidando no semestre expansão de 8,4%. O bom desempenho do PIM – Pólo Industrial de Manaus tem sido o maior responsável por tal nível de crescimento do consumo de energia elétrica (EPE, 2006).

Tabela 2.4: Brasil e Subsistemas Elétricos – Consumo Industrial

Brasil e Subsistemas Elétricos	Consumo Industrial (GWh)		Variação (%)
	Janeiro-Junho/2005	Janeiro-Junho/2006	
Sistemas Isolados	851	922	8,4%
Norte	8.025	8.522	6,2%
Nordeste	9.495	9.545	0,5%
Sudeste/CO	43.727	44.336	1,4%
Sul	12.019	12.453	3,6%
Brasil	74.116	75.780	2,2%

Fonte: EPE, 2006.

Com relação ao consumo comercial demonstrado na tabela 2.5, este encerrou o primeiro semestre de 2006 com aumento de 4,3%, verificando-se variação positiva em todos os subsistemas. A exemplo do ocorrido em 2005, o Nordeste apontou o melhor desempenho para o segmento, registrando variação de 5,1%. Além do Nordeste, o Sudeste/CO (4,5%) cresceu acima da média nacional (EPE, 2006).

Tabela 2.5: Brasil e Subsistemas Elétricos – Consumo Comercial

Brasil e Subsistemas Elétricos	Consumo Comercial (GWh)		Variação (%)
	Janeiro-Junho/2005	Janeiro-Junho/2006	
Sistemas Isolados	683	690	1,1%
Norte	837	856	2,2%
Nordeste	3.509	3.687	5,1%
Sudeste/CO	17.172	17.941	4,5%
Sul	4.534	4.707	3,8%
Brasil	26.734	27.880	4,3%

Fonte: EPE, 2006

Por fim, a tabela 2.6 apresenta o consumo do agregado de outras classes, que engloba os segmentos rural, poder público, iluminação pública, serviço público e consumo próprio, que apresentou crescimento de 4,4% no semestre. O consumo rural, que representou 30% do total do agregado no semestre, cresceu 3,5% no período, devendo-se levar em conta alta base de comparação do ano passado, em função do elevado consumo nas atividades de irrigação, o que proporcionou aumento de 10% entre os primeiros semestres de 2004 e 2005. Poder público e serviço público registraram, no semestre, expansões de 5,8% e 4,8%, respectivamente (EPE, 2006).

Tabela 2.6 – Brasil e Subsistemas Elétricos – Consumo de Outras Classes

Brasil e Subsistemas Elétricos	Consumo de Outras Classes (GWh)		Variação (%)
	Janeiro-Junho/2005	Janeiro-Junho/2006	
Sistemas Isolados	745	752	0,9%
Norte	845	877	3,8%
Nordeste	4.274	4.602	7,7%
Sudeste/CO	13.233	13.824	4,5%
Sul	5.449	5.576	2,3%
Brasil	24.546	25.630	4,4%

Fonte: EPE, 2006

2.2. Caracterização dos Sistemas Isolados do estado do Amazonas

O estado do Amazonas tem seus mercados de energia elétrica atendidos por Sistemas Isolados, tanto na capital quanto no interior. A figura 2.1 que se segue, apresenta a distribuição dos sistemas isolados do estado do Amazonas.

Figura 2.1.: Sistemas Isolados do estado do Amazonas.

Fonte: Eletrobrás, 2006.

A CEAM é a Concessionária responsável pela geração e distribuição de energia elétrica no interior do Amazonas em 91 Sistemas Isolados com geração térmica, predominantemente a óleo diesel. Em 2006 foram autorizadas pela ANEEL 15 novas localidades, elevando o número de sistemas para 106.

O Sistema Manaus é o maior dentre os isolados brasileiros, representando cerca de 50% do total do mercado de energia elétrica dos Sistemas Isolados. A carga própria prevista do Sistema Manaus para 2007 é de 5.749.578 MWh (656 MW médio). A carga própria de demanda do Sistema Manaus prevista para 2007 é de 916 MW (novembro) (GTON/ELETROBRÁS, 2006).

O atendimento energético aos Sistemas Isolados do interior do Amazonas é feito através de parque térmico predominantemente a óleo diesel, basicamente transportado por via fluvial, sendo que a localidade mais distante encontra-se a 40 dias de viagem de barça, o que demanda uma atenção especial por parte da CEAM na logística de abastecimento do óleo diesel para os seus sistemas.

Existem ainda, 3 sistemas supridos pela MANAUS ENERGIA (Iranduba, Presidente Figueiredo e Puraquequara) e 1 sistema (Guajará) suprido pela ELETROACRE a partir da compra de energia da Usina Termelétrica (UTE) Cruzeiro do Sul, pertencente ao Produtor Independente de Energia (PIE) GUASCOR.

Apesar das empresas de energia elétrica da Amazônia atenderem a apenas 2% do mercado brasileiro, elas têm uma função estratégica em termos geopolíticos na Região Amazônica, contribuindo para a fixação do homem no interior, gerando riquezas e proporcionando condições mínimas de infra-estrutura para diminuir o êxodo interior-capital, fator de preservação da soberania brasileira na Amazônia, e componente indispensável para a melhoria da qualidade de vida e inclusão social do cidadão da Amazônia.

O Produto Interno Bruto (PIB) é um importante indicador do grau de desenvolvimento de um país ou de uma região e tem uma forte relação com o uso da energia elétrica. Na área dos sistemas isolados da Região Norte, que abrange os estados do Amazonas, Acre, Rondônia, Amapá, Roraima e parte do interior do Pará, o PIB da região corresponde a cerca de 3,5% do PIB nacional, com destaque para o estado do Amazonas, que contribui com cerca de 2% do PIB nacional.

Estes dados demonstram o baixo grau de desenvolvimento econômico da região, em que as indústrias, na sua maioria, ainda são incipientes e dependentes de infra-estrutura e, principalmente, de um fornecimento de energia elétrica com qualidade e confiabilidade.

A falta de escala econômica dos Sistemas Elétricos Isolados para exploração do negócio de geração de energia elétrica acarreta a escassez de recursos financeiros já que, para serem compensadoras, as tarifas resultariam bastante elevadas.

2.3. A CCC-ISOL

A Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis dos Sistemas Isolados – CCC-ISOL é o principal encargo que compõe a tarifa de energia elétrica.

A CCC-ISOL tem por objetivo permitir o rateio dos custos dos combustíveis consumidos para a geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados.

O Sistema Elétrico Brasileiro é constituído por um grande sistema interligado que abrange as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte, nos estados de Tocantins e Pará. As demais localidades não alcançadas por este sistema são atendidas por meio de sistemas de geração conhecidos como sistemas isolados. No início de 2004, havia 291 sistemas isolados, totalizando 1.234 unidades geradoras térmicas e 56 hidráulicas, com 2.608 MW e 606 MW de potência nominal instalada, respectivamente. Em sua maioria, os sistemas isolados são atendidos exclusivamente por geração termelétrica, com a utilização preponderante de óleo diesel como combustível.

Em 1993, a Lei nº 8.631/93, em seu art. 8º, estendeu a todas as concessionárias distribuidoras o rateio do custo de consumo de combustíveis para geração de energia elétrica nos sistemas isolados. Esse mecanismo de rateio do custo da geração termelétrica com base em derivados de petróleo já existia para os sistemas interligados desde 1973.

Originalmente, a CCC visava ratear o custo da energia térmica necessária à continuidade do suprimento de energia elétrica nos instantes de baixa hidraulicidade dos sistemas interligados. A partir de 1993, a extensão da CCC aos sistemas isolados teve por objetivo promover a oferta de energia e a modicidade tarifária nas regiões mais afastadas do país. Naquele momento, haviam sido extintos mecanismos que permitiam a prática de tarifas iguais em todo o Brasil, passando a ser correlacionadas com o custo do serviço. Com o fim da remuneração garantida e da equalização tarifária, estendeu-se o rateio do custo de geração do sistema isolado para todos.

É importante frisar que a CCC do sistema interligado é rateada pelas concessionárias que nele operam enquanto que o rateio da CCC dos sistemas isolados requer a contribuição de todas as concessionárias de distribuição de energia do país. Dessa forma, as concessionárias que operam exclusivamente no sistema interligado são tão-somente financiadoras da CCC-ISOL ao passo que as concessionárias que operam nos sistemas isolados são tanto financiadoras quanto beneficiárias.

O Decreto nº 774/93 define que a Energia Hidráulica Equivalente de cada concessionária é a que poderia substituir a totalidade da geração térmica, caso os sistemas estivessem completamente interligados. A CCC-ISOL só reembolsa as despesas com

combustíveis que excedem os montantes correspondentes à respectiva Energia Hidráulica Equivalente. Com a edição da Lei nº 10.438/2002, o subsídio da CCC-ISOL tem previsão de extinção para o ano de 2022.

Cabe ao Grupo Técnico Operacional da Região Norte – GTON estabelecer as previsões de geração térmica para as usinas dos Sistemas Isolados, com base nos seguintes dados: i) Parque Gerador autorizado pela ANEEL; ii) expansão aprovada pelo Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão – Comitê Técnico dos Sistemas Isolados – CCPE/CTSI; iii) atendimento da carga própria de energia aprovada no CCPE/CTEM; iv) atendimento 24 horas em todas as localidades; v) Equivalente Hidráulico; e vi) ICMS não compensado pelas geradoras. Em seguida, o GTON calcula o rateio das quotas anuais da CCC-ISOL, considerando o mercado informado pelas distribuidoras à Eletrobrás e submete esse rateio à aprovação da ANEEL, para posterior homologação das quotas a serem pagas por todos os consumidores finais do País. A ANEEL estabelece o nível da tarifa de energia elétrica que deverá valorizar a Energia Hidráulica Equivalente para cada concessionária dos sistemas isolados, a qual é utilizada para definir o montante descontado das despesas com combustíveis a serem rateadas pela CCC-ISOL (Decreto nº 774/93, Art. 23, § 1º).

3. A INSERÇÃO DO GÁS NATURAL NA MATRIZ DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Até os anos 90, o gás natural tinha uma pequena participação na matriz energética brasileira, em média 3,5%. Após este período, houve grande estímulo para a utilização do gás natural e o consumo nacional vem crescendo a taxas superiores a 12% a.a.

O caráter flexível do gás natural permite sua utilização como substituto dos combustíveis líquidos derivados de petróleo, da hidroeletricidade e dos bioenergéticos. Assim, o gás natural está em permanente competição com estas fontes de energia e a continuidade do crescimento do seu consumo depende da sua competitividade.

Atualmente e nos próximos anos, o gás natural exercerá papel fundamental na matriz energética brasileira em função das termelétricas, que funcionam como uma espécie de seguro contra a possível escassez de energia.

O emprego do gás natural como fonte permanente para geração de energia elétrica ou como combustível para automóveis (GNV), quando o país exporta gasolina e importa diesel, sinaliza a necessidade da discussão das prioridades da sua utilização. A tabela 3.1 apresenta comparação do valor agregado do gás natural em suas várias utilizações.

Tabela 3.1: Valor agregado por 100 unidades de gás natural

Valor agregado por 100 unidades de gás natural	
Utilização	Valor Agregado
Industrial	
Petroquímica	500 a 700
Metanol	300 a 400
Hidrogênio	350
Fertilizantes	200 a 300
Parafinas	250
Energia Elétrica (termelétricas)	100
Combustível	100

Fonte: Dutra e Lopes, 2007.

Apesar do baixo valor agregado da utilização do gás natural para a geração de energia elétrica, se comparado aos usos industriais, em casos como o dos Sistemas Isolados do estado do Amazonas esta utilização tende a agregar positivamente ao bem estar social, uma vez que tais regiões são carentes de infra-estrutura básica, como o acesso à energia elétrica.

3.1. Aspectos gerais

Gás natural é todo hidrocarboneto ou mistura de hidrocarbonetos que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros (Portaria ANP 009/2000). No seu estado bruto, como encontrado na natureza, o gás natural é composto principalmente por metano, além de apresentar proporções de etano, propano, butano, hidrocarbonetos mais pesados e também, em proporções menores, CO₂, N₂, H₂S, água, ácido clorídrico e outras impurezas. A proporção em que o petróleo e o gás natural se encontram misturados na natureza varia de pouco gás associado, até em jazidas em que há quase exclusivamente a presença de gás natural.

Quando há predominância do petróleo, quem define as condições de exploração da jazida é a produção de petróleo e, então, o **gás natural associado** (gás natural produzido de jazida onde é encontrado dissolvido no petróleo ou em contato com petróleo subjacente saturado de gás – Portaria ANP 009/2000), dissolvido no óleo ou sob forma de capa de gás, é um subproduto da produção do primeiro. Não havendo condições econômicas para o

aproveitamento do gás natural, ele é reinjetado na jazida ou queimado em queimadores de segurança (flare), para se evitar uma atmosfera rica em gases combustíveis nas vizinhanças das instalações de produção. Quando o gás é dominante, ou seja, **gás natural não-associado** (gás natural produzido de jazida de gás seco ou de jazida de gás e condensado (gás úmido) – Portaria ANP 009/2000), aquele que, no reservatório, está livre ou em presença de quantidades muito pequenas de óleo, o seu aproveitamento econômico é condição essencial ao desenvolvimento da produção.

Até chegar ao consumidor final, o gás natural passa pelos seguintes processos (CONPET, 2007):

- Exploração: a exploração é a etapa inicial do processo e consiste em duas fases: a pesquisa, onde é feito o reconhecimento e o estudo das estruturas propícias ao acúmulo de petróleo e/ou gás natural, e a perfuração do poço, para comprovar a existência desses produtos em condições comerciais.
- Produção: ao ser produzido, o gás deve passar inicialmente por vasos separadores, que são equipamentos projetados para retirar a água, os hidrocarbonetos que estiverem em estado líquido e as partículas sólidas (pó, produtos de corrosão, etc.). Daí, se estiver contaminado por compostos de enxofre, o gás é enviado para unidades de dessulfurização, onde esses contaminantes serão retirados. Após essa etapa, uma parte do gás é utilizada no próprio sistema de produção, em processos conhecidos como reinjeção e gás lift, com a finalidade de aumentar a recuperação de petróleo do reservatório. O restante do gás é enviado para processamento, que é a separação de seus componentes em produtos especificados e prontos para utilização. A produção do gás natural pode ocorrer em regiões distantes dos centros de consumo e, muitas vezes, de difícil acesso, como, por exemplo, a floresta amazônica e a plataforma continental. Por esse motivo, tanto a produção como o transporte são, normalmente, atividades críticas do sistema. Em plataformas marítimas, por exemplo, o gás deve ser desidratado antes de ser enviado para terra, para evitar a formação de hidratos, que são compostos sólidos que podem obstruir os gasodutos. Outra situação que pode ocorrer é a reinjeção do gás para armazenamento no reservatório se não houver consumo para o mesmo.

- **Processamento:** nesta etapa, o gás segue para unidades industriais, conhecidas como UPGN (Unidades de Processamento de Gás Natural), onde será desidratado (ou seja, será retirado o vapor d'água) e fracionado.
- **Transporte:** no estado gasoso, o transporte do gás natural é feito por meio de dutos ou, em casos muito específicos, em cilindros de alta pressão (como GNC – gás natural comprimido). No estado líquido (como GNL – gás natural liquefeito), pode ser transportado por meio de navios, barcas e caminhões criogênicos, a $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$, e seu volume é reduzido em cerca de 600 vezes, facilitando o armazenamento. Nesse caso, para ser utilizado, o gás deve ser revaporizado em equipamentos apropriados.
- **Distribuição:** a distribuição é a etapa final do sistema, quando o gás chega ao consumidor, que pode ser residencial, comercial, industrial ou automotivo. Nesta fase, o gás já deve estar atendendo a padrões rígidos de especificação e praticamente isento de contaminantes, para não causar problemas aos equipamentos onde será utilizado como combustível ou matéria-prima.

O manuseio do gás natural requer alguns cuidados, pois ele é inodoro, incolor, inflamável e asfíxiante quando aspirado em altas concentrações. Geralmente, para facilitar a identificação de vazamentos, compostos à base de enxofre são adicionados ao gás em concentrações suficientes para lhe dar um cheiro marcante, mas sem lhe atribuir características corrosivas, num processo conhecido como odorização. Por já estar no estado gasoso, o gás natural não precisa ser atomizado para queimar. Isso resulta numa combustão limpa, com reduzida emissão de poluentes e melhor rendimento térmico, o que possibilita redução de despesas com a manutenção e melhor qualidade de vida para a população.

O uso do gás natural como combustível em substituição a praticamente todos os demais combustíveis, especialmente pela facilidade de manuseio e pelo efeito ambiental limitado de sua queima, é dominante. Como vantagens do uso do gás natural, pode-se enumerar:

- Vantagens macroeconômicas:
 - diversificação da matriz energética;
 - redução do uso do transporte rodo-ferro-hidroviário;
 - geralmente leva a uma melhoria do rendimento energético;
 - maior competitividade das indústrias;
 - geração de energia elétrica junto aos centros consumidores.

- Vantagens ambientais e de segurança:
 - baixíssima presença de contaminantes e menores emissões específicas de carbono;
 - combustão mais limpa;
 - não emissão de particulados (cinzas);
 - tratamento apenas de NO_x, caso sua emissão ultrapasse os limites de emissão vigentes do local da instalação;
 - rápida dispersão de vazamentos, pois sua densidade relativa é menor do que a do ar.

- Vantagens diretas para o usuário:
 - fácil adaptação das instalações existentes;
 - menor investimento em armazenamento/uso de espaço;
 - menor corrosão dos equipamentos e menor custo de manutenção;
 - menor custo de manuseio do combustível;
 - combustão facilmente regulável;
 - geralmente, elevado rendimento energético.

O Regulamento Técnico ANP nº 3/2002, anexo à Portaria ANP nº 128/2001, revogada pela Portaria ANP nº 104, de 08/07/2002, estabelece a especificação do gás natural, de origem nacional ou importado, a ser comercializado no Brasil, definindo as características mais importantes a serem avaliadas:

- Poder Calorífico Superior: quantidade de energia liberada na forma de calor, na combustão completa de uma quantidade definida de gás com o ar, à pressão constante e com todos os produtos de combustão retornando à temperatura

inicial dos reagentes, sendo que a água formada na combustão está no estado líquido.

- Poder Calorífico Inferior: quantidade de energia liberada na forma de calor, na combustão completa de uma quantidade definida de gás com o ar, à pressão constante e com todos os produtos de combustão retornando à temperatura inicial dos reagentes, sendo que todos os produtos, inclusive a água formada na combustão, estão no estado gasoso. O poder calorífico superior difere do poder calorífico inferior pela entalpia de condensação da água.
- Estado de Referência: os valores de poder calorífico de referência das substâncias puras empregados no Regulamento Técnico ANP nº 3/2002 foram extraídos da ISO 6976, sob condições de temperatura e pressão equivalentes a 293,15 K, 101,325 kPa, respectivamente e base seca.
- Densidade Relativa: quociente entre a massa do gás contida em um volume arbitrário e a massa de ar seco com composição padronizada pela ISO 6976, que deve ocupar o mesmo volume sob condições normais de temperatura e pressão.
- Número de Metano: para definir o número de metano, é oportuno definir preliminarmente o poder antidetonante que é um parâmetro necessário ao desenvolvimento e ajuste dos motores. O poder antidetonante é a capacidade do combustível resistir, sem detonar, aos níveis de temperatura e pressão reinantes na câmara de combustão do motor, proporcionados pela compressão a que é submetida a mistura ar/combustível. O poder antidetonante de combustíveis líquidos é usualmente medido através do número de octano (MON ou RON). Os valores típicos do número de octano do gás natural encontram-se entre 115 e 130, sendo que o metano apresenta 140, aproximadamente. No intuito de obter uma melhor representação do poder antidetonante dos combustíveis gasosos, desenvolveu-se a nova escala, denominada número de metano – NM, que utiliza como referências o metano puro (NM = 100) e o hidrogênio (NM=0). É empregado o procedimento

disposto na ISO 15403 para o cálculo do número de metano a partir da composição do gás. O número de metano indica a capacidade antidetonante do gás natural resultante de suas características.

- **Composição:** frações ou percentagens mássicas, volumétricas ou molares dos principais componentes, componentes associados, traços e outros determinados pela análise do gás natural. Para gases ideais, a fração volumétrica equivale à fração molar. O propano e os hidrocarbonetos mais pesados apresentam poder calorífico, na base volumétrica, superior ao metano. Embora adequados aos motores de combustão, são indesejáveis em teores elevados no uso veicular por apresentarem poder antidetonante muito inferior ao metano, assim reduzindo o número de metano. No que se refere ao emprego do gás natural em turbinas a gás e indústrias, esses componentes acarretam problemas de qualidade de combustão.
- **Enxofre Total:** é o somatório dos compostos de enxofre presentes no gás natural. Alguns compostos de enxofre na presença de água ocasionam a corrosão de aços e ligas de alumínio. O gás sulfídrico (H_2S) é o componente mais crítico no que se refere à corrosão.
- **Gás Sulfídrico:** sua presença depende da origem, bem como do próprio processo empregado no tratamento do gás e pode acarretar problemas nas tubulações e nas aplicações finais do mesmo. O gás sulfídrico, na presença de oxigênio, pode causar corrosão sob tensão, especialmente em cobre, podendo ser nocivo aos sistemas de transporte e utilização do gás natural.
- **Ponto de Orvalho:** o ponto de orvalho é a temperatura na qual ocorre a formação da primeira gota de líquido quando o gás sofre resfriamento ou compressão. Os líquidos normalmente encontrados são água, hidrocarbonetos ou glicol, que apresentam pontos de orvalho distintos. O requerimento de segurança mais importante do gás natural quando comprimido é a temperatura no ponto de orvalho para evitar formação de água líquida. A água no estado líquido é precursora da formação de compostos corrosivos através da

combinação de componentes do gás natural, especificamente CO_2 e H_2S . A combinação de agentes corrosivos e a pressão variável, durante o armazenamento de combustível, pode resultar em rachaduras metálicas e causar obstruções nos sistemas de gás. Os hidratos formados, quando a água livre reage com hidrocarbonetos, se apresentam em estado semisólido e podem obstruir linhas de instrumentação, válvulas de controle e filtros.

- Inertes: os principais compostos inertes presentes no gás natural são o dióxido de carbono (CO_2) e o nitrogênio (N_2). Sua presença em misturas gasosas reduz o poder calorífico, além de aumentar a resistência à detonação no caso do uso veicular e, portanto, o número de metano. A presença do dióxido de carbono se deve à técnica de extração do gás natural ou à ocorrência natural na origem do produto. O dióxido de carbono tem ação corrosiva quando na presença de água.
- Oxigênio: presente em baixas concentrações. Nestas condições atua como diluente do combustível e é crítico na presença de água, mesmo em baixas concentrações, pois pode provocar corrosão de superfícies metálicas.
- Partículas sólidas: causam problemas de contaminação, obstrução e erosão dos sistemas de alimentação de combustível dos veículos e orifícios injetores de queimadores industriais. Quando o gás natural é destinado à combustível de turbina, provocam erosão nas partes em que circula o gás quente.
- Partículas líquidas: causam alterações bruscas na temperatura da chama e na carga da turbina a gás, retorno de chama nas chamas pré-misturadas e podem nuclear a condensação de frações mais pesadas do gás natural. Quando a presença de líquido é identificada no gás natural destinado a turbinas, são empregados separadores e o fluxo é aquecido para vaporizar a fase líquida.
- Índice de Wobbe: quociente entre o poder calorífico e a raiz quadrada da densidade relativa sob as mesmas condições de temperatura e pressão. O índice de Wobbe é uma medida da quantidade de energia disponibilizada em um sistema de combustão através de um orifício injetor. Dois gases que

apresentem composições distintas, mas com o mesmo índice de Wobbe, disponibilizarão a mesma quantidade de energia através de um orifício injetor à mesma pressão. Portanto, o índice de Wobbe é o parâmetro mais importante para os combustíveis gasosos serem intercambiáveis. Ou seja, se o índice de Wobbe de um combustível substituto é significativamente diferente do combustível de projeto, o queimador deve ser modificado.

3.2. O gasoduto Urucu-Manaus

O projeto do gasoduto Urucu-Coari-Manaus foi composto pela construção de um “GLPduto” de 10 polegadas para transporte de GLP – Gás Liquefeito de Petróleo – de Urucu ao Terminal de Coari, pela reconversão de um gasoduto de 18 polegadas para o transporte de gás natural entre Urucu e Coari, pela construção de um gasoduto de 20 polegadas para o transporte de gás natural de Coari a Manaus e pela montagem de duas estações de compressão, constituindo um sistema com capacidade de transporte inicial de 5,5 milhões m³/dia de gás natural entre Urucu e Manaus.

Em maio de 1995, como resultado das atividades de um grupo de trabalho criado pela Portaria do Ministério de Minas e Energia nº 128/95, foi recomendada a implantação do Projeto de Gás Natural de Urucu como a melhor alternativa, dentre as várias analisadas, para a consolidação da infra-estrutura energética da Amazônia Legal.

Desde então, foram firmados instrumentos tais como Protocolos de Intenções, Memorandos de Entendimentos e Termos de Compromisso, que estabeleceram as condições básicas para o desenvolvimento do projeto e definiram as responsabilidades entre as partes vinculadas ao mesmo, quais sejam: Eletrobrás, Petrobras, Governo do Estado do Amazonas e Companhia de Gás do Amazonas – CIGÁS.

Em abril de 2004 foi firmado Convênio entre a Petrobras e o Governo do Estado do Amazonas, com interveniência da Secretaria de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável (SDS) e do Instituto de Proteção Ambiental do Estado do Amazonas (IPAAM), para atendimento às condicionantes e recomendações do EPIA/RIMA elaborado e das audiências públicas realizadas durante o processo de licenciamento ambiental do gasoduto Coari-Manaus.

Em agosto de 2004, o IPAAM emitiu a Licença de Instalação – LI Nº 061/04 autorizando a instalação de um gasoduto interligando o Terminal do Solimões, em Coari, à Refinaria Isaac Sabbá – REMAN, em Manaus. Esta licença foi renovada em outubro de 2005, com a emissão da LI Nº 061/04-01.

Esta última Licença de Instalação possibilitou o encaminhamento, pela Petrobras à Agência Nacional do Petróleo e Gás Natural (ANP) solicitação de Autorização de Construção para o gasoduto Urucu-Coari-Manaus. O processo resultou na publicação da Autorização de Construção AC Nº 402 de 29/11/2004 no Diário Oficial da União em 30/11/2004.

Em outubro de 2004 foi obtida a Licença de Instalação LI Nº 236/04 para o GLPduto Urucu-Coari e renovada em novembro de 2005, sob o número 236/04-01. A respectiva Autorização de Construção para o GLPduto (AC Nº 66 de 03/03/2005) foi publicada pela Agência Nacional do Petróleo e Gás Natural (ANP) no Diário Oficial da União de 04/03/2005.

Em novembro de 2004 foi firmado Convênio entre a Petrobras e o Ministério da Defesa para a abertura de 32 clareiras, que mobilizou um contingente de 160 militares do 8º Batalhão de Engenharia e Construção do Exército Brasileiro e 30 civis, que iniciaram os trabalhos na região em janeiro de 2005.

Para o projeto foram adquiridos 285 km de tubos de condução de 10 polegadas de diâmetro nominal para a construção do GLPduto Urucu-Coari e 400 km de tubos de condução de 20 polegadas de diâmetro nominal para a construção do gasoduto Coari-Manaus.

Estão previstos dois pontos de entrega do gás natural em Manaus, diretamente nas usinas termelétricas de Aparecida e Mauá, além de derivações com pontos de entrega nos sete municípios no interior do estado do Amazonas, municípios estes objeto deste estudo.

Da demanda total, aproximadamente 4,8 milhões m³/dia devem ser destinados à geração termelétrica em Manaus, através da conversão das usinas da Manaus Energia (UTES de Aparecida e Mauá), além dos Produtores Independentes de Energia (PIEs); além desse volume, 200 mil m³/dia devem atender à geração termelétrica nos sete municípios do interior

do estado do Amazonas; e 500 mil m³/dia serão disponibilizados para consumo industrial, comercial, residencial e veicular (GNV) em Manaus.

Serão instaladas estações de regulação de pressão para distribuição de gás natural para os municípios ao longo do duto, os quais serão providos de pontos de entrega para medição e regulação da vazão de gás consumida.

A tabela 3.2 que se segue apresenta os dados de vazão e extensão de cada ramal.

Tabela 3.2: Vazão e extensão dos ramais do Gasoduto Urucu-Manaus

RAMAL	Vazão (10 ³ m ³ /d)	Extensão (km)
Coari	47	20,3
Codajás	29	26,3
Anori	12	27,5
Anamã	4	23,7
Caapiranga	6	6,9
Manacapuru	106	7,0
Iranduba	29	7,4

Fonte: Petrobras, 2007.

A figura 3.1 apresenta o traçado do gasoduto Urucu-Manaus.

Figura 3.1: Gasoduto Urucu-Manaus

Fonte: Petrobras, 2006.

O próximo capítulo apresenta uma caracterização dos municípios considerados neste estudo, com referência à situação atual da geração de energia elétrica de cada município.

4. CARACTERIZAÇÃO DOS MUNICÍPIOS SELECIONADOS

Para a caracterização dos sete municípios foram utilizadas informações censitárias com estimativas do IBGE para o ano de 2007.

Com respeito à situação atual da geração de energia elétrica em cada um dos municípios, as informações levantadas foram obtidas a partir do Relatório de Gestão 2003, elaborado pela CEAM (2004) com dados para 2003. Para a estimativa das cargas e respectivo consumo de combustível, os dados foram atualizados para 2007 tendo como referência as previsões elaboradas pelo estudo Previsão Decenal por Localidade – Sistemas Isolados Ciclo 2005, da Eletrobrás para o ciclo 2005-2015 e apresentadas na tabela 4.1 que se segue:

Tabela 4.1: Previsão da evolução da carga de energia nos municípios considerados para o ciclo 2005-2015

Previsão Decenal por Localidade - Sistemas Isolados - Ciclo 2005													
Empresa: CEAM													
Carga de Energia - MWh													
Nº.	LOCALIDADE	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1	Anamá	2.895	3.071	3.395	4.053	4.343	4.656	4.990	5.348	5.704	6.152	6.577	7.075
2	Anori	5.685	5.966	6.715	7.443	8.285	9.094	10.020	11.011	12.114	13.319	14.642	15.869
3	Caapiranga	2.281	2.584	2.883	3.442	3.985	4.276	4.610	5.025	5.526	6.145	6.613	7.099
4	Coari	38.081	42.353	50.077	57.752	58.092	61.441	64.835	68.899	72.748	78.003	82.047	82.209
5	Codajás	9.561	10.431	11.214	11.965	13.272	14.272	15.337	16.514	17.764	19.171	20.648	22.668
6	Irlanduba	37.385	42.054	46.110	48.788	56.285	62.004	67.682	73.422	79.304	85.399	91.765	98.450
7	Manacapuru	60.763	67.244	79.056	86.623	91.897	96.857	101.844	107.111	112.690	118.613	124.888	131.521
	TOTAL	156.652	173.703	199.450	220.066	236.159	252.600	269.319	287.330	305.850	326.801	347.180	364.891
Obs: valores realizados em 2004 e previstos para o período 2005/2015													
Carga de Demanda - kW													
Nº.	LOCALIDADE	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1	Anamá	613	649	796	865	912	963	998	1.029	1.071	1.135	1.215	1.325
2	Anori	971	1.160	1.334	1.494	1.650	1.806	1.979	2.163	2.361	2.589	2.831	3.019
3	Caapiranga	551	621	584	635	735	794	858	939	1.032	1.155	1.350	1.399
4	Coari	6.790	7.876	8.205	9.289	11.590	12.455	12.933	13.741	14.480	15.562	16.390	17.098
5	Codajás	1.847	2.095	2.317	2.525	2.764	2.950	3.138	3.343	3.550	3.802	4.053	4.313
6	Irlanduba	6.924	8.860	9.423	10.271	11.454	12.454	13.381	14.288	15.149	16.102	17.030	18.012
7	Manacapuru	13.497	15.572	15.015	17.512	22.502	23.498	24.242	24.745	25.370	26.208	27.078	28.076
	TOTAL	31.193	36.833	37.674	42.591	51.607	54.920	57.529	60.248	63.013	66.553	69.947	73.243
Obs: valores realizados em 2004 e previstos para o período 2005/2015													

Nota: Valores realizados em 2004 e previstos para o período 2005-2015.

Fonte: Eletrobrás, 2005.

4.1. Anamã

Com 2.454 km² de área, o município de Anamã possui população estimada, em 2007, de 8.152 habitantes (IBGE, 2007). A distância de Anamã até Manaus é de 179 km.

A figura 4.1 que se segue indica o mapa com a localização geográfica do município de Anamã:

Figura 4.1: Localização geográfica do município de Anamã.

Fonte: Cigás, 2003.

De acordo com o censo 2000 (IBGE, 2007), o número de pessoas residentes em Anamã era de 6.563 habitantes. Considerando a população verificada em 2007 e conforme Gallo e Simonato (2005), o crescimento da população foi de 3,1% a.a. O rendimento nominal per capita em 2000 tinha média mensal de R\$ 385,13 e o número de domicílios permanentes era de 1.122.

O produto interno bruto a preço de mercado corrente em 2005 (IBGE, 2007) era R\$ 19.225 mil.

A estrutura empresarial do município de Anamã apresentava em 2005 (IBGE, 2007) as seguintes características:

Tabela 4.2 – Estrutura empresarial de Anamã

Anamã - Estrutura Empresarial em 2005	
Atividade	Unidades
Pesca	1
Produção e distribuição de eletricidade, gás e água	1
Comércio, reparação de veículos automotores, objetos pessoais e domésticos	24
Alojamento e alimentação	1
Transporte, armazenagem e comunicações	1
Administração pública, defesa e seguridade social	1
Outros serviços coletivos, sociais e pessoais	14

Fonte: IBGE, 2007.

Em Anamã predominam as atividades de comércio, reparação de veículos automotores, objetos pessoais e domésticos e outros serviços coletivos. Além dessas atividades, há no município a atividade da pesca, que necessita de refrigeração para a conservação do pescado. Não há no município de Anamã unidades fabris, mesmo que pequenas, indicando uma economia voltada para a prestação de serviços e para a subsistência.

4.1.1. Geração de energia elétrica – situação atual

Anamã possui um parque gerador a óleo Diesel com 5 unidades com potência nominal total de 1.712 kW e potência efetiva total de 1.370 kW. Em 2007, a carga própria de Anamã foi estimada em 4.053 MWh, para o que seriam necessários 1.089.945 litros de óleo Diesel (GTON/Eletrobrás, 2007).

A figura 4.2 apresenta a usina termelétrica de Anamã:

Figura 4.2: Usina termelétrica de Anamã
Fonte: Cigás, 2003.

O parque gerador de Anamã encontra-se em estado precário de manutenção e a sua confiabilidade tem se mostrado reduzida.

A tabela 4.3. apresenta o parque gerador do município de Anamã, no ano de 2006. O mesmo parque gerador foi considerado para o ano de 2007.

Tabela 4.3 – Parque gerador do município de Anamá

Anamá - 2007					
Unidades	Qtde.	Potência Nominal Unitária (kW)	Potência Nominal Total (kW)	Potência Efetiva Unitária (kW)	Potência Efetiva Total (kW)
Caterpillar	2	176	352	140	280
Cummins	1	250	250	200	200
Cummins	1	300	300	240	240
GM	1	810	810	650	650
			1.712		1.370

Fonte: Ceam, 2007.

Com base na estimativa da Eletrobrás para o ano de 2007, apresentada na tabela 4.1, a carga de energia considerada neste estudo para o ano de 2007 foi de 4.053 MWh. A carga de demanda adotada foi de 865 kW e foi estimada perda elétrica de 48%. Esta perda elétrica foi estimada com base no levantamento feito pelo Tribunal de Contas da União (TCU, 2005), com dados da Eletrobrás. As perdas elétricas podem ser separadas em: a) perdas associadas ao transporte de energia elétrica pelas redes de transmissão e distribuição envolvidas, denominadas perdas técnicas; e b) as chamadas perdas não técnicas, definidas como a diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas. Para contextualizar este nível de perda, a média nacional de perda de energia das concessionárias brasileiras é de 15% (TCU, 2005).

A tabela 4.4 apresenta os valores adotados para o cálculo do custo de geração no município de Anamá.

Tabela 4.4 – Cálculo do custo de geração em Anamá

Cálculo do custo de geração em Anamá	
Carga de Energia Anual (MWh)	3.940
Consumo de óleo diesel (litros)	1.089.945
Custo com óleo diesel (R\$)	1.665.843,73
Custo da geração (R\$/MWh)	422,78

Fonte: Elaboração própria.

Para o consumo de óleo diesel foi adotado o valor informado pela ANP no ano de 2005, na Nota Técnica 016/2006 – SCM e considerado crescimento de 7% a.a. O preço do óleo diesel foi o preço médio ponderado praticado pelos produtores, para a região Norte, da semana de 04/02/2008 a 10/02/2008, informado pela ANP.

Considerando as premissas adotadas, o custo de geração no município de Anamá no ano de 2007 foi de R\$ 422,78/MWh.

4.2. Anori

Com 5.795 km² de área, o município de Anori possui população estimada, em 2007, de 13.834 habitantes (IBGE, 2007). A distância de Anori até Manaus é de 195 km.

A figura 4.3 que se segue indica o mapa com a localização geográfica do município de Anori:

Figura 4.3: Localização geográfica do município de Anori.

Fonte: Cigás, 2006.

De acordo com o censo 2000 (IBGE, 2007), o número de pessoas residentes em Anori era de 11.320 habitantes. Considerando a população verificada em 2007 e conforme Gallo e Simonato (2005), o crescimento da população foi de 2,9% a.a. O rendimento nominal per capita em 2000 tinha média mensal de R\$ 294,65 e o número de domicílios permanentes era de 2.101.

O produto interno bruto a preço de mercado corrente em 2005 (IBGE, 2007) era de R\$ 32.304 mil.

A estrutura empresarial do município de Anori apresentava em 2005 (IBGE, 2007) as seguintes características:

Tabela 4.5 – Estrutura empresarial de Anori

Anori - Estrutura Empresarial em 2005	
Atividade	Unidades
Pesca	1
Produção e distribuição de eletricidade, gás e água	1
Comércio, reparação de veículos automotores, objetos pessoais e domésticos	97
Alojamento e alimentação	2
Transporte, armazenagem e comunicações	2
Administração pública, defesa e seguridade social	3
Outros serviços coletivos, sociais e pessoais	19
Indústrias de transformação	4

Fonte: IBGE, 2007.

Em Anori predominam as atividades de comércio, reparação de veículos automotores, objetos pessoais e domésticos e outros serviços coletivos. Além dessas atividades, há indústrias de transformação, de transporte, armazenagem e comunicações e de alojamento e alimentação. O município de Anori já possui alguma industrialização, ainda que incipiente. A atividade da pesca também tem destaque e a conservação do pescado poderia incrementar esta atividade no município.

4.2.1. Geração de energia elétrica – situação atual

Anori possui um parque gerador a óleo Diesel com 3 unidades com potência nominal total de 1.732 kW e potência efetiva total de 1.445 kW. Em 2007, a carga própria de Anori foi estimada em 7.443 MWh, para o que são necessários 2.020.749 litros de óleo Diesel (GTON/Eletróbrás, 2007).

A tabela 4.6 apresenta o parque gerador do município de Anori, no ano de 2006. O mesmo parque gerador foi considerado para o ano de 2007.

Tabela 4.6 – Parque gerador do município de Anori

Anori - 2007					
Unidades	Qtde.	Potência Nominal Unitária (kW)	Potência Nominal Total (kW)	Potência Efetiva Unitária (kW)	Potência Efetiva Total (kW)
Cummins/Onan	1	350	350	280	280
Perkins	1	582	582	465	465
Komatsu	1	800	800	700	700
			1.732		1.445

Fonte: Ceam, 2007.

Com base na estimativa da Eletrobrás para o ano de 2007, apresentada na tabela 4.1, a carga de energia considerada neste estudo para o ano de 2007 foi de 7.443 MWh. A carga de demanda adotada foi de 1.494 kW e foi estimada perda elétrica de 48%.

A tabela 4.7 apresenta os valores adotados para o cálculo do custo de geração no município de Anori.

Tabela 4.7 – Cálculo do custo de geração em Anori

Cálculo do custo de geração em Anori	
Carga de Energia Anual (MWh)	6.805
Consumo de óleo diesel (litros)	2.020.749
Custo com óleo diesel (R\$)	3.088.460,28
Custo da geração (R\$/MWh)	453,82

Fonte: Elaboração própria.

Para o consumo de óleo diesel foi adotado o valor informado pela ANP no ano de 2005, na Nota Técnica 016/2006 – SCM e considerado crescimento de 7% a.a. O preço do óleo diesel foi o preço médio ponderado praticado pelos produtores, para a região Norte, da semana de 04/02/2008 a 10/02/2008, informado pela ANP.

Considerando as premissas adotadas, o custo de geração no município de Anori no ano de 2007 foi de R\$ 453,82/MWh.

4.3. Caapiranga

Com 9.457 km² de área, o município de Caapiranga possui população estimada, em 2007, de 10.547 habitantes (IBGE, 2007). A distância de Caapiranga até Manaus é de 147 km.

A figura 4.4 que se segue indica o mapa com a localização geográfica do município de Caapiranga:

Figura 4.4. Localização geográfica do município de Caapiranga.

Fonte: (Cigás, 2006)

De acordo com o censo 2000 (IBGE, 2007), o número de pessoas residentes em Caapiranga era de 8.803 habitantes. Considerando a população verificada em 2007 e conforme Gallo e Simonato (2005), o crescimento da população foi de 2,6% a.a. O rendimento nominal per capita em 2000 tinha média mensal de R\$ 269,82 e o número de domicílios permanentes era de 1.443.

O produto interno bruto a preço de mercado corrente em 2005 (IBGE, 2007) era de R\$ 32.210 mil.

A estrutura empresarial do município de Caapiranga apresentava em 2005 (IBGE, 2007) as seguintes características:

Tabela 4.8 – Estrutura empresarial de Caapiranga

Caapiranga - Estrutura Empresarial em 2005	
Atividade	Unidades
Pesca	1
Produção e distribuição de eletricidade, gás e água	1
Comércio, reparação de veículos automotores, objetos pessoais e domésticos	19
Alojamento e alimentação	1
Transporte, armazenagem e comunicações	3
Administração pública, defesa e seguridade social	1
Outros serviços coletivos, sociais e pessoais	18
Construção	1

Fonte: IBGE, 2007.

Em Caapiranga predominam as atividades de comércio, reparação de veículos automotores, objetos pessoais e domésticos e outros serviços coletivos. Outra atividade, além da pesca, que merece destaque é o setor de transporte, armazenagem e comunicações.

4.3.1. Geração de energia elétrica – situação atual

Caapiranga possui um parque gerador a óleo Diesel com 4 unidades com potência nominal total de 1.124 kW e potência efetiva total de 898 kW. Em 2007, a carga própria de Caapiranga foi estimada em 3.442 MWh, para o que são necessários 1.014.381 litros de óleo Diesel (GTON/Eletrobrás, 2007).

A tabela 4.9 apresenta o parque gerador do município de Caapiranga, no ano de 2006. O mesmo parque gerador foi considerado para o ano de 2007.

Tabela 4.9 – Parque gerador do município de Caapiranga

Caapiranga - 2007					
Unidades	Qtde.	Potência Nominal Unitária (kW)	Potência Nominal Total (kW)	Potência Efetiva Unitária (kW)	Potência Efetiva Total (kW)
Scania	1	288	288	230	230
Cummins	1	350	350	280	280
Caterpillar	1	206	206	164	164
Cummins	1	280	280	224	224
			1.124		898

Fonte: Ceam, 2007.

Com base na estimativa da Eletrobrás para o ano de 2007, apresentada na tabela 4.1, a carga de energia considerada neste estudo para o ano de 2007 foi de 3.442 MWh. A carga de demanda adotada foi de 635 kW e foi estimada perda elétrica de 48%.

A tabela 4.10 apresenta os valores adotados para o cálculo do custo de geração no município de Caapiranga.

Tabela 4.10 – Cálculo do custo de geração em Caapiranga

Cálculo do custo de geração em Caapiranga	
Carga de Energia Anual (MWh)	2.893
Consumo de óleo diesel (litros)	1.014.381
Custo com óleo diesel (R\$)	1.550.354,56
Custo da geração (R\$/MWh)	535,98

Fonte: Elaboração própria.

Para o consumo de óleo diesel foi adotado o valor informado pela ANP no ano de 2005, na Nota Técnica 016/2006 – SCM e considerado crescimento de 7% a.a. O preço do óleo diesel foi o preço médio ponderado praticado pelos produtores, para a região Norte, da semana de 04/02/2008 a 10/02/2008, informado pela ANP.

Considerando as premissas adotadas, o custo de geração no município de Caapiranga no ano de 2007 foi de R\$ 535,98/MWh.

4.4. Coari

Com 57.922 km² de área, o município de Coari possui população estimada, em 2007, de 65.222 habitantes (IBGE, 2007). A distância de Coari até Manaus é de 363 km.

A figura 4.5 que se segue indica o mapa com a localização geográfica do município de Coari:

Figura 4.5. Localização geográfica do município de Coari.

Fonte: (Cigás, 2006)

De acordo com o censo de 2000 (IBGE, 2007), o número de pessoas residentes em Coari era de 67.096 habitantes. Considerando a população verificada em 2007 e conforme Gallo e Simonato (2005), o decréscimo da população foi de 0,4% a.a. O rendimento nominal per capita em 2000 tinha média mensal de R\$ 294,82 e o número de domicílios permanentes era de 10.563.

O produto interno bruto a preço de mercado corrente em 2005 (IBGE, 2007) era de R\$ 980.166 mil.

A estrutura empresarial do município de Coari apresentava em 2005 (IBGE, 2007) as seguintes características:

Tabela 4.11 – Estrutura empresarial de Coari

Coari - Estrutura Empresarial em 2005	
Atividade	Unidades
Agricultura, pecuária, silvicultura e exploração florestal	3
Produção e distribuição de eletricidade, gás e água	1
Comércio, reparação de veículos automotores, objetos pessoais e domésticos	287
Alojamento e alimentação	19
Transporte, armazenagem e comunicações	11
Administração pública, defesa e seguridade social	2
Outros serviços coletivos, sociais e pessoais	71
Indústrias extrativas	6
Indústrias de transformação	36
Construção	30
Intermediação financeira, seguros, previdência complementar e serviços relacionados	3
Atividades imobiliárias, alugueis e serviços prestados as empresas	23
Educação	5
Saúde e serviços sociais	7

Fonte: IBGE, 2007.

No município de Coari predominam as atividades de comércio, reparação de veículos automotores, objetos pessoais e domésticos. O município possui estrutura empresarial diversificada e representativa. Estão presentes atividades do ramo de construção e indústrias de transformação e extrativas.

4.4.1. Geração de energia elétrica – situação atual

Coari possui um parque gerador a óleo Diesel com 8 unidades com potência nominal total de 12.700 kW e potência efetiva total de 9.300 kW. Em 2007, a carga própria de Coari foi estimada em 57.752 MWh, para o que são necessários 13.793.755 litros de óleo Diesel (GTON/Eletróbrás, 2007).

A figura 4.6 que se segue, apresenta uma fotografia do motor da usina termelétrica de Coari.

Figura 4.6: Usina termelétrica de Coari
Fonte: Cigás, 2003

A tabela 4.12 apresenta o parque gerador do município de Coari, no ano de 2006. O mesmo parque gerador foi considerado para o ano de 2007.

Tabela 4.12 – Parque gerador do município de Coari

Coari - 2007					
Unidades	Qtde.	Potência Nominal Unitária (kW)	Potência Nominal Total (kW)	Potência Efetiva Unitária (kW)	Potência Efetiva Total (kW)
Caterpillar	2	1600	3200	1200	2400
Alco	2	1750	3500	1100	2200
GM	1	2000	2000	1600	1600
Cummins	1	1500	1500	1100	1100
Alco	2	1250	2500	1000	2000
			12.700		9.300

Fonte: Ceam, 2007.

Com base na estimativa da Eletrobrás para o ano de 2007, apresentada na tabela 4.1, a carga de energia considerada neste estudo para o ano de 2007 foi de 57.752 MWh. A carga de demanda adotada foi de 9.289 kW e foi estimada perda elétrica de 48%.

A tabela 4.13 apresenta os valores adotados para o cálculo do custo de geração no município de Coari.

Tabela 4.13 – Cálculo do custo de geração em Coari

Cálculo do custo de geração em Coari	
Carga de Energia Anual (MWh)	42.313
Consumo de óleo diesel (litros)	13.793.755
Custo com óleo diesel (R\$)	21.082.022,33
Custo da geração (R\$/MWh)	498,24

Fonte: Elaboração própria.

Para o consumo de óleo diesel foi adotado o valor informado pela ANP no ano de 2005, na Nota Técnica 016/2006 – SCM e considerado crescimento de 7% a.a. O preço do óleo diesel foi o preço médio ponderado praticado pelos produtores, para a região Norte, da semana de 04/02/2008 a 10/02/2008, informado pela ANP.

Considerando as premissas adotadas, o custo de geração no município de Coari no ano de 2007 foi de R\$ 498,24/MWh.

4.5. Codajás

Com 18.712 km² de área, o município de Codajás possui população estimada, em 2007, de 16.025 habitantes (IBGE, 2007). A distância de Codajás até Manaus é de 240 km.

A figura 4.7 que se segue indica o mapa com a localização geográfica do município de Codajás:

Figura 4.7. Localização geográfica do município de Codajás.

Fonte: (Cigás, 2006)

De acordo com o censo de 2000 (IBGE, 2007), o número de pessoas residentes em Codajás era de 17.507 habitantes. Considerando a população verificada em 2007 e conforme Gallo e Simonato (2005), o decréscimo da população foi de 1,2% a.a. O rendimento nominal per capita em 2000 tinha média mensal de R\$ 253,68 e o número de domicílios permanentes era de 2.893.

O produto interno bruto a preço de mercado corrente em 2005 (IBGE, 2007) era de R\$ 50.223 mil.

A estrutura empresarial do município de Codajás apresentava em 2005 (IBGE, 2007) as seguintes características:

Tabela 4.14 – Estrutura empresarial de Codajás

Codajás - Estrutura Empresarial em 2005	
Atividade	Unidades
Agricultura, pecuária, silvicultura e exploração florestal	2
Produção e distribuição de eletricidade, gás e água	2
Comércio, reparação de veículos automotores, objetos pessoais e domésticos	115
Alojamento e alimentação	2
Transporte, armazenagem e comunicações	4
Administração pública, defesa e seguridade social	2
Outros serviços coletivos, sociais e pessoais	27
Indústrias de transformação	11
Construção	3
Intermediação financeira, seguros, previdência complementar e serviços relacionados	1
Educação	2
Saúde e serviços sociais	1
Pesca	2

Fonte: IBGE, 2007.

Em Codajás predominam as atividades de comércio, reparação de veículos automotores, objetos pessoais e domésticos e outros serviços coletivos. As outras atividades econômicas do município são diversificadas, mas em pequeno número.

4.5.1. Geração de energia elétrica – situação atual

Codajás possui um parque gerador a óleo Diesel com 4 unidades com potência nominal total de 4.600 kW e potência efetiva total de 3.500 kW. Em 2007, a carga própria de Codajás foi estimada em 11.965 MWh, para o que são necessários 3.665.970 litros de óleo Diesel (GTON/Eletrobrás, 2007).

A figura 4.8 que se segue, apresenta uma fotografia da usina termelétrica de Codajás.

Figura 4.8 – Usina termelétrica de Codajás

Fonte: Cigás, 2003

Há necessidade de grandes estoques de combustível, o que encarece o processo e requer constante monitoramento para evitar degradação do combustível.

A tabela 4.15 apresenta o parque gerador do município de Codajás, no ano de 2006. O mesmo parque gerador foi considerado para o ano de 2007.

Tabela 4.15 – Parque gerador do município de Codajás

Codajás - 2007					
Unidades	Qtde.	Potência Nominal Unitária (kW)	Potência Nominal Total (kW)	Potência Efetiva Unitária (kW)	Potência Efetiva Total (kW)
Cummins	1	1100	1100	800	800
Zichai	1	1000	1000	800	800
Zichai	1	1000	1000	800	800
Cummins	1	1500	1500	1100	1100
			4.600		3.500

Fonte: Ceam, 2007.

Com base na estimativa da Eletrobrás para o ano de 2007, apresentada na tabela 4.1, a carga de energia considerada neste estudo para o ano de 2007 foi de 11.965 MWh. A carga de demanda adotada foi de 2.525 kW e foi estimada perda elétrica de 48%.

A tabela 4.16 apresenta os valores adotados para o cálculo do custo de geração no município de Codajás.

Tabela 4.16 – Cálculo do custo de geração em Codajás

Cálculo do custo de geração em Codajás	
Carga de Energia Anual (MWh)	11.502
Consumo de óleo diesel (litros)	3.665.970
Custo com óleo diesel (R\$)	5.602.974,39
Custo da geração (R\$/MWh)	487,14

Fonte: Elaboração própria.

Para o consumo de óleo diesel foi adotado o valor informado pela ANP no ano de 2005, na Nota Técnica 016/2006 – SCM e considerado crescimento de 7% a.a. O preço do óleo diesel foi o preço médio ponderado praticado pelos produtores, para a região Norte, da semana de 04/02/2008 a 10/02/2008, informado pela ANP.

Considerando as premissas adotadas, o custo de geração no município de Codajás no ano de 2007 foi de R\$ 487,14/MWh.

4.6. Iranduba

Com 2.215 km² de área, o município de Iranduba possui população estimada, em 2007, de 32.869 habitantes (IBGE, 2007). A distância de Iranduba até Manaus é de 22 km.

A figura 4.9 que se segue indica o mapa com a localização geográfica do município de Iranduba:

Figura 4.9. Localização geográfica do município de Iranduba.

Fonte: (Cigás, 2006)

De acordo com o censo de 2000 (IBGE, 2007), o número de pessoas residentes em Iranduba era de 32.303 habitantes. Considerando a população verificada em 2007 e conforme Gallo e Simonato (2005), o crescimento da população foi de 0,2% a.a. O rendimento nominal per capita em 2000 tinha média mensal de R\$ 358,09 e o número de domicílios permanentes era de 5.670.

O produto interno bruto a preço de mercado corrente em 2005 (IBGE, 2007) era de R\$ 136.516 mil.

A estrutura empresarial do município de Iranduba apresentava em 2005 (IBGE, 2007) as seguintes características:

Tabela 4.17 – Estrutura empresarial de Iranduba

Iranduba - Estrutura Empresarial em 2005	
Atividade	Unidades
Agricultura, pecuária, silvicultura e exploração florestal	2
Pesca	2
Indústrias extrativas	1
Indústrias de transformação	34
Produção e distribuição de eletricidade, gás e água	1
Construção	2
Comércio, reparação de veículos automotores, objetos pessoais e domésticos	71
Alojamento e alimentação	10
Transporte, armazenagem e comunicações	14
Intermediação financeira, seguros, previdência complementar e serviços relacionados	2
Atividades imobiliárias, alugueis e serviços prestados as empresas	5
Administração pública, defesa e seguridade social	2
Educação	2
Saúde e serviços sociais	1
Outros serviços coletivos, sociais e pessoais	48

Fonte: IBGE, 2007.

Em Iranduba predominam as atividades de comércio, reparação de veículos automotores, objetos pessoais e domésticos. Há importante presença de indústrias de transformação, além de atividades no setor de transporte, armazenagem e comunicações. As atividades de pesca também são importantes, mas carecem de infra-estrutura para a conservação do pescado.

4.6.1. Geração de energia elétrica – situação atual

Iranduba possui um parque gerador a óleo Diesel com 4 unidades com potência nominal total de 6.200 kW e potência efetiva total de 4.600 kW. Em 2007, a carga própria de Iranduba foi estimada em 48.788 MWh, para o que são necessários 9.238.198 litros de óleo Diesel (GTON/Eletróbrás, 2007).

A tabela 4.18 apresenta o parque gerador do município de Iranduba, no ano de 2006. O mesmo parque gerador foi considerado para o ano de 2007.

Tabela 4.18 – Parque gerador do município de Iranduba

Iranduba - 2007					
Unidades	Qtde.	Potência Nominal Unitária (kW)	Potência Nominal Total (kW)	Potência Efetiva Unitária (kW)	Potência Efetiva Total (kW)
GM	1	2000	2000	1700	1700
Cummins	1	1100	1100	800	800
Cummins	1	1500	1500	1100	1100
Caterpillar	1	1600	1600	1000	1000
			6.200		4.600

Fonte: Ceam, 2007

Com base na estimativa da Eletrobrás para o ano de 2007, apresentada na tabela 4.1, a carga de energia considerada neste estudo para o ano de 2007 foi de 48.788 MWh. A carga de demanda adotada foi de 8.860 kW e foi estimada perda elétrica de 48%.

A tabela 4.19 apresenta os valores adotados para o cálculo do custo de geração no município de Iranduba.

Tabela 4.19 – Cálculo do custo de geração em Iranduba

Cálculo do custo de geração em Iranduba	
Carga de Energia Anual (MWh)	24.836
Consumo de óleo diesel (litros)	9.238.198
Custo com óleo diesel (R\$)	14.119.425,48
Custo da geração (R\$/MWh)	568,50

Fonte: Elaboração própria.

Para o consumo de óleo diesel foi adotado o valor informado pela ANP no ano de 2005, na Nota Técnica 016/2006 – SCM e considerado crescimento de 7% a.a. O preço do óleo diesel foi o preço médio ponderado praticado pelos produtores, para a região Norte, da semana de 04/02/2008 a 10/02/2008, informado pela ANP.

Foi adotada a premissa de que o município de Iranduba recebe em torno de 20% da energia elétrica consumida da Manaus Energia.

Considerando as premissas adotadas, o custo de geração no município de Iranduba no ano de 2007 foi de R\$ 568,50/MWh.

4.7. Manacapuru

Com 7.329 km² de área, o município de Manacapuru possui população estimada, em 2007, de 82.309 habitantes (IBGE, 2007). A distância de Manacapuru até Manaus é de 69 km.

De acordo com o site oficial da Prefeitura Municipal de Manacapuru, o Índice de Desenvolvimento Humano do município evoluiu de 0,60 em 1991 para 0,66 em 2000. Esta mesma fonte indica o seguinte crescimento da população urbana de Manacapuru: 7.247 (1970), 18.230 (1980), 36.019 (1991) e 47.662 (2000).

A figura 4.10 que se segue indica o mapa com a localização geográfica do município de Manacapuru:

Figura 4.10. Localização geográfica do município de Manacapuru.

Fonte: (Cigás, 2006)

De acordo com o censo de 2000 (IBGE, 2007), o número de pessoas residentes em Manacapuru era de 73.695 habitantes. Considerando a população verificada em 2007 e conforme Gallo e Simonato (2005), o crescimento da população foi de 1,6% a.a. O

rendimento nominal per capita em 2000 tinha média mensal de R\$ 338,57 e o número de domicílios permanentes era de 13.351.

O produto interno bruto a preço de mercado corrente em 2005 (IBGE, 2007) era de R\$ 282.213 mil.

A estrutura empresarial do município de Manacapuru apresentava em 2005 (IBGE, 2007) as seguintes características:

Tabela 4.20 – Estrutura empresarial de Manacapuru

Manacapuru - Estrutura Empresarial em 2005	
Atividade	Unidades
Agricultura, pecuária, silvicultura e exploração florestal	12
Pesca	3
Indústrias extrativas	1
Indústrias de transformação	98
Produção e distribuição de eletricidade, gás e água	5
Construção	22
Comércio, reparação de veículos automotores, objetos pessoais e domésticos	567
Alojamento e alimentação	32
Transporte, armazenagem e comunicações	28
Intermediação financeira, seguros, previdência complementar e serviços relacionados	3
Atividades imobiliárias, alugueis e serviços prestados as empresas	24
Administração pública, defesa e seguridade social	4
Educação	30
Saúde e serviços sociais	4
Outros serviços coletivos, sociais e pessoais	301

Fonte: IBGE, 2007.

Em Manacapuru predominam as atividades de comércio, reparação de veículos automotores, objetos pessoais e domésticos. Pela proximidade do município de Manaus, Manacapuru apresenta uma estrutura empresarial superior aos outros municípios estudados.

4.7.1. Geração de energia elétrica – situação atual

Manacapuru possui um parque gerador a óleo Diesel com 8 unidades com potência nominal total de 13.300 kW e potência efetiva total de 11.700 kW. Em 2007, a carga própria de Manacapuru foi estimada em 67.244 MWh, para o que são necessários 23.289.556 litros de óleo Diesel (GTON/Eletróbrás, 2007).

A tabela 4.21 apresenta o parque gerador do município de Manacapuru, no ano de 2006. O mesmo parque gerador foi considerado para o ano de 2007.

Tabela 4.21 – Parque gerador do município de Manacapuru

Manacapuru - 2007					
Unidades	Qtde.	Potência Nominal Unitária (kW)	Potência Nominal Total (kW)	Potência Efetiva Unitária (kW)	Potência Efetiva Total (kW)
GM	2	2000	4000	1900	3800
Alco	1	2000	2000	1800	1800
Caterpillar	2	1400	2800	1100	2200
Caterpillar	1	2000	2000	1900	1900
Alco	2	1250	2500	1000	2000
			13.300		11.700

Fonte: Ceam, 2007.

Com base na estimativa da Eletrobrás para o ano de 2007, apresentada na tabela 4.1, a carga de energia considerada neste estudo para o ano de 2007 foi de 67.244 MWh. A carga de demanda adotada foi de 17.512 kW e foi estimada perda elétrica de 48%.

A tabela 4.22 apresenta os valores adotados para o cálculo do custo de geração no município de Manacapuru.

Tabela 4.22 – Cálculo do custo de geração em Manacapuru

Cálculo do custo de geração em Manacapuru	
Carga de Energia Anual (MWh)	79.771
Consumo de óleo diesel (litros)	23.289.556
Custo com óleo diesel (R\$)	35.595.160,87
Custo da geração (R\$/MWh)	446,22

Fonte: Elaboração própria.

Para o consumo de óleo diesel foi adotado o valor informado pela ANP no ano de 2005, na Nota Técnica 016/2006 – SCM e considerado crescimento de 7% a.a. O preço do óleo diesel foi o preço médio ponderado praticado pelos produtores, para a região Norte, da semana de 04/02/2008 a 10/02/2008, informado pela ANP.

Considerando as premissas adotadas, o custo de geração no município de Manacapuru no ano de 2007 foi de R\$ 446,22/MWh.

5. PROPOSTA PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NOS MUNICÍPIOS SELECIONADOS UTILIZANDO O GÁS NATURAL

O consumo de óleo diesel em motores de combustão interna para gerar energia elétrica tem sido a opção adotada pela maioria dos municípios do estado do Amazonas, que fazem parte do Sistema Isolado.

Atualmente, o Brasil é importador de óleo diesel e a opção de geração de energia elétrica com a utilização de óleo diesel como combustível principal onera todo o mercado consumidor, conforme foi explanado no capítulo 2, que tratou da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis dos Sistemas Isolados – CCC-ISOL.

Portanto, avaliar alternativas à geração de energia elétrica atualmente adotada torna-se ação relevante. O fato de que os sete municípios analisados neste estudo terão acesso ao gás natural, induz à avaliação de alternativas que sejam viáveis economicamente e que viabilizem o acesso à energia elétrica à população desses municípios.

Os geradores atualmente em uso nos municípios estudados encontram-se em condições precárias, conforme avaliações locais do engenheiro Wander Sampaio, da Petrobras, no ano de 2007. A adaptação desses motores para a utilização do gás natural não é possível, em função da obsolescência dos mesmos.

A opção que se mostra mais acertada é a aquisição de novos e modernos motores de combustão interna, em ciclo otto, com a agregação de geração complementar de frio ou de calor, conforme o caso. Estas opções serão avaliadas e as recomendações serão apresentadas no capítulo de conclusão.

Para a análise das vantagens e desvantagens da opção pelo óleo diesel ou pelo gás natural, pode-se enumerar as exigências ambientais, a eficiência, os custos, os custos de manutenção, o custo da energia gerada e o manuseio do combustível.

Em relação às exigências ambientais, o óleo diesel é considerado poluente atmosférico, na medida em que os produtos da combustão, basicamente gás carbônico

acompanhado de outros componentes nocivos, são expelidos para o meio ambiente, em alguns casos, na forma de fumaça preta.

As regulamentações ambientais no Brasil, ditadas pelo CONAMA, assim como em outros países, por meio das suas agências reguladoras, estabelecem limites para a composição dos gases de combustão, segundo padrões que definem valores cada vez menores ao longo dos anos futuros, para que os fabricantes de motores introduzam inovações de desenvolvimento tecnológico capazes de assegurarem a redução dos níveis atuais de poluição ambiental. Entretanto, com o crescimento exponencial da população de motores desse tipo, o aumento de volume de poluentes emitidos tem se mostrado inevitável.

O gás natural é considerado não poluente, embora a sua combustão, como ocorre com qualquer combustível, produza gás carbônico (CO_2) em elevadas proporções, em kg/kWh, contribuindo para o efeito estufa de forma semelhante. Além disso, há muitas incertezas quanto à composição do gás natural, dado que a mesma não é fixa e permanente. Os gases podem conter frações significativas de gases inertes (nitrogênio e hélio), de compostos sulfurosos (H_2S) e de CO_2 . A queima de gás natural "impuro" provoca impacto sobre a mudança no clima diferente do causado por hidrocarbonetos puros.

Para ambos os combustíveis, o uso de catalisadores é recomendável, visando à redução de emissões, especialmente no caso do óleo Diesel, considerando a produção de maior volume de material particulado, fuligem, monóxido de carbono e compostos sulfídricos, como o SO_2 , cujas presenças são reduzidas no gás natural.

No caso da eficiência dos combustíveis analisados, o óleo diesel apresenta rendimento entre 36 e 41%, para um poder calorífico típico de 10.500 Kcal/kg. Para geração de energia, o consumo específico fica em torno de 0,26 litro por kWh gerado em regime de carga acima de 70% da capacidade nominal do motor. O motor acionador não deve ser utilizado com carga inferior a 30% da sua capacidade, dado que, para estas condições, o rendimento cai abruptamente, além de precipitar o desgaste acentuado das camisas dos cilindros.

Já o motor que utiliza o gás natural como combustível apresenta rendimento entre 34 e 38% para regime de carga de 80% da capacidade nominal, podendo se reduzir consideravelmente em função de cargas menores. Os valores são para poder calorífico

médio de 9.400 Kcal/m³. Este rendimento pode ser melhorado introduzindo-se a co-geração ao sistema, para a produção de frio ou de calor. Para produção de energia elétrica, estima-se um consumo específico da ordem 0,30 m³/kWh gerado.

O investimento inicial em um motor que utiliza o gás natural como combustível geralmente é maior. Um motor a diesel tem um custo inicial de R\$ 650,00 a R\$ 800,00 por kW de potência instalada. Um motor a gás natural fica entre R\$ 1.100,00 a R\$ 1.400,00 por kW de potência instalada (Pereira, 2004).

Um dos diferenciais de custo dos motores a gás natural é o custo de manutenção. Nos motores a diesel, o custo de manutenção está na faixa de R\$ 35,00 a R\$ 50,00 por MWh de energia gerada. Por outro lado, o custo de manutenção de motores que utilizam o gás natural está limitado entre R\$ 20,00 a R\$ 25,00 por MWh de energia gerada (Pereira, 2004). O motor a gás natural tem maior durabilidade e, como consequência, menor custo específico de manutenção.

Um importante diferencial quando se compara a utilização do óleo diesel ao gás natural na geração de energia elétrica é o manuseio do combustível, que no caso estudado é bastante importante pela localização geográfica dos municípios e das características sócio-econômicas dos mesmos.

Na utilização do óleo diesel há a necessidade de armazenamento de quantidade compatível com a expectativa de uso do grupo gerador. Cuidados adicionais e medidas de segurança para prevenir riscos de incêndios, vazamentos e contaminação devem ser adotados.

Para o gás natural não há armazenamento de combustível, sendo o gás canalizado e suprido pela companhia distribuidora local. Há que se levar em consideração também o baixo risco de colapso no suprimento em decorrência de problemas na rede de abastecimento, rompimento de tubulações ou outras falhas de abastecimento.

5.1. Motores de combustão interna

Os motores de combustão interna com aplicação para geração de energia elétrica são de dois tipos: os do ciclo diesel e os do ciclo otto.

Nos motores de ignição por compressão, usualmente denominados motores diesel, o combustível utilizado é o óleo diesel ou um outro mais pesado (menos refinado). O ar introduzido na câmara de combustão (cilindro) sofre uma compressão muito superior à que ocorre nos motores otto. Como consequência a sua temperatura atinge um valor suficientemente elevado para iniciar a combustão de uma forma espontânea.

Os motores do ciclo otto são também conhecidos por motores de ignição por faísca (ou motores de explosão). Utilizam gasolina ou combustíveis gasosos. Nesse tipo de motores a energia de ativação necessária para iniciar a combustão é fornecida através da liberação de uma faísca entre os eletrodos de uma vela.

O Ciclo Otto é um ciclo termodinâmico, que idealiza o funcionamento de motores de combustão interna com ignição por faísca. Foi definido por Beau de Rochas e implementado com sucesso pelo engenheiro alemão Nikolaus Otto em 1876, e posteriormente por Étienne Lenoir e Rudolf Diesel.

Motores baseados neste ciclo equipam a maioria dos automóveis de passeio atualmente. O ciclo a quatro tempos é mais eficiente e com combustão menos poluente que o ciclo a dois tempos, mas requer consideravelmente mais partes móveis e mais habilidade do construtor e resulta em um motor maior e mais pesado que um motor de dois tempos com a mesma potência.

O ciclo de funcionamento de um motor de combustão a 4 tempos é assim designado em função das quatro fases do ciclo de combustão: admissão, compressão, explosão e exaustão.

Na admissão, a válvula de admissão permite a entrada da mistura combustível+ar, com a válvula de escape fechada. A dosagem da mistura combustível+ar é regulada pelo sistema de alimentação, que pode ser um carburador ou injeção eletrônica, em que se substitui o comando mecânico destes sistemas por um eletrônico.

Na compressão, a válvula de admissão é fechada, ficando o cilindro cheio com a mistura combustível+ar, que é agora comprimida pelo pistão. A válvula de escape permanece fechada nesta fase.

Na explosão, a mistura combustível+ar que se encontra comprimida na câmara de combustão, é inflamada devido a uma faísca produzida pela vela e explode. O aumento de pressão devido ao movimento de expansão destes gases empurra o êmbolo, impulsionando desta maneira o veio de manivelas e produzindo a força rotativa necessária ao movimento do eixo do motor que será posteriormente transmitido às rodas motrizes.

Finalmente, na fase de exaustão, o cilindro encontra-se cheio de gases queimados. É nesta altura, em que o êmbolo impulsionado pelo veio de manivelas retoma o seu movimento ascendente, que a válvula de escape se abre, permitindo a expulsão para a atmosfera dos gases impelidos pelo êmbolo no seu movimento. Após a expulsão dos gases o motor fica nas condições iniciais permitindo que o ciclo se repita.

O motor de dois tempos é um tipo de motor de combustão interna de mecanismo simples. Ou seja, ocorre um ciclo de admissão, compressão, expansão e exaustão de gases a cada volta do eixo. Diferente dos motores de quatro tempos, as etapas de funcionamento não ocorrem de forma bem demarcada, havendo admissão e exaustão de gases simultaneamente.

Os motores a combustão interna a gás natural sofreram significativo avanço tecnológico na última década, principalmente com o objetivo de concorrerem, dentro de certa faixa de potência, com as outras tecnologias que podem, também, fazer uso do gás natural como combustível, tais como: turbina a gás, micro turbina a gás e células a combustível, objetivando a sua utilização primordialmente nos sistemas de cogeração.

5.2. Avaliação econômica

Para a elaboração da proposta de geração de energia elétrica com a utilização de gás natural foram adotados grupos geradores a gás natural do fabricante Waukesha, com potência adequada aos patamares demandados em cada município. A tabela 5.1 apresenta os modelos considerados no estudo.

Tabela 5.1 – Grupos geradores considerados no estudo

Modelo	Potência Efetiva Unitária (kW)	Consumo (Mcal/h)	Consumo (m³/dia)
VSG 11GSI	165	473	1.276
VGf 18GSID	280	757	2.042
VGf 24GSID	375	1.006	2.713
VGf 36GSID	560	1.488	4.013
VHP 3604GSI/D	600	1.705	4.599
VGf 48GSID	750	1.980	5.341
APG 3000	2.800	5.864	15.817

Fonte: Waukesha, 2006.

Buscou-se também considerar a configuração modular dos grupos geradores, de forma que seja possível aumentar a potência do conjunto gerador com a inserção de módulos complementares em série.

No município de Anamã, a configuração proposta é composta por dois motores com potência efetiva unitária de 280 kW cada. De acordo com o fabricante, o consumo do grupo gerador é de 1.514 Mcal/h, que se traduz em 4.084 m³/dia. A tabela 5.2 apresenta os dados do parque gerador proposto para o município de Anamã.

Tabela 5.2 – Anamã - Proposta de Parque Gerador

Parque Gerador - Anamã				
Qtde.	Potência Efetiva Unitária (kW)	Potência Efetiva Total (kW)	Consumo (Mcal/h)	Consumo (m³/dia)
2	280	560	1514	4.084

Fonte: Elaboração própria.

Com base no parque gerador proposto para o município de Anamã, foi feito o cálculo do custo de geração do mesmo para fins de comparação com a situação atual, ou seja, geração de energia elétrica com a utilização do óleo diesel como combustível.

A carga de energia para o ano de 2007 adotada foi a estimada pela Eletrobrás em 2005, conforme a tabela 4.1. O custo do gás natural foi estimado em R\$ 0,69/m³, com impostos. A tabela 5.3 apresenta os resultados dos cálculos feitos para encontrar o custo da geração em Anamã com a utilização de parque gerador a gás natural, que ficou em R\$ 208,60/MWh. Comparando-se com a situação atual (geração utilizando o óleo diesel) que em Anamã resultou em R\$ 422,78/MWh, chega-se a uma redução da ordem de 51%.

Tabela 5.3 – Anamã - Cálculo do custo de geração com gás natural

<i>Geração com gás natural - Anamã (2007)</i>	
Carga de Energia Anual (MWh)	4.906
Consumo de gás natural (m ³ /dia)	4.084
Consumo anual de gás natural (m ³ /ano)	1.490.519
Custo com gás natural (R\$)	1.023.330,87
Custo da geração (R\$/MWh)	208,60

Fonte: Elaboração própria.

No município de Anori, foi proposta a configuração em dois motores; um com potência efetiva unitária de 375 kW e outro com 560 kW. De acordo com o fabricante, o consumo desta configuração é de 2.494 Mcal/h, que se traduz em 6.727 m³/dia. A tabela 5.4 apresenta os dados do parque gerador proposto para o município de Anori.

Tabela 5.4 – Anori - Proposta de Parque Gerador

<i>Parque Gerador - Anori</i>				
Qtde.	Potência Efetiva Unitária (kW)	Potência Efetiva Total (kW)	Consumo (Mcal/h)	Consumo (m ³ /dia)
1	560	560	1.488	4.013
1	375	375	1.006	2.713
2		935	2.494	6.727

Fonte: Elaboração própria.

A tabela 5.5 apresenta os resultados dos cálculos feitos para encontrar o custo da geração em Anori com a utilização de parque gerador a gás natural, que ficou em R\$ 205,81/MWh. Comparando-se com a situação atual, que em Anori resultou em R\$ 453,82/MWh, chega-se a uma redução da ordem de 55%.

Tabela 5.5 – Anori - Cálculo do custo de geração com gás natural

<i>Geração com gás natural - Anori (2007)</i>	
Carga de Energia Anual (MWh)	8.191
Consumo de gás natural (m³/dia)	6.727
Consumo anual de gás natural (m³/ano)	2.455.320
Custo com gás natural (R\$)	1.685.724,70
Custo da geração (R\$/MWh)	205,81

Fonte: Elaboração própria.

No município de Caapiranga, a configuração foi proposta para dois motores; um com potência efetiva unitária de 165 kW e outro com 280 kW. Informações do fabricante indicam que o consumo desta configuração é de 1.230 Mcal/h, que consumiria 3.318 m³/dia de gás natural. A tabela 5.6 apresenta os dados do parque gerador proposto para o município de Caapiranga.

Tabela 5.6 – Caapiranga - Proposta de Parque Gerador

<i>Parque Gerador - Caapiranga</i>				
Qtde.	Potência Efetiva Unitária (kW)	Potência Efetiva Total (kW)	Consumo (Mcal/h)	Consumo (m³/dia)
1	280	280	757	2.042
1	165	165	473	1.276
2		445	1.230	3.318

Fonte: Elaboração própria.

A tabela 5.7 apresenta os resultados dos cálculos feitos para encontrar o custo da geração em Caapiranga com a utilização de parque gerador a gás natural, que ficou em R\$ 213,27/MWh. Comparando-se com a situação atual, que no município de Caapiranga resultou em R\$ 535,98/MWh, chega-se a uma redução da ordem de 60%.

Tabela 5.7 – Caapiranga - Cálculo do custo de geração com gás natural

<i>Geração com gás natural - Caapiranga (2007)</i>	
Carga de Energia Anual (MWh)	3.898
Consumo de gás natural (m³/dia)	3.318
Consumo anual de gás natural (m³/ano)	1.210.924
Custo com gás natural (R\$)	831.371,85
Custo da geração (R\$/MWh)	213,27

Fonte: Elaboração própria.

No município de Coari, a configuração foi proposta para quatro motores; dois com potência efetiva unitária de 600 kW e dois com 2.800 kW. Informações do fabricante indicam que o consumo desta configuração é de 15.138 Mcal/h, que consumiria 40.831 m³/dia de gás natural. A tabela 5.8 apresenta os dados do parque gerador proposto para o município de Coari.

Tabela 5.8 – Coari - Proposta de Parque Gerador

<i>Parque Gerador - Coari</i>				
Qtde.	Potência Efetiva Unitária (kW)	Potência Efetiva Total (kW)	Consumo (Mcal/h)	Consumo (m³/dia)
2	2.800	5.600	11.728	31.633
2	600	1.200	3.410	9.198
4		6.800	15.138	40.831

Fonte: Elaboração própria.

A tabela 5.9 apresenta os resultados dos cálculos feitos para encontrar o custo da geração em Coari com a utilização de parque gerador a gás natural, que ficou em R\$ 171,77/MWh. Comparando-se com a situação atual, que no município de Coari resultou em R\$ 498,24/MWh, chega-se a uma redução da ordem de 66%.

Tabela 5.9 – Coari - Cálculo do custo de geração com gás natural

<i>Geração com gás natural - Coari (2007)</i>	
Carga de Energia Anual (MWh)	59.568
Consumo de gás natural (m³/dia)	40.831
Consumo anual de gás natural (m³/ano)	14.903.223
Custo com gás natural (R\$)	10.231.956,92
Custo da geração (R\$/MWh)	171,77

Fonte: Elaboração própria.

No município de Codajás, a configuração foi proposta para dois motores com potência efetiva unitária de 750 kW. Informações do fabricante indicam que o consumo desta configuração é de 3.960 Mcal/h, que consumiria 10.681 m³/dia de gás natural. A tabela 5.10 apresenta os dados do parque gerador proposto para o município de Codajás.

Tabela 5.10 – Codajás - Proposta de Parque Gerador

<i>Parque Gerador - Codajás</i>				
Qtde.	Potência Efetiva Unitária (kW)	Potência Efetiva Total (kW)	Consumo (Mcal/h)	Consumo (m³/dia)
2	750	1.500	3.960	10.681

Fonte: Elaboração própria.

A tabela 5.11 apresenta os resultados dos cálculos feitos para encontrar o custo da geração em Codajás com a utilização de parque gerador a gás natural, que ficou em R\$ 203,70/MWh. Comparando-se com a situação atual, que no município de Codajás resultou em R\$ 487,14/MWh, chega-se a uma redução da ordem de 58%.

Tabela 5.11 – Codajás - Cálculo do custo de geração com gás natural

<i>Geração com gás natural - Codajás (2007)</i>	
Carga de Energia Anual (MWh)	13.140
Consumo de gás natural (m³/dia)	10.681
Consumo anual de gás natural (m³/ano)	3.898.584
Custo com gás natural (R\$)	2.676.611,80
Custo da geração (R\$/MWh)	203,70

Fonte: Elaboração própria.

No município de Iranduba, a configuração foi proposta para dois motores com potência efetiva unitária de 2.800 kW. Informações do fabricante indicam que o consumo desta configuração é de 11.728 Mcal/h, que consumiria 31.633 m³/dia de gás natural. A tabela 5.12 apresenta os dados do parque gerador proposto para o município de Iranduba.

Tabela 5.12 – Iranduba - Proposta de Parque Gerador

<i>Parque Gerador - Iranduba</i>				
Qtde.	Potência Efetiva Unitária (kW)	Potência Efetiva Total (kW)	Consumo (Mcal/h)	Consumo (m³/dia)
2	2.800	5.600	11.728	31.633

Fonte: Elaboração própria.

A tabela 5.13 apresenta os resultados dos cálculos feitos para encontrar o custo da geração em Iranduba com a utilização de parque gerador a gás natural, que ficou em

R\$161,59/MWh. Comparando-se com a situação atual, que no município de Iranduba resultou em R\$ 568,50/MWh, chega-se a uma redução da ordem de 72%.

Tabela 5.13 – Iranduba - Cálculo do custo de geração com gás natural

<i>Geração com gás natural - Iranduba (2007)</i>	
Carga de Energia Anual (MWh)	49.056
Consumo de gás natural (m³/dia)	31.633
Consumo anual de gás natural (m³/ano)	11.546.109
Custo com gás natural (R\$)	7.927.096,76
Custo da geração (R\$/MWh)	161,59

Fonte: Elaboração própria.

No município de Manacapuru, a configuração foi proposta para quatro motores; um com potência efetiva de 1.860 kW e três com potência efetiva unitária de 2.800 kW. Informações do fabricante indicam que o consumo desta configuração é de 21.501 Mcal/h, que consumiria 57.993 m³/dia de gás natural. A tabela 5.14 apresenta os dados do parque gerador proposto para o município de Manacapuru.

Tabela 5.14 – Manacapuru - Proposta de Parque Gerador

<i>Parque Gerador - Manacapuru</i>				
Qtde.	Potência Efetiva Unitária (kW)	Potência Efetiva Total (kW)	Consumo (Mcal/h)	Consumo (m³/dia)
3	2.800	8.400	17.592	47.450
1	1.860	1.860	3.909	10.543
4		10.260	21.501	57.993

Fonte: Elaboração própria.

A tabela 5.15 apresenta os resultados dos cálculos feitos para encontrar o custo da geração em Manacapuru com a utilização de parque gerador a gás natural, que ficou em R\$ 161,70/MWh. Comparando-se com a situação atual, que no município de Manacapuru resultou em R\$ 446,22/MWh, chega-se a uma redução da ordem de 64%.

Tabela 5.15 – Manacapuru - Cálculo do custo de geração com gás natural

<i>Geração com gás natural - Manacapuru (2007)</i>	
Carga de Energia Anual (MWh)	89.878
Consumo de gás natural (m³/dia)	57.993
Consumo anual de gás natural (m³/ano)	21.167.539
Custo com gás natural (R\$)	14.532.785,42
Custo da geração (R\$/MWh)	161,70

Fonte: Elaboração própria.

5.3. Possibilidades de cogeração

A cogeração é a produção simultânea de trabalho e calor a partir da queima de um mesmo combustível. O trabalho mecânico é utilizado, em geral, para acionar um gerador e produzir energia elétrica, podendo ter outras finalidades como o acionamento de compressores ou propulsão de navios. O calor, em geral, é utilizado como vapor de processo ou água quente para aquecimento. Com isso, a eficiência global do sistema pode alcançar até 85%.

A cogeração é uma alternativa de uso final que permite o equacionamento de algumas demandas energéticas, além de ser uma alternativa de geração de maior eficiência energética.

Nos municípios analisados, além do fornecimento de energia elétrica, as atividades de pesca, uma das principais atividades econômicas locais, poderão ser beneficiadas com geração de frio para conservação do pescado.

Um chiller de água é uma máquina que tem como função arrefecer água ou outro líquido em diferentes tipos de aplicações, através de um ciclo termodinâmico.

Os dois principais tipos de chiller são o chiller de compressão ou elétrico e o chiller de absorção.

Os chillers de compressão utilizam um compressor mecânico, usualmente acionado por um motor elétrico, de forma a aumentar a pressão em determinada fase do ciclo termodinâmico do sistema. A desvantagem deste processo reside no seu relativamente elevado consumo energético.

Os chillers de absorção permitem produzir água gelada a partir de uma fonte de calor, utilizando para tal uma solução de um sal (brometo lítio) num processo termoquímico de absorção. Os chillers de absorção, por sua vez, subdividem-se em dois tipos: o chiller de absorção de queima direta e o chiller de absorção de queima indireta.

No chiller de absorção por queima direta, o calor necessário ao processo é obtido queimando diretamente um combustível, tipicamente gás natural. No chiller de absorção de queima indireta, o calor necessário é fornecido na forma de vapor de baixa pressão, água quente ou de um processo de purga quente.

Os chillers de absorção são muitas vezes integrados em sistemas de cogeração, de forma a permitir o aproveitamento do calor que de outra forma seria desperdiçado. O chiller de absorção de queima indireta utilizando água quente como fonte de calor representa o tipo de chiller mais apropriado para a integração com sistemas de cogeração com baixas capacidades instaladas, já que estes produzem água quente com temperaturas adequadas ao chillers. Existem essencialmente dois tipos distintos de chillers de absorção de queima indireta:

- Sistemas onde o absorvente é o amoníaco - estes sistemas representam um investimento relativamente elevado, sendo normalmente aplicados apenas em instalações de grande capacidade.
- Sistemas onde o absorvente é o brometo de lítio - representa o sistema mais utilizado nos casos de integração com sistemas de cogeração com baixas capacidades instaladas, devido essencialmente a uma melhor relação entre o seu custo e a sua eficiência energética.

5.4. Benefícios ambientais

O impacto dos poluentes das plantas termoelétricas devem ser minimizados de maneira a não afetar o nicho ambiental onde estão instaladas. A legislação em diferentes países estabelece limites que deverão ser cumpridos sob pena de pesadas multas. Tais limites são baseados na melhor tecnologia disponível no controle de emissões.

Segundo o Conselho Nacional do Meio Ambiente, através da Resolução CONAMA Nº 001, de 23 de janeiro de 1986, considera-se impacto ambiental qualquer alteração das propriedades físicas, químicas e biológicas do meio ambiente, causada por qualquer forma de matéria ou energia resultante das atividades humanas que, direta ou indiretamente, afetam:

- a saúde, a segurança e o bem-estar da população;
- as atividades sociais e econômicas;
- a biota;
- as condições estéticas e sanitárias do meio ambiente;
- a qualidade dos recursos ambientais.

A Resolução CONAMA Nº 003, de 28 de junho de 1990, define poluente atmosférico como qualquer forma de matéria ou energia com intensidade e em quantidade, concentração, tempo ou características em desacordo com os níveis estabelecidos, e que tornem ou possam tornar o ar:

- impróprio, nocivo ou ofensivo à saúde;
- inconveniente ao bem-estar público;
- danoso aos materiais, à fauna e flora;
- prejudicial à segurança, ao uso e gozo da propriedade e às atividades normais da comunidade, considerando a necessidade de ampliar o número de poluentes atmosféricos passíveis de monitoramento e controle no país.

É indiscutível que a aplicação da ciência e da tecnologia têm conduzido à melhoria no nível de vida das pessoas, pelo menos para uma parte da população do planeta, o que se caracteriza por:

- acréscimo da quantidade e qualidade da produção de alimentos;
- desenvolvimento dos meios de transporte e comunicação;
- desenvolvimento da construção de moradias;
- mecanização e automação dos processos produtivos (aumento da produtividade e redução do tempo de trabalho);
- desenvolvimento de sistemas para o fornecimento de água potável e para o tratamento de efluentes líquidos;
- eliminação de muitas doenças contagiosas e desenvolvimento de tratamentos efetivos para outras;

- aumento na qualidade de vida das pessoas, com o surgimento de equipamentos elétricos e eletrônicos domésticos.

Ao mesmo tempo, o modelo de desenvolvimento atual tem provocado efeitos nocivos sobre o meio ambiente:

- mudanças climáticas;
- perda de terras cultiváveis (desertificação);
- desmatamento;
- poluição de rios, lagos e mares;
- o *smog* foto-químico e a poluição do ar nas cidades;
- emissão de poluentes, produtos da combustão de combustíveis fósseis (CO_2 , NO_x , SO_x , C_xH_y , particulados, etc.).

Assim, aparece como um problema vital conciliar o desenvolvimento e as vantagens de um modo de vida aceitável, com a conservação do meio ambiente. Além disso, o consumo de energia traz como uma inevitável consequência a degradação ambiental, seja na sua exploração ou no seu consumo.

A interação das centrais termelétricas com o meio ambiente ocorre de várias formas, como mostrado na figura 5.1. As centrais termelétricas utilizam o combustível fóssil retirado da litosfera devolvendo cinzas, utilizam o ar para a combustão devolvendo produtos de combustão com uma ampla gama de poluentes, utilizam a água como sumidouro de calor nos sistemas de resfriamento e ainda poluem a atmosfera com emissões térmicas, sonoras e eletromagnéticas.

Figura 5.1: Emissões ambientais de centrais termelétricas.
Fonte: Lora e Nascimento, 2004.

Em se tratando de emissões em termelétricas, os principais poluentes são CO_2 , NO_x , SO_x , C_xH_y e particulados, cujas emissões estão diretamente relacionadas com a tecnologia de geração utilizada e com o tipo de combustível empregado.

A tabela 5.16 apresenta um cálculo aproximado de emissão dos grupos geradores dos municípios estudados, considerando como combustível o óleo Diesel e o gás natural.

Para a elaboração da tabela foram utilizados como parâmetros os dados da IEA – International Energy Agency – Key World Energy Statistics, 1998. Para as emissões de CO_2 , com o uso de óleo Diesel o fator adotado foi de 772g/kWh (IEA, 1998) e para o gás natural de 453g/kWh (BARBIER, 1991). No caso das emissões de NO_x , com o uso do óleo Diesel o fator utilizado foi de 12,3g/kWh (IEA, 1998) e com o gás natural foi de 0,5g/kWh (IEA, 1998). Para as emissões de SO_x , o fator para o uso do óleo Diesel foi de 1,6g/kWh, enquanto que a taxa deste poluente com a utilização do gás natural é irrelevante.

Para calcular a energia produzida, foi utilizado o fator de carga de 7.000 horas/ano. A mesma potência foi adotada para o uso do gás natural.

Tabela 5.16 – Comparação das emissões nos municípios estudados

Município	Potência Efetiva (kW)	Energia Produzida (MWh)	CO ₂ (t)		NOx (t)		SOx (t)	
			Diesel	GN	Diesel	GN	Diesel	GN
Anamá	1.370	9.590	7.403	4.344	118	5	15	-
Anori	1.562	10.934	8.441	4.953	134	5	17	-
Caapiranga	898	6.286	4.853	2.848	77	3	10	-
Coari	9.300	65.100	50.257	29.490	801	33	104	-
Codajás	3.500	24.500	18.914	11.099	301	12	39	-
Irlanduba	4.600	32.200	24.858	14.587	396	16	52	-
Manacapuru	11.700	81.900	63.227	37.101	1.007	41	131	-
Total	32.930	230.510	177.954	104.421	2.835	115	369	-

Fonte: Elaborado pelo autor com base nas informações disponíveis.

Os valores encontrados na tabela 5.16 indicam ser vantajoso, do ponto de vista ambiental, a substituição do gás natural pelo óleo Diesel na geração de energia elétrica em grupos geradores nos sete municípios estudados.

No cálculo elaborado, constata-se no somatório das emissões dos municípios, uma diminuição de 41% de CO₂, redução de 96% de NOx e de 100% de SOx.

6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Considerando as análises apresentadas, pode-se concluir que a geração de energia elétrica com a utilização de óleo diesel nos municípios estudados é ineficiente e de alto custo. A tabela 6.1 apresenta um resumo do que foi detalhado nos capítulos anteriores, com o custo da geração em cada município.

Tabela 6.1 – Quadro resumo - Geração de energia elétrica com óleo diesel

<i>Quadro Resumo - Geração de energia elétrica com óleo diesel</i>						
Município	Carga de Demanda (kW) ⁽¹⁾	Carga de Energia (MWh) ⁽²⁾	Carga de Energia Anual (MWh) ⁽³⁾	Consumo de óleo diesel (l) ⁽⁴⁾	Custo com óleo diesel (R\$) ⁽⁵⁾	Custo da geração (R\$/MWh)
Anamã	865	4.053	3.940	1.089.945	1.665.843,73	422,78
Anori	1.494	7.443	6.805	2.020.749	3.088.460,28	453,82
Caapiranga	635	3.442	2.893	1.014.381	1.550.354,56	535,98
Coari	9.289	57.752	42.313	13.793.755	21.082.022,33	498,24
Codajás	2.525	11.965	11.502	3.665.970	5.602.974,39	487,14
Irlanduba ⁽⁶⁾	8.860	48.788	24.836	9.238.198	14.119.425,48	568,50
Manacapuru	17.512	67.244	79.771	23.289.556	35.595.160,87	446,22
Média						487,52

Fonte: Elaboração própria.

Os dados de carga de demanda (1) e (2) foram estimados pela Eletrobrás para o ano de 2006 e incluem as perdas. Os valores das perdas (3) foram estimados para fins de cálculo em 48%. Para o consumo de óleo diesel (4) foram utilizados dados de 2005 e projetados para 2007 com taxa de crescimento de 7% a.a. O custo do óleo diesel (5) foi valorado pela semana de 4 a 10 de fevereiro de 2008. Neste estudo, foi estimado que o município de Irlanduba recebe 20% da sua energia da Manaus Energia (6).

A tabela 6.2 apresenta um quadro resumo com os resultados da simulação da implantação das configurações de parque gerador a gás natural nos municípios estudados. Constata-se, considerando as premissas já descritas, que há uma economia relevante no custo de geração nos municípios.

Tabela 6.2 – Quadro resumo - Geração de energia elétrica com gás natural

Quadro Resumo - Geração de energia elétrica com gás natural				
	Potência Efetiva (kW)	Carga de Energia (MWh)	Consumo (m³/dia)	Custo de Geração (R\$/MWh)
Anamã	560	4.906	4.084	208,60
Anori	935	8.191	6.727	205,81
Caapiranga	445	3.898	3.318	213,27
Coari	6.800	59.568	40.831	171,77
Codajás	1.500	13.140	10.681	203,70
Irlanduba	5.600	49.056	31.633	161,59
Manacapuru	10.260	89.878	57.993	161,70
			Média	189,49

Fonte: Elaboração própria.

Comparando-se a situação atual com a situação proposta, estima-se uma economia significativa com a utilização do gás natural. A tabela 6.3 apresenta um quadro comparativo entre o custo de geração com o óleo diesel e o custo de geração com o gás natural. De acordo com o estudo, a economia no ano de 2007, caso o gás natural fosse o combustível utilizado dentro das premissas apresentadas, teria sido de aproximadamente R\$ 53 milhões.

Tabela 6.3 – Quadro resumo - Economia com a geração de energia elétrica com gás natural em 2007

Quadro Resumo - Economia da substituição do óleo diesel pelo gás natural					
Município	Custo da geração		Economia (R\$/MWh)	Carga de Energia em 2007 (MWh)	Economia em 2007 (R\$)
	a óleo diesel (R\$/MWh)	Custo de geração a gás natural (R\$/MWh)			
Anamã	422,78	208,60	214,17	3.940	843.889,75
Anori	453,82	205,81	248,01	6.805	1.687.812,35
Caapiranga	535,98	213,27	322,71	2.893	933.457,97
Coari	498,24	171,77	326,47	42.313	13.813.902,20
Codajás	487,14	203,70	283,44	11.502	3.260.046,87
Irlanduba	568,50	161,59	406,91	24.836	10.106.049,63
Manacapuru	446,22	161,70	284,52	79.771	22.696.619,75
				Total	53.341.778,53

Fonte: Elaboração própria.

Além da vantagem econômica que pode ser auferida com a utilização do gás natural na geração de energia elétrica nos municípios considerados neste estudo, há ainda a possibilidade de aproveitamento dos gases de exaustão para a geração de frio, que pode ser útil na região em frigoríficos para a conservação do pescado, forte atividade econômica do estado.

A tabela 6.4 apresenta quadro resumo com o potencial para cogeração, com geração de frio e conseqüentemente maior aproveitamento da fonte de energia.

Tabela 6.4: Quadro resumo - Potencial para cogeração

Quadro Resumo - Potencial para Cogeração		
Município	Rejeição de calor nos gases de exaustão (Mcal/h)	Temperatura dos gases de exaustão (°C)
Anamã	408	602
Anori	672	601
Caapiranga	321	550
Coari	4.180	500
Codajás	1.066	600
Iranduba	3.218	352
Manacapuru	5.900	352

Fonte: Waukesha, 2006.

A produção gratuita de frio por cogeração em chillers a absorção varia entre 20 a 40 TRh para cada 100 kWh produzidos. A situação onde se consegue maior produção gratuita de frio (até 40 TR/100 kW) é a que utiliza água quente dos motores e os gases de exaustão diretamente no chiller.

A utilização de chillers com estágio simples pode se constituir em uma solução adequada. Especificações técnicas de um fabricante deste tipo de equipamento indicam um modelo cuja alimentação se dá por gases de exaustão com temperatura acima de 260 ° C, sem necessidade de caldeira de recuperação, vapor nem água quente. O coeficiente de performance e consumo (COP), considerando temperatura dos gases de exaustão igual a 300 ° C fica em torno de 0,78, com capacidades disponíveis entre 50 TR até 6.614 TR, operando com capacidade ajustável entre 5% a 115% da capacidade nominal.

Sugere-se para estudos futuros uma avaliação aprofundada deste tipo de aproveitamento de gases de exaustão para a produção de frio, o que pode ser de ampla utilização caso se confirmem os dados do fabricante.

Considerando os resultados apresentados, com as premissas adotadas, pode-se concluir que os benefícios técnicos, econômico-financeiros e ambientais avaliados neste estudo podem ser estendidos para outras situações similares.

Para municípios que não estão próximos ao gasoduto serão necessários estudos complementares para a avaliação das possibilidades de substituição dos grupos geradores a óleo diesel por motores a combustão interna utilizando gás natural. Neste caso deverá ser avaliado o impacto dos custos de transporte do gás natural para as opções disponíveis: gasoduto de distribuição ou gás natural comprimido em cilindros, transportados em barcos. A escolha por uma das opções deve considerar a localização geográfica do município e a carga a ser atendida.

No caso da alternativa do gás natural comprimido em cilindros, deve-se considerar a frequência de abastecimento, a infra-estrutura necessária, bem como os custos do sistema.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABREU, P. L. **Gás natural: o combustível do novo milênio**. Porto Alegre: Plural Comunicação, 2003.

ÁLVARES JR., O. de M. **Emissões atmosféricas: tecnologias e gestão ambiental**. Brasília: Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial. Departamento Nacional, 2002.

ARAÚJO, P. D. et al. **Análise comparativa entre dois sistemas de geração de energia elétrica para a comunidade isolada no interior do estado do Amazonas: célula a combustível com reformador para gás natural x gerador Diesel**. Campinas, SP: Universidade Estadual de Campinas, 2004.

ASSOCIATION FRANÇAISE DU GAZ. **Aide – Memoire du Gaz**, 2001.

BARBIER, E. Geothermal energy: its role in the generation of electricity and its environmental impact. In: International Atomic Energy Agency. **Electricity and Environment**. Report IAEA-TECDOC-624. Vienna, 1991.

BERMANN, C. **Energia no Brasil: para quê? Para quem? Crise e alternativas para um país sustentável**. São Paulo: Livraria da Física: FASE, 2001.

BROAD AIR CONDITIONING. **Ficha técnica de chillers a absorção Broad**, 2005.

CENTRO DE ESTUDOS EM ECONOMIA DA ENERGIA, DOS TRANSPORTES E DO MEIO AMBIENTE. **Tecnologias de Aproveitamento do Calor**, 2007.

CIGÁS. **Estudo do mercado de gás natural do estado do Amazonas**, 2003. CD-ROM

COMPANHIA ENERGÉTICA DO AMAZONAS. **Relatório de Gestão 2003**. Manaus, 2004.

CONPET. Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural. **Gás Natural: Informações Técnicas**. Disponível em: <http://www.conpet.gov.br>. Acesso em : 12 maio 2007.

DEPARTAMENTO INTERSINDICAL DE ESTATÍSTICA E ESTUDOS SOCIOECONÔMICOS. **Nota Técnica 43. O PAC, o setor de hidrocarbonetos e a matriz energética brasileira**. São Paulo, 2007.

DUTRA, Luís Eduardo; LOPES, Carlos Alberto. Gás Natural como matéria-prima. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, n. 315, 2007.

ELETROBRÁS – Grupo Técnico Operacional da Região Norte – GTON. **Plano de Operação 2006 – Sistemas Isolados**. Rio de Janeiro, 2006.

ELETROBRÁS – **Previsão Decenal por Localidade – Sistemas Isolados Ciclo 2005**. Rio de Janeiro, 2005.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Mercado de energia elétrica: 2006-2015**. Rio de Janeiro, 2005.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Mercado de energia elétrica 2006. Brasil, regiões e classes de consumo**. Rio de Janeiro, 2006.

FROTA, W. M. **Sistemas isolados de energia elétrica na Amazônia no novo contexto do setor elétrico brasileiro**. Campinas: UNICAMP, 2004.

GALLO, K. C.; SIMONATO, A. L. **Aplicação de Modelagem no Crescimento Populacional Brasileiro**. São Paulo, 2005.

GRONE, O.; HELLMANN, J. O. **Low Speed Engines in Stationary Diesel Plants**. Power Gen 97 International, 1997.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. Banco de Dados – Cidades. Disponível em < [http: www.ibge.gov.br/cidadesat](http://www.ibge.gov.br/cidadesat) >, 2007.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **CO₂ emissions from fuel combustion 1971 - 1997**. Paris, 1998.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – **Key World Energy Statistics**, 1998.

JÚNIOR, A. G. M.; FAGÁ, M. T. W. Substituição de motores elétricos por motores de combustão interna de ciclo otto a gás natural em instalações de bombeamento de petróleo e seus derivados. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO E GÁS, 3. 2005. Rio de Janeiro. **Anais**. Rio de Janeiro: IBP, 2005.

LORA, E. E. S.. NASCIMENTO, M. A. R. do. **Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação**. Rio de Janeiro: Interciência, 2v., 2004.

PEREIRA, J. C. **Relatório de Estudo de Viabilidade**. Rio de Janeiro, 2004.

PETROBRAS. **Relatório sobre o Projeto Gasoduto Urucu-Manaus**. Rio de Janeiro, 2007.

SAUER, I. L. et al. **A reconstrução do setor elétrico brasileiro**. Campo Grande: UFMS; São Paulo: Paz e Terra, 2003.

SAUER, I. L. **Um novo modelo para o setor elétrico brasileiro**. Universidade de São Paulo, 2002. CD-ROM.

SPEIGHT, G. J. **Gas processing: enviromental aspects and methods**. 1993.

TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO. **Relatório de auditoria TC-013.237/2004-1**. Brasília, 2005.

WAUKESHA. **Gas engines specifications – heat rejection & operating Data**, 2006.