



UFAM

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO AMAZONAS
FACULDADE DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE
RECURSOS DA AMAZÔNIA – PPG-ENGRAM**

**ANÁLISE ECONÔMICA DA INTRODUÇÃO DO GÁS
NATURAL NA MATRIZ ELÉTRICA DA CIDADE DE
MANAUS - ESTADO DO AMAZONAS**

WHYLKER MOREIRA FROTA

**MANAUS
2011**

UNIVERSIDADE FEDERAL DO AMAZONAS
FACULDADE DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE
RECURSOS DA AMAZÔNIA – PPG-ENGRAM

WHYLKER MOREIRA FROTA

ANÁLISE ECONÔMICA DA INTRODUÇÃO DO GÁS
NATURAL NA MATRIZ ELÉTRICA DA CIDADE DE
MANAUS - ESTADO DO AMAZONAS

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos da Amazônia, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia de Recursos da Amazônia, área de concentração Engenharia de Recursos Naturais.

Orientador: Prof. Dr. Willamy Moreira Frota

MANAUS
2011

Ficha Catalográfica
(Catalogação realizada pela Biblioteca Central da UFAM)

F941a Frota, Whylker Moreira

Análise econômica da introdução do gás natural na matriz elétrica da cidade de Manaus – Estado do Amazonas / Whylker Moreira Frota. Manaus: UFAM, 2011.

90f.; il. color.

Dissertação (Mestrado em Engenharia de Recursos da Amazônia) — Universidade Federal do Amazonas, 2011.

Orientador: Prof. Dr. Willamy Moreira Frota

1. Gás Natural – Manaus (AM) 2. Energia elétrica – Geração - Manaus (AM) 3. Usinas elétricas - Manaus (AM) I. Frota, Willamy Moreira (Orient.) II. Universidade Federal do Amazonas III. Título

CDU (1997) 662.76(811.3)(043.3)

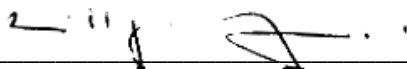
WHYLKER MOREIRA FROTA

**ANÁLISE ECONÔMICA DA INTRODUÇÃO DO GÁS
NATURAL NA MATRIZ ELÉTRICA DA CIDADE DE
MANAUS - ESTADO DO AMAZONAS**

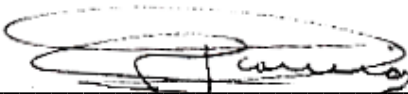
Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos da Amazônia, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia de Recursos da Amazônia, área de concentração Engenharia de Recursos Naturais.

Aprovado em 20 de dezembro de 2011.

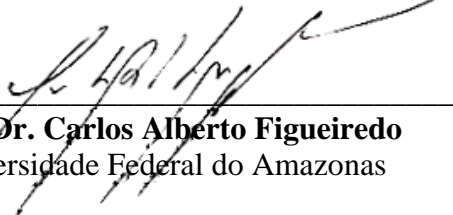
BANCA EXAMINADORA



Prof. Dr. Willamy Moreira Frota
Universidade Federal do Amazonas



Prof. Dr. José de Castro Correia
Universidade Federal do Amazonas



Prof. Dr. Carlos Alberto Figueiredo
Universidade Federal do Amazonas

Dedico este trabalho à minha querida esposa Rebeca
e aos meus filhos Joel e Miguel.

AGRADECIMENTOS

Ao Senhor Deus por me conceder vida e saúde durante esta etapa de minha formação acadêmica;

Aos meus pais, Edmundo e Raimunda, pela educação e incentivo ao meu aprendizado;

Aos meus irmãos, Willamy, Whagno, Maria Zeilla e Maria Zeli, pelo apoio recebido;

Ao Prof. Dr. Willamy pelo companheirismo e orientação durante o desenvolvimento deste trabalho;

À Prof. Dra. Consuelo pela confiança e certeza de realização deste estudo;

À Prof. Dra. Elizabeth Cartaxo por sua orientação, longanimidade e apoio docente;

Aos professores do PPG-ENGRAM pela contribuição acadêmica no decorrer do curso;

Aos professores doutores José de Castro Correia e Carlo Alberto Figueiredo membros da banca examinadora, pela disposição e apoio acadêmico necessário;

Aos colegas de curso pela amizade compartilhada no decorrer do curso;

Ao colega de academia e de empresa, Leonardo Caldas pela ajuda motivadora;

A todos aqueles que direta ou indiretamente contribuíram para realização desta dissertação.

Nada há melhor para o homem do que comer, beber e fazer que a sua alma goze o bem do seu trabalho. No entanto, vi também que isto vem da mão de Deus, pois separado, deste, quem pode comer ou quem pode alegrar-se?

Eclesiastes 2: 24, 25.

RESUMO

Este trabalho objetivou estudar os impactos econômicos decorrentes da substituição dos óleos combustíveis derivados de petróleo pelo gás natural, proveniente da Bacia Petrolífera do Solimões, município de Coari (AM), na matriz elétrica da cidade de Manaus – estado do Amazonas. O estudo foi feito através de uma análise de cenário que considera o volume de gás e o prazo de duração definidos pelo contrato de fornecimento do gás natural para o parque térmico de Manaus até dezembro de 2030. A metodologia foi baseada nos aspectos de geração de eletricidade, consumo e custo dos energéticos (óleos derivados de petróleo e gás natural), visando definir o custo evitado com a substituição dos combustíveis, bem como apresentar um estudo de modulação de usinas térmicas que indique uma melhor eficiência energética para a utilização do volume de gás contratado. Dessa forma, a pesquisa permitiu: (a) identificar que o custo evitado, com a substituição dos energéticos para o parque térmico existente na cidade de Manaus, será da ordem de R\$ 1 bilhão (US\$ 529 milhões) por ano a partir do ano de 2012; e (b) desenvolver uma proposta para a utilização de todo o volume de gás natural contratado para a geração de energia elétrica, com a implantação de uma usina termelétrica com turbinas à gás em ciclo combinado do porte de 500 a 600 MW de potência nominal instalada, resultando em um aumento da ordem de 80% na capacidade de geração a gás natural, bem como um ganho de eficiência energética de aproximadamente 28% no parque termelétrico instalado atualmente no Sistema Manaus.

Palavras-chave: Gás Natural, Petróleo, Geração Termelétrica, Cidade de Manaus.

ABSTRACT

This study investigated the economic impacts caused by substitution of fuel oil derived from oil to gas, from the Solimões Basin Petroleum, city of Coari (AM), the electrical grid of the city of Manaus - Amazonas state. The study was done through a scene analysis which considers the gas volume and the period specified in the contract, supplying natural gas to the thermal park of Manaus until December 2030. The methodology was based on aspects of electricity generation, energy consumption and cost of fuels (derived from petroleum and natural gas) in order to set the avoided cost of the fuels replacement, as well as present a study of Thermal Plants modulation indicating a better energy efficiency for the use of the volume of gas already contracted. Thus, the research permitted to: (a) identify the avoided cost, with the replacement of fuels to the existing thermoelectric park in the city of Manaus, will be around R\$ 1 billion (US\$ 529 million) per year from the year 2012, and (b) develop a proposal to use the entire volume of natural gas contracted for electric power generation, with the implementation of a power plant with gas turbines in combined cycle size from 500 to 600 MW of installed rated power, resulting in an increase of about 80% generation capacity with natural gas, as well as an energetic efficiency gain of about 28% in the thermoelectric park system currently installed in Manaus Electric System.

Keywords: Natural gas, Petroleum, Thermoelectric Generation, City of Manaus.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Concessionárias distribuidoras de energia elétrica da Amazônia.....	24
Figura 2	Distribuição geográfica do consumo de energia elétrica previsto para 2011.....	26
Figura 3	Sistemas elétricos isolados do estado do Amazona.....	37
Figura 4	Formas de apresentação do gás natural na natureza.....	54
Figura 5	Aproveitamento termelétrico do gás natural da Bacia do Rio Solimões.....	62
Figura 6	Derivação do gasoduto Coari – Manaus para outras localidades do estado.....	63
Figura 7	Ciclo Simples.....	65
Figura 8	Ciclo Combinado.....	66
Figura 9	Esquema Típico de uma planta em Ciclo Combinado tipo 2+1, com três geradores.....	68
Figura 10	Usina termelétrica a ciclo combinado arranjo 2 + 1.....	69

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1	Participação dos principais mercados no consumo total dos sistemas isolados.....	28
Gráfico 2	Fornecimento de energia elétrica no estado do Amazonas no ano de 2010.....	38
Gráfico 3	Estrutura de consumo na cidade de Manaus em 2010.....	40
Gráfico 4	Estrutura de consumo no interior do estado do Amazonas em 2010.....	41
Gráfico 5	Reservas provadas de gás natural.....	55
Gráfico 6	Reservas provadas de gás natural por unidade de Federação em 2010.....	56
Gráfico 7	Produção de gás natural por unidade de Federação em 2010.....	57
Gráfico 8	Eficiência Líquida para diferentes tipos de usinas térmicas.....	66

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Sistemas Isolados da Amazônia (fevereiro/2011).....	27
Tabela 2	Fornecimento de Energia Elétrica – Capital – GWh.....	39
Tabela 3	Fornecimento de Energia Elétrica – Interior – GWh.....	41
Tabela 4	Parque Gerador Manaus – Capacidade Efetiva em 2011.....	43
Tabela 5	Contratos de Compra de Energia.....	44
Tabela 6	Contratos de Locação de Grupos Geradores de Energia.....	44
Tabela 7	Leilões – Energia Nova.....	45
Tabela 8	Leilões – Fontes Alternativas.....	46
Tabela 9	Plano Anual de Combustível 2010 – Sistemas Isolados.....	47
Tabela 10	Parâmetros técnico-econômicos de diferentes tipos de centrais termelétricas.....	67
Tabela 11	Ciclos combinados comerciais de distintos fabricantes para a geração de eletricidade a uma frequência de 60 Hz.....	70
Tabela 12	Balanco de Energia para o Sistema Manaus no ano de 2011 (MWh).	72
Tabela 13	Custos e Consumos Específicos dos Combustíveis Derivados de Petróleo e Gás Natural no ano de 2011.....	76
Tabela 14	Impactos Econômicos com o Uso do Gás Natural – Cenário para o ano de 2012.....	78
Tabela 15	Desempenho das Usinas a Gás Natural Instaladas na Cidade de Manaus – Cenário 2012.....	81
Tabela 16	Proposta de uma Nova Configuração para a Geração Térmica a Gás Natural para a Cidade de Manaus.....	82

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AmE	Amazonas Distribuidora de Energia S.A
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BC	Banco Central do Brasil
BEN	Balanço Energético Nacional
BOVESA	Boa Vista Energia S.A
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CCC- Isol	Conta de Consumo de Combustíveis dos Sistemas Isolados
CEA	Companhia de Eletricidade do Amapá S.A
CEAM	Companhia Energética do Amazonas
CELPA	Centrais Elétricas do Pará S.A
CELTINS	Companhia Energética de Tocantins S.A
CEMAR	Companhia Energética do Maranhão S.A
CEMAT	Companhia Energética do Mato Grosso S.A
CER	Companhia Energética de Roraima S.A
CERON	Centrais Elétricas de Rondônia S.A
CIGÁS	Companhia de Gás do Amazonas
ELETROACRE	Companhia de Eletricidade do Acre S.A
ELETROBRAS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A
ELETRONORTE	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPIA	Estudo Prévio de Impacto Ambiental

GN	Gás Natural
GTON	Grupo Técnico Operacional da Região Norte
GTW	Gas Turbine World
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços
LT	Linha de Transmissão
MESA	Manaus Energia S.A
MME	Ministério de Minas e Energia
OC1A	Óleo Combustível
OCTE	Óleo Leve para Turbinas Elétricas
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PETROBRAS	Petróleo Brasileiro S.A
PIE	Produtor Independente de Energia
PGE	Óleo para Geradores Elétricos
PNUD	Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento
RIMA	Relatório de Impacto Ambiental
SIN	Sistema Interligado Nacional
SUFRAMA	Superintendência da Zona Franca de Manaus
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	17
1.1	Caracterização do Estudo.....	17
1.2	Objetivos da Dissertação.....	20
1.2.1	Objetivo Geral.....	20
1.2.2	Objetivos Específicos.....	20
1.3	Justificativa da Pesquisa.....	21
1.4	Estrutura do Trabalho.....	22
2	SISTEMAS ELÉTRICOS ISOLADOS DA AMAZÔNIA.....	23
2.1	Características Gerais dos Sistemas.....	23
2.2	Características dos Sistemas Isolados.....	24
2.3	Características dos Sistemas Isolados da Amazônia.....	27
2.4	Conta de Consumo de Combustíveis para os Sistemas Isolados.....	29
2.4.1	Plano de Operação dos Sistemas Elétricos Isolados.....	32
2.4.2	Plano Anual de Combustíveis dos Sistemas Elétricos Isolados.....	33
2.4.3	Programa Mensal de Operação dos Sistemas Isolados.....	34
3	SISTEMAS ELÉTRICOS ISOLADOS DO ESTADO DO AMAZONAS.....	36
3.1	Fornecimento de Energia Elétrica.....	37
3.2	Parque Gerador da Cidade de Manaus.....	43
3.3	Contratos de Compra de Energia Elétrica na Cidade de Manaus.....	44
4	O GÁS NATURAL E O SETOR DE ENERGIA.....	49

4.1	Contextualização de Desenvolvimento Sustentável–DS e Planejamento Integrado de Recursos–PIR.....	50
4.2	Breve Histórico do Gás Natural no Brasil.....	53
4.3	O Gás Natural no estado do Amazonas.....	56
4.3.1	Justificativa do Empreendimento.....	59
4.3.2	Características Principais do Gasoduto Coari-Manaus.....	61
4.4	Geração Térmica a Gás Natural no Estado do Amazonas.....	64
4.4.1	Usinas Térmicas a Gás Natural de Ciclo Simples e de Ciclo Combinado.....	64
4.4.2	Operação do Parque Térmico com Gás Natural no Amazonas.....	71
5	ANÁLISE ECONÔMICA DO GÁS NATURAL NAS TERMELÉTRICAS DA CIDADE DE MANAUS.....	74
5.1	Metodologia para Levantamento de Dados Referência.....	74
5.1.1	Parâmetros para o Cálculo dos Custos dos Combustíveis.....	75
5.2	A Geração Termelétrica a Gás Natural na Cidade de Manaus.....	76
5.2.1	Análise Comparativa da Utilização de Óleos Combustíveis e Gás Natural.....	77
5.2.2	Proposta de Otimização da Geração Térmica a Gás Natural na Cidade de Manaus.....	79
6	CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	84
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	87

1 INTRODUÇÃO

1.1 Caracterização do Estudo

As potencialidades da Amazônia, entre as quais se destacam sua dimensão continental, baixa densidade demográfica, disponibilidade de terras e riquezas naturais, elementos culturais e sociais típicos, conferem importância estratégica à região neste início de milênio. Essas condições permitem situá-la como um caso especial de desenvolvimento em termos mundiais, desde que, efetivamente, sejam incorporadas preocupações e prioridades – como as questões ambiental e científico-tecnológica – além dos princípios gerais sobre os quais está fundada a política do Governo Federal: ativação das potencialidades das regiões; maior integração econômica inter-regional; e inserção da região à dinâmica nacional de expansão econômica baseada na globalização.

Por outro lado, as transformações que estão ocorrendo nos paradigmas produtivos e de desenvolvimento nos contextos mundial e nacional, redefinem o processo de ocupação e modernização da Amazônia, alterando o seu papel e sua posição na economia brasileira. A formação de novos setores e atividades econômicas, aliada ao desenvolvimento tecnológico e ao aumento da consciência ambiental, cria um novo tipo de demanda por recursos naturais e permite a sua exploração em bases sustentáveis, gerando novas e interessantes oportunidades de desenvolvimento da região, facilitando a construção de um novo modelo de interação econômica e de formas mais sustentáveis de aproveitamento dos recursos naturais.

No estado do Amazonas, a disponibilidade, a extensão e a diversidade dos recursos naturais e ambientais – renováveis e não renováveis – potencialmente disponíveis para uso econômico se constituem como fator importante das vantagens competitivas do Estado, onde se tem a formação de um novo pólo de desenvolvimento regional, que estará associado um novo centro de grande potencial e dinamismo, decorrentes de investimentos em obras de

infraestrutura e empreendimentos, como o núcleo de exploração de gás natural e petróleo do campo de Urucu, no município de Coari. Com isto, a infraestrutura básica de energia elétrica no estado do Amazonas assume importância significativa e, até mesmo primordial, dentro do processo de desenvolvimento e integração da Amazônia ao cenário nacional.

Assim, a implantação do projeto do gás natural, descoberto na década de 80, irá contribuir na oferta de energia nos próximos anos, com significativas melhorias nas questões ambientais e econômicas, sendo um fator importante para a ampliação da sua atividade econômica, iniciando um novo processo de transformação nos paradigmas e de desenvolvimento nos contextos nacional e mundial, alterando o seu papel e a sua posição na economia brasileira, com a formação de novos setores e atividades econômicas motivados pelo projeto do gás natural, aliada ao desenvolvimento tecnológico e ao aumento da consciência ambiental, facilitando a construção de um novo modo de interação econômica através da exploração de seus recursos naturais em bases sustentáveis.

O vetor energia elétrica assume importância significativa no processo de integração da Amazônia ao desenvolvimento nacional. O atendimento as necessidades de energia elétrica a esta região adquire, portanto, prioridade dentre os objetivos constitucionais de redução das desigualdades regionais (Frota, 2004). Na Amazônia Ocidental, pode-se dizer que a falta de energia elétrica é, um fator de inibição do desenvolvimento regional e, em muitas das localidades, menores e mais isoladas, um fator de marginalização econômica, social e cultural.

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 elevadíssimos, tendo em vista a necessidade de geração térmica a diesel e a óleo combustível, cujo montante representa cerca de 92% de todo o combustível previsto para ser utilizado no Brasil na geração de energia termelétrica, sinalizando um custo

com combustível para o ano de 2011 superior a R\$ 2 bilhões, que é suportado, em grande parte, pelas transferências de recursos obtidos através de subsídios da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC).

O atendimento às necessidades energéticas das localidades isoladas situadas na região Amazônica, em particular, no estado do Amazonas, apresenta uma situação crítica, que é completamente diferente da estrutura de suprimento de energia das demais regiões do Brasil, com custos de produção de energia elétrica, muito superiores aos praticados nos sistemas elétricos interligados que atendem a maioria da população brasileira, devido os elevados preços dos óleos combustíveis derivados de petróleo utilizados nos processos de geração de energia elétrica das usinas térmicas dos sistemas elétricos isolados que atendem o Estado.

No entanto, o estado do Amazonas possui um grande potencial de recursos naturais e ambientais – renováveis e não renováveis – disponíveis para uso econômico, constituindo em importantes vantagens competitivas da Amazônia, sendo o maior produtor de gás natural e terceiro maior produtor de petróleo, em terra firme, do Brasil. Esse cenário energético possibilita identificar os benefícios que o mercado de gás natural (GN) na região proporcionará para os sistemas elétricos isolados do estado do Amazonas, considerando o impacto econômico do projeto do gás natural para a geração de energia elétrica nas localidades que utilizam, atualmente, derivados de petróleo, como o óleo diesel e o óleo combustível, como é o caso da capital Manaus e dos municípios contemplados pelo traçado do gasoduto Coari – Manaus.

Neste cenário, o projeto do gás natural no estado do Amazonas se insere num esforço de governo para a elaboração de um planejamento energético e ambiental viável ao desenvolvimento sustentável do estado do Amazonas, considerando que as grandes distâncias, a baixa taxa de ocupação demográfica e o seu ecossistema definem um quadro de dificuldades que exige um tratamento específico para atender às necessidades de energia elétrica da sua

população, que representa o principal mercado para a utilização do energético gás natural da província de Urucu, no município de Coari (AM). Para Frota (2004):

[...] a adequada prestação dos serviços públicos de energia elétrica no estado do Amazonas, ou seja, que satisfaça as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas, é condição fundamental para o cumprimento do objetivo constitucional de redução das desigualdades regionais, sob pena da falta de energia elétrica se transformar em fator de inibição do desenvolvimento regional e de marginalização econômica, social e cultural.

1.2 Objetivos da Dissertação

Esta pesquisa visa realizar uma análise econômica do custo no processo de geração de energia elétrica do Sistema Elétrico Isolado da cidade de Manaus – estado do Amazonas, bem como uma melhor configuração de geração térmica para o Sistema Manaus, considerando a introdução do energético gás natural na sua matriz elétrica.

1.2.1 Objetivo Geral

Verificar os impactos econômicos com a substituição dos óleos combustíveis derivados de petróleo pelo gás natural na geração de energia elétrica na cidade de Manaus – estado do Amazonas.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Contextualizar a Amazônia no cenário de atendimento energético brasileiro;
- Apresentar o estado da arte da produção de energia elétrica no Sistema Elétrico Isolado da cidade de Manaus;

- Identificar as variáveis que influenciam no custo de produção de energia elétrica no Sistema Manaus;
- Realizar análise econômica com o cenário do gás natural à luz do contrato firmado entre as empresas Manaus Energia (atual Amazonas Energia) e CIGÁS; e
- Propor uma configuração de geração termelétrica a gás natural, para a cidade de Manaus, considerando todo o volume, previsto no contrato de fornecimento, para a geração de energia elétrica.

1.3 Justificativa da Pesquisa

O estado do Amazonas apresenta um grande desafio de buscar o desenvolvimento sustentável neste início do século XXI, visando melhorar a condição de vida de sua população sem comprometer a capacidade de atender as necessidades das futuras gerações. Nesse contexto, o suprimento adequado de energia elétrica é uma das condições básicas para o desenvolvimento econômico sustentável da região, buscando garantir a segurança do fornecimento de energia e a implementação de projetos que visem reduzir no horizonte de curto, médio e longo prazo, o elevado custo na utilização de combustíveis fósseis, principalmente os derivados de petróleo, na produção de energia elétrica nos Sistemas Isolados que atendem ao estado do Amazonas, cujo custo desse processo é, historicamente, um fator crítico que está provocando um contínuo desequilíbrio econômico-financeiro para o negócio de energia no estado do Amazonas.

Assim, é fundamental a definição de um planejamento energético para o estado do Amazonas, baseado na concepção de desenvolvimento sustentável, que visem o equilíbrio econômico-financeiro do negócio de energia elétrica no Estado.

1.4 Estrutura do Trabalho

A dissertação está dividida em seis capítulos, incluindo esta introdução. No capítulo 2 são apresentadas as principais características dos sistemas elétricos isolados da região Amazônica. Os sistemas elétricos do estado do Amazonas e o parque térmico da cidade de Manaus são relatados no capítulo 3. O capítulo 4 apresenta o projeto do gás natural no estado do Amazonas. No capítulo 5 são apresentadas a metodologia e as avaliações econômicas da introdução do gás natural para a geração de energia elétrica na cidade de Manaus, bem como uma proposta de nova modulação para geração de energia elétrica a gás natural na cidade de Manaus. As análises conclusivas serão apresentadas no capítulo 6, bem como as considerações finais e as recomendações para possíveis trabalhos futuros.

2 SISTEMAS ELÉTRICOS ISOLADOS DA AMAZÔNIA

2.1 Características Gerais dos Sistemas Elétricos

O setor elétrico brasileiro, a partir das leis, decretos e resoluções que sucederam a Constituição Federal de 1988, vem vivenciando momentos de grandes mudanças estruturais, com a introdução de novos conceitos que visam incrementar o aporte de capital privado ao setor e garantir a expansão da oferta de energia elétrica necessária ao atendimento adequado do mercado, cujo crescimento médio previsto para a próxima década é de aproximadamente 5% ao ano (MME/EPE, 2011).

Assim, a Eletrobrás, em sintonia com essas mudanças e dando prosseguimento ao processo de reestruturação societária de suas empresas controladas, direta ou indiretamente, que atuam nos Sistemas Isolados, decidiu no dia 28.03.2008, através de Assembléias Gerais Extraordinárias das empresas Companhia Energética do Amazonas (CEAM) e Manaus Energia S.A (MESA), pela aprovação da incorporação da Companhia Energética do Amazonas, e suas respectivas agências do interior do Estado, pela empresa Manaus Energia S.A que atendia a capital Manaus, conforme termos do Protocolo de Incorporação e Instrumento de Justificação celebrado em 11.03.2008. Em continuidade a esse processo de reestruturação do setor elétrico, no dia 28.05.2008, os acionistas da Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A (Eletronorte) aprovaram a aquisição, pela Eletrobrás, da totalidade das ações da Manaus Energia S.A., de titularidade da Eletronorte.

A Figura 1 apresenta a relação de concessionárias estaduais e federais de energia elétrica que atuam na Região Amazônica atualmente.



Figura 1 - Concessionárias distribuidoras de energia elétrica da Amazônia.

Fonte: Eletrobrás, 2011.

2.2 Características dos Sistemas Isolados

Existe, no entanto, uma parte deste setor, denominada “sistemas elétricos isolados”, na qual é importante definir e executar, no curto prazo, uma nova política de expansão da oferta de energia elétrica para as cidades atendidas por estes sistemas, cujo crescimento histórico do mercado de energia elétrica tem apresentado índices da ordem de 7% ao ano, superior, portanto, a média de 5% do crescimento nacional. Esses sistemas isolados brasileiros, predominantemente térmicos, num total de 265 sistemas com geração térmica para o ano de 2011 (GTON, 2011), estão localizados nas capitais da região norte do país (exceto a capital Belém, estado do Pará) e no interior de alguns Estados da região, sendo compostos por 1.672 unidades geradores com potência total efetiva de 2.716,5 MW (GTON, 2011) e tendo como características principais o grande número de pequenos grupos geradores a óleo diesel e a grande dificuldade de logística de abastecimento.

Apesar de atenderem a apenas cerca de 2% do mercado total de energia elétrica do Brasil, estes sistemas atendem aos Estados que representam a aproximadamente 45% da área do território nacional e uma população da ordem de 6 milhões de pessoas (1,2 milhão de consumidores), o que corresponde a 3% da população brasileira. A falta de escala econômica dos Sistemas Elétricos Isolados para exploração do negócio de geração de energia elétrica, notadamente aqueles localizados no interior dos Estados, acarreta a escassez de recursos financeiros já que, para serem compensadoras, as tarifas de eletricidade seriam extremamente elevadas, penalizando os consumidores de energia elétrica dessa região do país.

Quanto aos processos de logística de abastecimento, para vencer as grandes distâncias dessa região, onde há ausência ou escassez de estradas de rodagem e de ferrovias, os únicos meios de transporte possíveis são a navegação fluvial ou a utilização de aviões fretados, encarecendo sobremaneira a manutenção desses sistemas elétricos. No entanto, essas condições regionais adversas não podem impedir o atendimento aos consumidores de energia elétrica, dada à essencialidade desse serviço aos padrões mínimos de qualidade de vida, de desenvolvimento regional, bem como o aspecto geopolítico de preservação da Amazônia brasileira.

Assim, os Sistemas Elétricos Isolados da Amazônia têm particularidades que os diferenciam significativamente do sistema elétrico interligado brasileiro, que atende as demais regiões do Brasil, cuja matriz elétrica é composta por aproximadamente 85% de origem hidráulica e apenas 15% de outras fontes de energia, tais como térmica, eólica e biomassa, entre outras. Outra particularidade muito importante destes sistemas é o fornecimento de modo operacional e contínuo, de uma grande quantidade de energia termelétrica gerada a partir de derivados de petróleo, enquanto que no sistema elétrico interligado somente nos horários de consumo máximo e, eventualmente, em situações de hidraulicidade crítica é que

entram em operação algumas unidades geradoras térmicas, que utilizam derivados de petróleo, fora do período de maior consumo.

Existem vários estudos que indicam que os sistemas elétricos isolados da Amazônia apresentam baixa qualidade de fornecimento de energia elétrica e alto custo operacional (Cartaxo, 2000; Correia, 2002; Cavaliero, 2003; Figueiredo, 2003; Frota, 2004, Correia, 2005).

No entanto, apesar das empresas de energia elétrica da Amazônia atenderem a apenas 2% do mercado brasileiro, conforme indicado na Figura 2, 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 infraestrutura 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 amazônida.

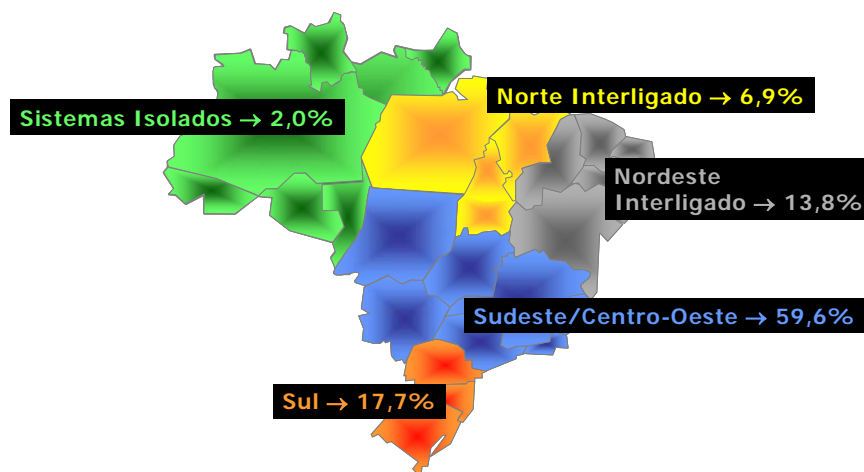


Figura 2 - Distribuição geográfica do consumo de energia elétrica previsto para 2011.

Fonte: Eletrobrás, 2011.

2.3 Características dos Sistemas Elétricos Isolados da Amazônia

Conforme dados do Plano de Operação – 2011 – Sistemas Isolados, do Grupo Técnico Operacional da Região Norte (GTON), em fevereiro de 2011 (GTON, 2011), existiam em operação na Região Amazônica 262 sistemas isolados autorizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), totalizando 1.667 unidades geradoras e 2.711,5 MW de potência nominal instalada, conforme apresentado na Tabela 1.

ESTADO	Nº DE SISTEMAS	Nº DE UNIDADES GERADORAS	POTÊNCIA NOMINAL (MW)
Acre	9	61	33,4
Amapá	4	72	213,6
Amazonas	100	940	2.009,8
Mato Grosso	7	65	21,3
Pará	34	193	166,5
Rondônia	29	155	76,3
Roraima	79	181	190,6
TOTAL	262	1.667	2.711,5

Tabela 1 - Sistemas Isolados da Amazônia (fevereiro/2011).

Fonte: GTON - Plano de operação para os sistemas isolados, 2011.

Destacam-se entre esses sistemas os que atendem as capitais Manaus e Macapá, e localidades a elas interconectadas, por representarem cerca de 75% do mercado total desses sistemas. O Gráfico 1 apresenta a participação dos maiores mercados dos Sistemas Elétricos Isolados da Amazônia prevista para o ano de 2011.

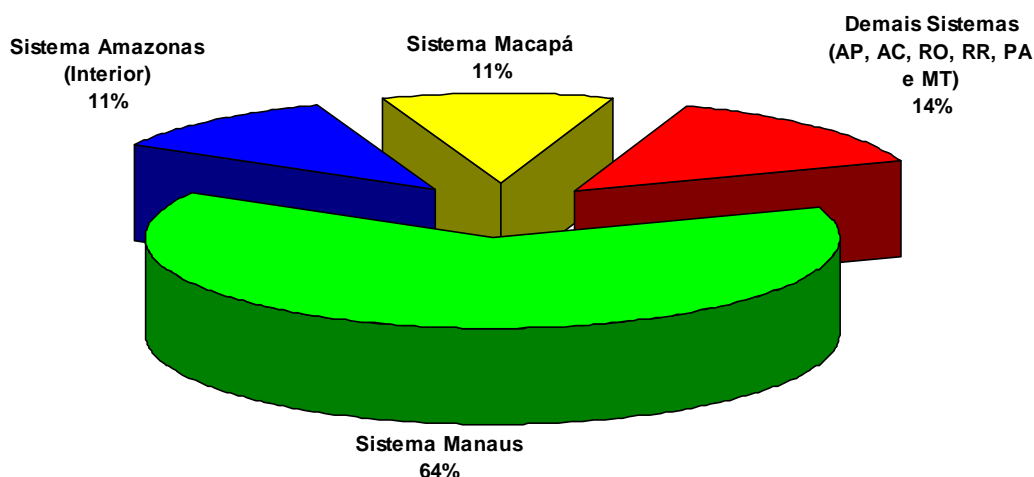


Gráfico 1 - Participação dos principais mercados no consumo total dos sistemas isolados da Amazônia prevista para o ano de 2011.

Fonte: GTON, 2011.

Para o ano 2011, o mercado de carga própria previsto por uma Comissão Especial de Acompanhamento dos Sistemas Eletricamente Isolados (CESI) e pelos Comitês Técnicos de Planejamento (CTP), Operação (CTO), Distribuição (CTD), Mercado (CTM) e Financeiro, todos coordenados pela ELETROBRAS, para os Sistemas Elétricos Isolados da Amazônia é de 12.393.851 MWh (1.447,6 MW médio), representando um crescimento médio global de 10% em relação ao ano de 2010, que foi de 1.314,1 MW médio.

Contudo, para o horizonte 2010-2020, prevê-se que este mercado terá um crescimento médio anual da ordem de 5,0% ao ano, considerando a interligação dos sistemas elétricos isolados das capitais Manaus e Macapá através da Linha de Transmissão 500 kV/ 230 kV Tucuruí – Macapá – Manaus prevista para entrar em operação durante o ano de 2013 (MME/EPE, 2011), passando a integrar a Rede Básica Nacional de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Enquanto na maioria das capitais dos estados amazônicos a geração de eletricidade provém de sistemas hidrotérmicos, no interior, os sistemas isolados são atendidos

majoritariamente por unidades dieselétricas de pequeno porte, embora existam também 6 pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) instaladas nos estados de Roraima (1 na CER) e Mato Grosso (5 na CEMAT), que auxiliam no suprimento de energia elétrica a esses Estados.

2.4 Conta de Consumo de Combustíveis para os Sistemas Elétricos Isolados

A Lei nº 5.899, de 05 de julho de 1973, determinou que os ônus e as vantagens decorrentes do consumo de combustíveis fósseis para atender às necessidades de geração térmica fossem rateados por todas as empresas concessionárias, na proporção da energia vendida aos respectivos consumidores finais.

Pelo Decreto nº 73.102, de 07 de novembro de 1973, o Poder Executivo regulamentou o referido rateio instituído pela lei citada anteriormente, criando a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), inicialmente para os sistemas interligados.

Posteriormente, foi determinada a criação da Conta de Consumo de Combustíveis dos Sistemas Isolados (CCC-Isol), através das Portarias MINFRA nº 179, de 28 de agosto de 1991 e nº 328, de 23 de dezembro de 1991, tendo a Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993, estendido a todos os concessionários de energia elétrica do país o rateio dos referidos ônus e vantagens nos sistemas isolados, sendo regulamentada pelo Decreto nº 774, de 18 de março de 1993, e pelo Decreto nº 791, de 31 de março de 1993, que deram nova redação a alguns artigos do Decreto nº 73.102 e redefiniram os participantes de cada uma das subcontas que compõem a CCC.

Com esta regulamentação, foi introduzido o conceito de “energia hidráulica equivalente”, definido como a geração hidráulica que poderia substituir a totalidade da geração térmica caso os sistemas estivessem completamente interligados. O nível da tarifa que valoriza a energia hidráulica equivalente é definido pela ANEEL, sendo esta parcela de

responsabilidade de cada uma das empresas proprietárias de unidades geradoras, ou seja, a CCC dos sistemas isolados só reembolsará as despesas com combustíveis que excederem os montantes correspondentes à respectiva energia hidráulica equivalente, excluídos quaisquer tributos estaduais e municipais incidentes sobre o valor base do combustível.

A Lei nº. 9.648, de 27 de maio de 1998, conforme o § 3º, art. 11, estabeleceu o ano de 2013 como limite para a vigência dos benefícios da CCC - Isol. No entanto, tais benefícios, foram recentemente prorrogados, quando a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, determinou, dentre outras providências, a manutenção temporária da CCC dos sistemas isolados pelo prazo de 20 anos, a contar da publicação da Lei, ou seja, até o ano de 2022, além de introduzir a possibilidade de utilização dos recursos da CCC dos sistemas isolados em aproveitamentos de pequenas centrais hidrelétricas e que utilizam fontes alternativas de energia, que venham a substituir a geração térmica que utilize derivados de petróleo, com redução no custo de geração.

Finalmente, a Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003, incorporou às despesas reembolsáveis da CCC dos sistemas isolados todos os encargos e tributos incidentes na aquisição de combustível. Ressalte-se que essa incorporação ocorreu de forma temporária e decrescente, de maneira que os encargos e tributos apenas foram suportados pela CCC até o ano de 2008.

Contudo, em contrapartida a esse novo benefício alcançado pelas concessionárias dos sistemas isolados, a ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 746, de 25 de novembro de 2008, estabeleceu novo valor para a Tarifa de Energia Hidráulica Equivalente, que passou de R\$ 63,14/MWh (sessenta e três reais e quatorze centavos por megawatt.hora), que vigorou durante o ano de 2008, para R\$ 73,37/MWh (setenta e três reais e trinta e sete centavos por megawatt.hora), com vigência a partir de 1º de janeiro de 2009, caracterizando um aumento anual de 16,2% (ANEEL, 2008).

Além dessa sistemática de compensação do custo de combustíveis, a CCC - Isol também oferece a sub-rogação em favor de titular de concessão ou autorização que venha a implantar empreendimento para a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica nos sistemas elétricos isolados e que permita a substituição, total ou parcial, de geração termelétrica que utilize derivados de petróleo ou o atendimento a novas cargas, devido à expansão do mercado, reduzindo o dispêndio atual ou futuro da CCC - Isol, conforme Resolução nº. 784 da ANEEL, de 24 de dezembro de 2002. Essa sub-rogação poderá corresponder a um percentual de até 75% do valor do investimento, que será pago em parcelas mensais definidas pela ANEEL.

Contudo, o fundo setorial CCC, criado na década de 70, foi alterado pela Lei nº 12.111/2009, de 09 de dezembro de 2009, desde 30 de julho de 2009, que substituiu a Medida Provisória nº 466/2009, passando ter a finalidade de subsidiar o montante igual a diferença entre o custo total de geração da energia elétrica nos Sistemas Isolados e a valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) do SIN, conforme regulamento do Poder Executivo. Assim, a ANEEL aprovou no dia 22 de fevereiro de 2011 a emissão da Resolução Normativa nº 427/2011 que regulamenta tecnicamente a Lei nº 12.111/2009 e Decreto nº 7.246/2010, que estabelecem procedimentos para planejamento, formação, processamento e gerenciamento da CCC.

Esse custo total de geração de energia elétrica para atender aos Sistemas Isolados abrange os custos relativos ao preço da energia e da potência associada contratadas pelos agentes de distribuição, à geração própria desses agentes, inclusive aluguel de máquinas, e às importações de energia e potência associada, incluindo o custo da respectiva transmissão. Também estão compreendidos os encargos e impostos não recuperados, os investimentos

realizados em geração própria, o preço da prestação do serviço de energia elétrica em regiões remotas, incluindo instalação, operação e manutenção de sistemas de geração descentralizada com redes associadas, e, ainda, a contratação de reserva de capacidade para garantir a segurança do suprimento de energia elétrica. Do custo apurado, a CCC reembolsará a diferença em relação ao custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) do Sistema Interligado Nacional (SIN).

A receita da CCC é proveniente do recolhimento de cotas pelas empresas distribuidoras, permissionárias e transmissoras de todo o país, na proporção e em valores determinados pela ANEEL. A partir da promulgação da Lei nº 12.111/2009, não há previsão de data para o encerramento das atividades desse fundo setorial.

2.4.1 Plano de Operação dos Sistemas Elétricos Isolados

O relatório denominado Plano de Operação dos Sistemas Isolados é o instrumento de planejamento anual da operação dos sistemas energéticos desconectados das malhas do sistema interligado brasileiro e sua elaboração é de responsabilidade do GTON.

Tal documento tem como horizonte de planejamento o ano subsequente ao de sua elaboração e determina a geração térmica necessária ao atendimento de energia elétrica de todas as localidades que compõem os sistemas isolados, bem como o consumo de combustível associado a esta geração térmica.

Esse consumo é calculado em função de um fator denominado consumo específico (até o limite de 0,300 l/kWh para grupo gerador), expresso como a relação da necessidade de combustível para cada unidade de geração, característico de cada máquina, mas limitado a

valores máximos, que visam incentivar a busca de eficiência na geração, pelas empresas proprietárias das usinas térmicas.

São contempladas, neste estudo, todas as usinas térmicas que possuem capacidade instalada aprovada ou homologação de operação junto à ANEEL, com previsão de geração no período estudado, inclusive as de propriedade de Produtores Independentes de Energia (PIEs).

2.4.2 Plano Anual de Combustíveis dos Sistemas Elétricos Isolados

Este documento, elaborado pela Eletrobrás, tem o objetivo de determinar o aporte financeiro necessário para cobertura das despesas com aquisição do combustível fóssil, a ser utilizado pelas usinas térmicas dos sistemas isolados, para geração de energia elétrica, que atenderá os consumidores desses sistemas, conforme informado pelo plano de operação citado anteriormente.

O Plano Anual de Combustíveis elaborado pelo GTON é publicado pela ANEEL em Resolução que especifica os montantes financeiros anuais que se constituirão em recolhimento de cada empresa contribuinte da CCC dos sistemas isolados, a fim de constituir o fundo que dará cobertura às despesas com compra de combustível pelas empresas proprietárias de usinas térmicas.

A partir das quantidades de consumo de combustíveis determinadas no Plano de Operação dos Sistemas Isolados, é calculado o custo da geração, com a aplicação dos preços previstos para cada localidade/empresa com geração térmica prevista. Deste total, é abatido o valor do custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada do Sistema Interligado Nacional, definido anualmente pela ANEEL.

Finalmente, deve ser acrescido ou abatido, dependendo da situação, o saldo remanescente da movimentação financeira da CCC do ano anterior, ou seja, acrescido caso o saldo tenha sido negativo e abatido caso o saldo tenha sido positivo.

Obtém-se, desta forma, o valor a ser rateado por todas as empresas que vendam diretamente energia elétrica a consumidores finais, sendo estabelecido que a participação da empresa na CCC dos sistemas isolados será a mesma de sua participação no mercado total brasileiro de energia elétrica, considerando-se os valores verificados referentes ao ano anterior ao da elaboração do Plano Anual de Combustíveis dos Sistemas Isolados.

2.4.3 Programa Mensal de Operação dos Sistemas Isolados

O relatório denominado Programa Mensal de Operação dos Sistemas Isolados contempla, mensalmente, os ajustes da previsão anual, sendo determinadas as quantidades necessárias a serem consumidas de combustíveis, para cada localidade das empresas dos sistemas isolados, e sua elaboração é de responsabilidade do GTON.

Os principais produtos resultantes da elaboração de cada Programa Mensal de Operação dos Sistemas Isolados são as Tabelas de geração térmica e autorização de compra de combustível, por empresa e por localidade, que consideram as peculiaridades decorrentes da logística de abastecimento de combustível e da manutenção de estoques.

Essas informações são passadas para a Petrobras Distribuidora, visando à determinação do limite de entrega de combustível, por localidade, que terão cobertura financeira da CCC dos sistemas isolados, uma vez que este fornecedor mantém um acordo operativo com a Eletrobrás, no sentido de melhor administrar essa conta, visto que o mesmo se constitui no maior fornecedor da região.

Entretanto, isto não impede que as empresas tenham seu fornecimento de combustível efetuado por outro fornecedor, resultando na cobertura pela CCC dos sistemas isolados através de reembolso de despesas efetuadas pelas empresas e não pelo acordo operativo.

3 SISTEMAS ELÉTRICOS ISOLADOS DO ESTADO DO AMAZONAS

Segundo o último censo realizado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, o estado do Amazonas possui uma imensa extensão territorial com aproximadamente 1,6 milhão de quilômetros quadrados e uma população da ordem de 3,4 milhões de habitantes, sendo 1,8 milhão na capital Manaus e 1,6 milhão nos outros 61 municípios que formam o interior do Estado (IBGE, 2011), com diferentes níveis de desigualdades econômicas e sociais, causados principalmente pela falta de soluções estruturais para os processos de fornecimento de energia elétrica para todas as localidades do Estado, as quais se constituem em um grande desafio para a promoção de um projeto de desenvolvimento econômico regional, visando executar processos de desenvolvimento sustentável, que harmonize questões econômicas e ambientais, com programas que incentivem o desenvolvimento integrado e sustentável das comunidades de toda uma região.

Atualmente, para atender as necessidades do fornecimento de energia elétrica no estado do Amazonas, existem 106 sistemas elétricos isolados, sob responsabilidade da empresa de energia elétrica Amazonas Distribuidora de Energia S.A., que incorpora os ativos das extintas MESA e CEAM, que detém a concessão para a distribuição de energia elétrica em todos os municípios do estado do Amazonas junto à ANEEL, mediante o Contrato de Concessão nº 20/2001-ANEEL, assinado em 21 de março de 2001, e seus três Termos Aditivos celebrados, respectivamente, em 17 de outubro de 2005, em 4 de novembro de 2008 e em 08 de junho de 2010.

A área de concessão da Amazonas Energia compreende todo o estado do Amazonas, o que se constitui no maior sistema eletricamente isolado do mundo, atendendo à capital do Estado, Manaus, e os demais 61 municípios do interior, com particularidades geográficas que requerem a adoção de complexa logística de operação e manutenção dos processos de

geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. A empresa possui 1 sistema elétrico para atender a capital Manaus e 105 para atender todas as 61 sedes municipais e 44 grandes comunidades isoladas distribuídas no interior do Estado, conforme pode ser observado na Figura 3.

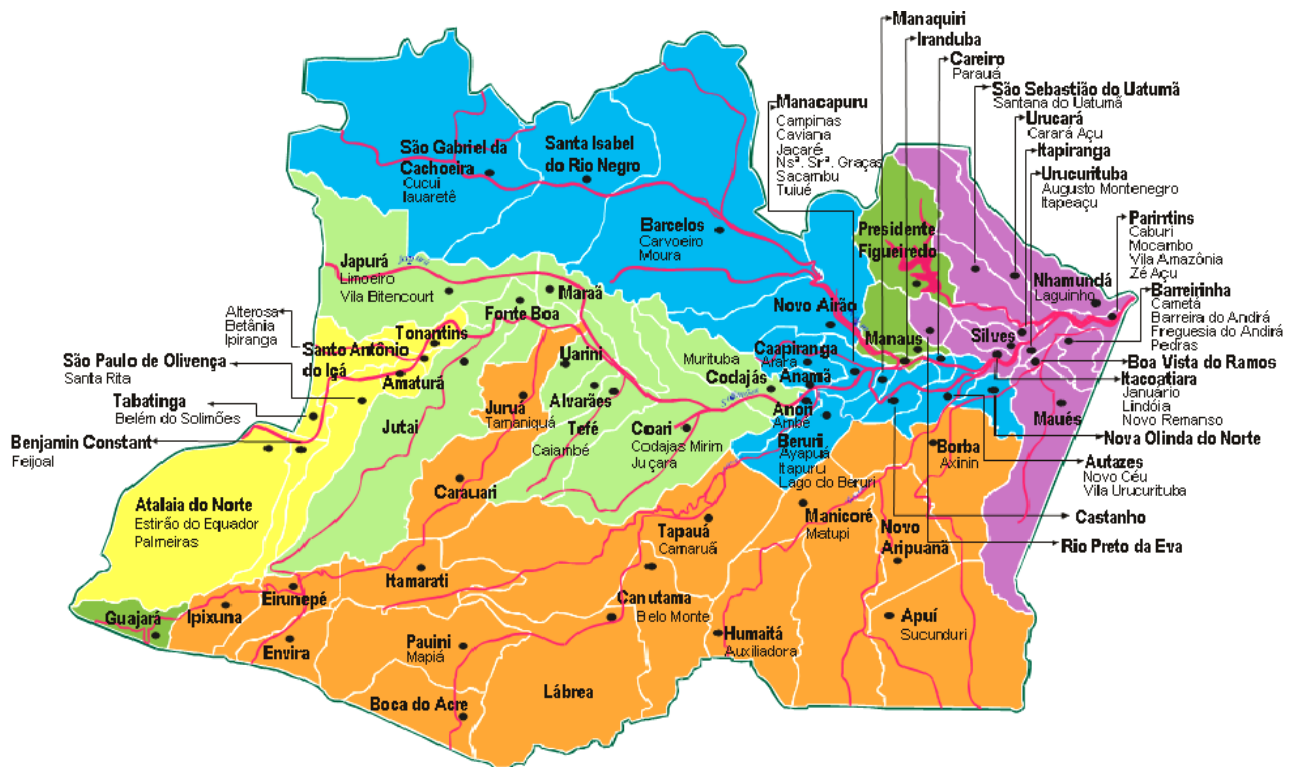


Figura 3 - Sistemas elétricos isolados do estado do Amazonas.
Fonte: AmE, 2010.

3.1 Fornecimento de Energia Elétrica

No estado do Amazonas a concessionária Amazonas Energia possui 709.230 consumidores ativos distribuídos pelas classes residencial, industrial, comercial, rural, poder público, serviço público e outros. O fornecimento de energia elétrica no ano de 2010 foi de 4.808,39 GWh, sendo 3.982,82 GWh para a capital Manaus e de 825,57 GWh para o interior

do Estado, demonstrando que 83% do fornecimento do estado do Amazonas está concentrado na capital e apenas 17% nos demais municípios (AmE, 2010), conforme pode se observado no Gráfico 2.

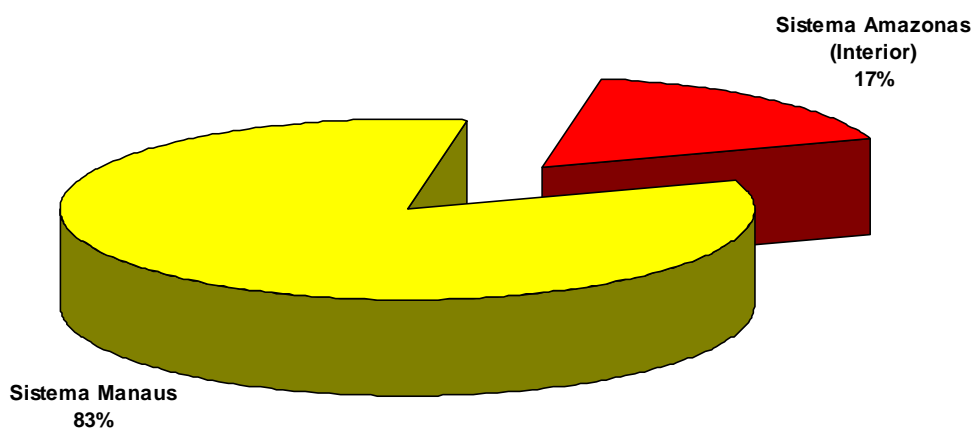


Gráfico 2 - Fornecimento de energia elétrica no estado do Amazonas no ano de 2010.
Fonte: AmE, 2010.

Na capital, a Companhia atende 442.306 consumidores ativos, entre eles as indústrias do Pólo Industrial de Manaus - PIM. Em 2010, o fornecimento de energia apresentou um acréscimo da ordem de 8,86%, basicamente em função do aumento de 11,44% no consumo da classe industrial. Na classe residencial o consumo cresceu 5,58%. As classes industrial e residencial representaram, respectivamente, 40% e 23,4% do total do mercado atendido.

Na Tabela 2 observa-se que o consumo médio residencial aumentou 6,52%, passando de 184 kWh/mês em 2009 para 196 kWh/mês em 2010, enquanto que o consumo médio total de 752 kWh/mês de 2010 foi igual ao ano anterior. A classe comercial, com 20,6% de participação, registrou um crescimento de 9,56%, devido, principalmente, ao fortalecimento do comércio de uma forma geral.

Classes de Consumo	2010	2009	Variação (%) 10/09
Residencial	933,29	884,00	5,58
Industrial	1.597,71	1.433,70	11,44
Comercial	821,14	749,50	9,56
Outras	637,68	591,30	7,84
Total do Fornecimento de Energia ^{(1) (2)}	3.982,82	3.658,50	8,86
Consumo Residencial Médio – kWh/mês	196	184	6,52

(1) Inclui o consumo próprio [próprio + interno]

(2) Inclui as 60 unidades consumidoras internas.

Tabela 2 - Fornecimento de Energia Elétrica – Capital – GWh.

Fonte: AmE, 2010.

Observa-se, no Gráfico 3, a configuração da estrutura de participação das principais classes de consumo na capital, com destaque para a expressiva representatividade da classe industrial, que manteve sua participação sobre o total do consumo em 40%, decorrente do desempenho das indústrias que compõem o PIM. A classe Outras diz respeito ao consumo das classes rural, poder público, iluminação pública, serviços públicos e consumo próprio, correspondendo a 16% do consumo total.

Ressalta-se que essa estrutura de consumo da Amazonas Energia é totalmente diferente das estruturas de consumo apresentadas nas concessionárias dos Sistemas Isolados da Região Norte do Brasil, onde ainda é predominante o consumo da classe residencial.

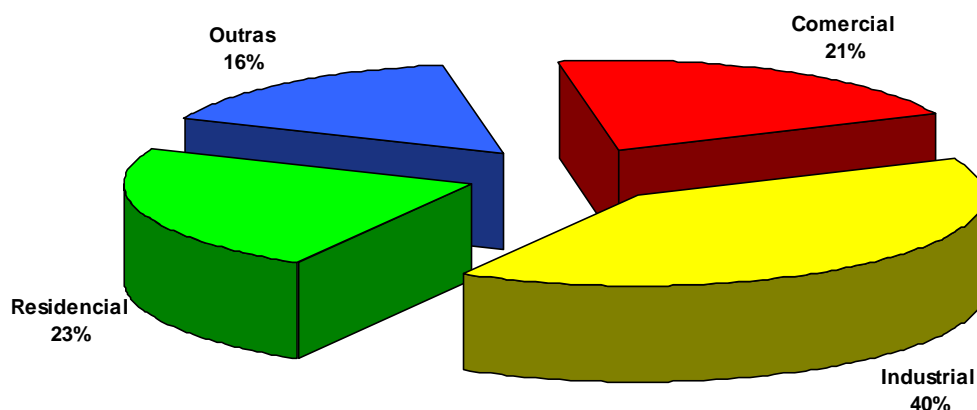


Gráfico 3 - Estrutura de consumo na cidade de Manaus em 2010.

Fonte: AmE, 2010.

No interior do estado do Amazonas, a Companhia fornece energia elétrica para 266.924 consumidores ativos, distribuídos por um território de 1.566.419 km², onde grande parte das localidades possui menos de 1.000 consumidores, o que demonstra a função eminentemente social da Empresa no atendimento às localidades do interior.

Conforme se observa na Tabela 3, no ano de 2010, o total do fornecimento de energia elétrica no interior do Amazonas foi de 825,57 GWh, apresentando um crescimento de 17,37% em relação ao ano anterior. Deste total, a classe residencial é responsável por 384,32 GWh, apresentando um consumo residencial médio de 158,00 kWh/mês.

Classes de Consumo	2010	2009	Varição (%) 10/09
Residencial	384,32	313,66	22,53
Industrial	54,13	47,10	14,92
Comercial	124,14	105,43	17,75
Outras	262,98	237,19	10,87
Total do Fornecimento de Energia ⁽¹⁾	825,57	703,38	17,37
Consumo Residencial Médio – kWh/mês	158	138,65	13,96

(1) Inclui o consumo próprio [próprio + interno]

Tabela 3 - Fornecimento de Energia Elétrica – Interior – GWh.

Fonte: AmE, 2010.

Conforme se observa no Gráfico 4, a estrutura de consumo do interior do Estado é predominantemente residencial, representando 46% do mercado, contra apenas 7% de consumo industrial e 15% de consumo comercial.

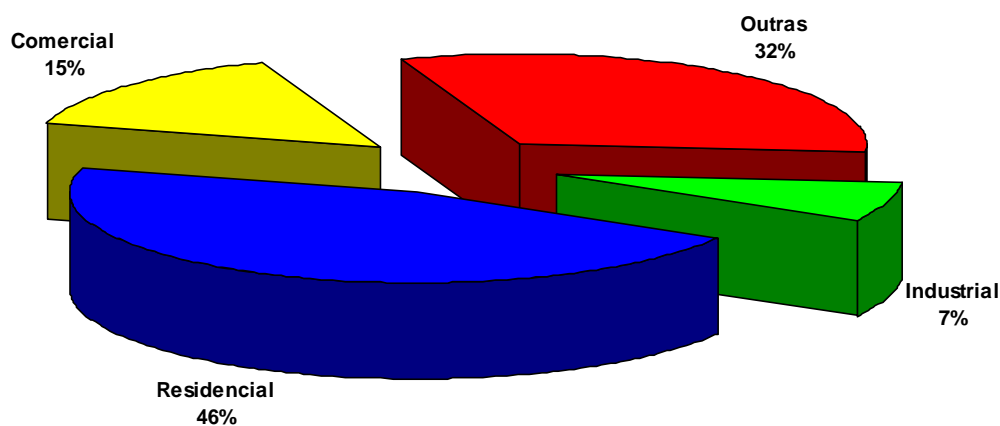


Gráfico 4. Estrutura de consumo no interior do estado do Amazonas em 2010.

Fonte: AmE, 2010.

O sistema elétrico que atende a cidade de Manaus é o maior dentre os sistemas isolados brasileiros, representando cerca de 60% do total do mercado de energia elétrica dos sistemas isolados previsto para o ano de 2011, e contempla os processos de geração,

transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, além de realizar o suprimento a três localidades do interior do Estado: Presidente Figueiredo, Rio Preto da Eva e Iranduba; e a vila de Puraquequara, nos arredores de Manaus; enquanto que o suprimento de energia elétrica aos demais sistemas isolados do interior é realizado através de 97 Usinas Termelétricas a óleo diesel.

A estrutura de consumo de energia elétrica da cidade de Manaus é totalmente diferente das estruturas de consumo apresentadas pelas demais capitais que são atendidas pelas empresas de energia dos sistemas isolados da região norte do Brasil, pois a classe industrial representa uma parcela muito expressiva do mercado de energia elétrica (40%), enquanto que no interior do Estado o maior consumo é o da classe residencial (46%).

Esse cenário de consumo em Manaus é devido à existência do Pólo Industrial de Manaus (PIM), que representa 98% da economia do estado do Amazonas, e é composto por mais de 500 empresas, produzindo principalmente televisores, DVDs, CDs, aparelhos celulares, geladeiras, relógios, computadores, motocicletas, bicicletas e bebidas, com 108.000 empregos diretos e 400.000 indiretos, e que apresentou um faturamento recorde a US\$ 35 bilhões no ano de 2010 (SUFRAMA, 2011).

As peculiaridades da Amazônia, principalmente do Sistema Elétrico de Manaus, que apresenta uma estrutura de consumo similar aos grandes mercados de energia elétrica do país, está sendo contemplado com duas alternativas de solução estrutural, no horizonte de curto prazo, para o suprimento de energia elétrica para a cidade de Manaus, quais sejam: (i) o aproveitamento do gás natural da bacia do Solimões, no município de Coari (AM), e (ii) a Linha de Transmissão, em 500 kV, Tucuruí – Manaus, com uma derivação em 230 kV para o estado do Amapá, com previsão de energização para o ano de 2013.

Contudo, essas duas alternativas estruturais de melhorias para o suprimento energético para a cidade de Manaus são complementares e não excludentes (Frota, 2005), haja vista que

apenas o mercado energia elétrica da cidade de Manaus registrou uma demanda de 1186,8 MW no mês de setembro deste ano de 2011 (AmE, 2011).

3.2 Parque Gerador da Cidade de Manaus

Atualmente, para atender ao seu mercado de energia, o sistema elétrico da capital do Estado, a empresa Amazonas Energia S/A dispõe de uma capacidade efetiva de geração de 1.648 MW (GTON/Eletróbrás, 2011), sendo 250 MW de origem hidráulica e 1.398 MW de origem térmica que utiliza óleos combustíveis derivados de petróleo no processo de produção de energia elétrica, distribuída em unidades geradoras próprias e de produtores independentes de energia - PIEs, conforme Tabela 4, bem como geração de aluguel contratada de diversas empresas na UTE Cidade Nova, Flores, São José, Mauá Bloco V, VI e II, Distrito (Electron Expansão) e em Iranduba.

Usina	Propriedade	Potência (MW)
UHE Balbina	Amazonas Energia S/A	250
UTE Aparecida	Amazonas Energia S/A	112
UTE Aparecida II	Amazonas Energia S/A	80
UTE Mauá I	Amazonas Energia S/A	136
UTE Mauá II	Amazonas Energia S/A	40
UTE Mauá III	Amazonas Energia S/A	110
UTE Mauá IV	Amazonas Energia S/A	157,5
UTE Elétron	Amazonas Energia S/A	108
UTES Alugadas	Diversos	349,5
UTE Tambaquí (UTE Matos)	Breitener Tambaqui S/A	60
UTE Jaraquí (UTE Fran)	Breitener Jaraqui S/A	60
UTE Cristiano Rocha	Rio Amazonas Energia S/A	65
UTE Manauara	Companhia Energética Manauara S/A	60
UTE Ponta Negra	Geradora de Energia do Amazonas S/A	60
TOTAL		1.648

Tabela 4 - Parque Gerador Manaus – Capacidade Efetiva em 2011.

Fonte: GTON/Eletróbrás (2011).

3.3 Contratos de Compra de Energia na Cidade de Manaus

A Amazonas Energia possui contratos para suprimento de energia para a capital amazonense com 5 (cinco) Produtores Independentes de Energia (PIEs). Esses contratos foram assinados em 2005 com vigência de 20 anos. A Tabela 5 demonstra o desempenho desses PIEs no exercício de 2010 dos referidos produtores.

Produtor Independente	Potência Contratada (MW)	Média Potência Garantida (MW)	Disponibilidade de Potência Contratada (%)	Quantidade de Energia Comprada (MWh)
Geradora de Energia do Amazonas S/A – GERA	60	60	100	526.702
Companhia Energética Manauara	60	60	100	515.422
Rio Amazonas Energia S/A	65	64	99	558.433
Breitener Tambaqui S/A.	60	55	92	481.985
Breitener Jaraqui S/A.	60	60	100	518.172

Tabela 5 - Contratos de Compra de Energia.

Fonte: AmE, 2010.

A empresa possui ainda as seguintes contratações provenientes do Aluquel de Grupos Geradores de Energia conforme Tabela 6.

Usina	Locadora	Potência Contratada (MW)
UTE Flores	Aggreko Energia Locação De Geradores Ltda	40
UTE Flores	Powertech Comercial Ltda	20
UTE Flores	Oliveira Energia Geração e Serviço Ltda	20
UTE Cidade Nova	Genrent do Brasil Ltda	20
UTE São José	Oliveira Energia Geração e Serviço Ltda	20
UTE São José	Powertech Comercial Ltda	30
UTE Mauá	Powertech Comercial Ltda	30
UTE Mauá	Genrent do Brasil Ltda	140
UTE Iranduba	Ebrasil Norte Geração de Energia Ltda	50

Tabela 6 - Contratos de Aluquel de Grupos Geradores de Energia.

Fonte: AmE, 2010.

Existe ainda, a compra de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada – ACR. Existe a previsão de que no ano de 2013, a Amazonas Energia passará a integrar o SIN. Dessa forma, desde 2008 a empresa vem participando, na condição de comprador, de leilões de energia promovidos pela SCG/ANEEL. Em 2010, a Companhia participou de 3 leilões, adquirindo Energia Nova e fontes alternativas com duração de 15, 20 e 30 anos. Nas Tabelas 7 e 8 constam os leilões que a Empresa já participou, até o ano de 2011, com os respectivos montantes de energia comprada e tarifas praticadas.

Leilão	Edital	Fonte	Início	Total de Energia Comprada (MWh)	MW Médio	Preço Médio por MWh (R\$)
UHE Jirau	05/2008	Hidrelétrica	1/1/2013	16.692.185,33	63,476	71,37
7° (A-5)	03/2008	Hidroelétrica	1/1/2013	1.444.390,80	5,493	98,98
		Outras Fontes		17.927.909,01	136,363	145,23
8° (A-3)	02/2009	Hidroelétrica	1/1/2012	24.203,96	0,092	144
		Outras Fontes		121.019,78	0,92	144,6
Belo Monte	06/2009	Hidrelétrica	1/1/2015	33.297.740,68	126,611	77,97
10° (A-5)	03/2010	Hidrelétrica	1/1/2015	3.602.279,16	13,697	99,48
11° (A-5)	04/2010	Hidrelétrica	1/1/2015	10.451.164,46	39,739	67,31

Tabela 7 - Leilões – Energia Nova.

Fonte: CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

Leilão	Edital	Fonte	Início	Total de Energia Comprada (MWh)	MW Médio	Preço Médio por MWh (R\$)
2° (A-3)	07/2010	Hidroelétrica	1/1/2013	3.539.107,08	13,458	146,99
		Biomassa e Eólica		32.679.982,34	186,402	134,23

Tabela 8 - Leilões – Fontes Alternativas.

Fonte: CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Quanto ao atendimento ao interior do Estado, a empresa possui um parque gerador que totaliza uma capacidade efetiva instalada de 303,2 MW, distribuída em 440 unidades geradoras, com unidades geradoras próprias, locadas e o PIE BK Energia com uma unidade geradora de 9,0 MW que utiliza resíduos de madeira (biomassa) para a geração de energia

elétrica, instalada no município de Itacoatiara (AM).

Essa composição do parque gerador do estado do Amazonas representa uma potência efetiva da ordem de 85% de origem térmica, que utiliza derivados de petróleo como combustível, e apenas 15% de origem hidráulica, caracterizando uma condição inversa da matriz elétrica brasileira. O fornecimento total de energia elétrica para os consumidores da cidade de Manaus, no ano de 2010, representou 83% da energia consumida pelo estado do Amazonas, e apenas 17% por todos consumidores do interior do Estado, o consumo máximo de energia elétrica previsto para a capital Manaus é de 1273 MW, para o mês de novembro do ano de 2011, enquanto que nos sistemas que atendem o interior do Estado é de 251 MW, previsto para outubro de 2011, caracterizando a importância dos consumidores de Manaus na matriz energética do estado do Amazonas.

Pela característica de seus parques geradores, predominantemente térmicos, a maior despesa operacional da Amazonas Energia S/A (capital e interior) é com a aquisição de combustível para produção de energia elétrica, que no exercício 2010 alcançou o montante da ordem de R\$ 2,2 bilhões, ou seja, superior a Receita Operacional Bruta da concessionária que foi de aproximadamente R\$ 2,1 bilhões (AmE, 2010).

Assim, essa participação expressiva do combustível nas Despesas Operacionais da empresa responsável pelos Sistemas Elétricos Isolados do Amazonas deve-se ao fato de que a principal fonte primária de produção de energia elétrica são os combustíveis líquidos derivados do petróleo (OLPTE, OLPGE, DIESEL e OC1A), que indicaram um custo médio para o ano de 2010 de 467,42 R\$/MWh no estado do Amazonas, 582,03 R\$/MWh no interior do Estado e de 445,87 R\$/MWh para a capital de Manaus, somente com a aquisição de combustível, conforme Tabela 9 a seguir.

Empresa	Combustível	Consumo específico (kg/kWh e l/kWh)	Preço Combustível (R\$/ton e R\$/m ³)	Energia (MWh/Ano)	Custo Anual Combustível (R\$/Ano)
Amazonas Energia S.A (capital)	OCTE	0,31	2.055,00	887.771	565.554.515,55
Amazonas Energia S.A (capital)	PGE	0,20	1.918,71	749.075	287.451.538,65
Amazonas Energia S.A (capital)	OC1A	0,31	1.637,30	562.977	285.746.295,05
Amazonas Energia S.A (capital)	DIESEL	0,29	1.764,00	1.396.098	714.187.892,88
Amazonas Energia S.A (interior)	DIESEL	0,29	2.007,00	1.135.549	660.923.584,47
Breitener Tambaqui S.A	OC1A	0,21	1.637,30	360.244	123.863.775,25
Breitener Jaraqui S.A	OC1A	0,21	1.637,30	497.698	171.124.996,43
Rio Amazonas S.A	OC1A	0,21	1.637,30	559.527	192.383.846,99
Manauara S.A	OC1A	0,21	1.637,30	501.986	172.599.352,34
GERA	OC1A	0,21	1.637,30	526.702	181.097.528,77
TOTAL:				7.177.627	3.354.933.326,38
Custo médio do combustível nos Sistemas Isolados do Amazonas (R\$/MWh)					467,42
Custo médio do combustível no Sistema Isolado de Manaus (R\$/MWh)					445,87
Custo médio do combustível nos Sistemas Isolados do Interior (R\$/MWh)					582,03

Tabela 9 - Plano Anual de Combustível 2010 – Sistemas Isolados do Amazonas.

Fonte: GTON/Eletróbrás (2010).

Também deve ser destacado que o aumento das despesas com a aquisição de combustível para produção de energia elétrica no estado do Amazonas é fortemente impactado pela constante valorização dos derivados de petróleo no mercado internacional, que nos últimos anos têm sofrido reajustes muito superiores aos índices inflacionários oficiais e aos das próprias tarifas de fornecimento da concessionária.

Por todos esses fatores é considerável o crescimento das despesas com combustível para produção de energia elétrica nos Sistemas Isolados do Amazonas, principalmente quando comparada com as receitas operacionais brutas dos serviços de energia da capital e do interior do Estado, onde pode ser verificado que os custos com os combustíveis para geração de energia elétrica no estado do Amazonas foi superior à receita operacional bruta da empresa (AmE, 2010).

Portanto, é evidente que esse crescimento dos custos financeiros com a aquisição de combustível para a produção de energia elétrica nos Sistemas Isolados do estado do

Amazonas tem prejudicado o planejamento de investimentos da empresa, bem como impactando fortemente na quota total anual da Conta de Consumo de Combustível para os Sistemas Isolados, que nesse exercício de 2011 está prevista em torno de R\$ 2.0 bilhões (GTON, 2011).

4 O GÁS NATURAL E O SETOR DE ENERGIA

Em 1987, o Governo Federal instituiu o Plano Nacional para o Gás Natural com o objetivo de introduzir o gás natural, definitivamente, na matriz energética nacional, tendo planos de elevar continuamente sua participação na estrutura dessa matriz. As reservas provadas de gás natural só têm aumentado e com elas, os argumentos a favor da expansão e consolidação do mercado desse energético no país.

O grande marco inicial do consumo de gás natural no Brasil ocorreu com a exploração da Bacia de Campos, no estado do Rio de Janeiro. O desenvolvimento dessa bacia proporcionou um aumento no uso da matéria-prima, elevando para cerca de 3% a participação do gás natural na matriz energética nacional a partir de 1997, conforme dados do BEN (2004). No ano de 2010, considerando todos os pólos de produção do país, a participação do gás natural na produção de energia primária na matriz energética nacional foi da ordem de 9% (BEN, 2011).

O término do gasoduto Bolívia-Brasil representou um grande avanço no fornecimento de gás natural no país, com capacidade máxima de transportar até 30 milhões m³ por dia. Outros projetos importantes foram: (i) o início, no ano de 2009, da exploração comercial da Bacia do Solimões (Província Petrolífera de Urucu), no município de Coari, estado do Amazonas, com níveis de produção, no ano de 2010, da ordem de 10 milhões de m³ por dia (ANP, 2011); e (ii) a interligação entre as malhas Sudeste e Nordeste de gasodutos, a fim de possibilitar a integração nacional do sistema e permitir um melhor desenvolvimento de seu mercado. Contudo, todo o planejamento voltado para o setor de energia deve estar sempre em sintonia com o conceito de Desenvolvimento Sustentável.

4.1 Contextualização de Desenvolvimento Sustentável – DS e de Planejamento Integrado de Recursos – PIR

No início desse novo milênio, o assunto aquecimento global e condições socioeconômicas da sociedade têm resultado na crescente conscientização sobre as influências sociais e ambientais da ação do ser humano; com isso, a sociedade atual tem vivido a busca de um novo conceito de desenvolvimento. Nasceu assim, o paradigma do “Desenvolvimento Sustentável”.

Segundo REIS E SILVEIRA (2001), o primeiro acontecimento multinacional voltado à discussão desse tema foi a Conferência de Estocolmo (*UN Conference on the Human Environment* – 1972). Já naquela ocasião, percebeu-se uma disparidade entre as preocupações dos países do Hemisfério Norte (desenvolvidos), concentrados na poluição da água, ar e solo, e do Hemisfério Sul (em desenvolvimento), que demonstraram maior preocupação com a gestão racional dos recursos visando o desenvolvimento socioeconômico.

Em 1987, o relatório “Nosso Futuro Comum”, resultado do trabalho da Comissão Mundial para o Meio Ambiente e o Desenvolvimento, relatou a recusa dos países em desenvolvimento de tratar as questões ambientais em suas individualidades. Desta maneira as propostas da comissão foram orientadas para a noção de Desenvolvimento Sustentável e para a importância da participação internacional na solução dos problemas do meio ambiente e desenvolvimento. Neste sentido, é claro o entendimento de que os problemas ambientais e sociais estão diretamente relacionados, devendo-se rever políticas sociais e econômicas na busca de soluções para os problemas ambientais.

No ano de 1992, o Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD, 1992) definia o desenvolvimento humano como sendo:

[...] o processo de ampliar a gama de opções das pessoas, proporcionando a estas maiores oportunidades de educação, saúde, renda e emprego, e ainda, abrangendo o espectro total de opções humanas, desde um contexto físico em boas condições até liberdades econômicas e políticas.

Contudo, REIS E SILVEIRA (2001) resumem o Desenvolvimento Sustentável (DS) com base naquele estabelecido pelo PNUD (1992), como sendo:

[...] o processo para ampliar o espectro de opções para as pessoas, oferecendo-lhes maiores oportunidades de educação, atenção médica, renda e emprego e abrangendo toda a gama de opções humanas, desde um ambiente físico em boas condições até liberdades econômicas e políticas.

Assim, o suprimento eficiente e seguro de energia insere-se como fator importante para o desenvolvimento sustentável, dada sua influência nas relações econômicas dos países, no meio ambiente e no desenvolvimento humano atual. Nesse contexto, as soluções energéticas voltadas ao DS em maior discussão na atualidade baseiam-se, principalmente, em:

- Diminuição do uso de combustíveis fósseis e utilização de combustíveis renováveis;
- Aumento da eficiência do setor energético, desde a produção até o consumo;
- Desenvolvimento tecnológico a fim de encontrar alternativas ambientalmente melhores para o suprimento de energia;
- Redefinição das políticas energéticas em favor do meio ambiente com maior custo para as opções não sustentáveis;
- Incentivo ao uso de combustíveis fósseis menos poluentes, como o gás natural.

Por se tratar de uma forma de energia mais limpa e largamente utilizada no mundo, a eletricidade tem grande potencial de contribuição nas diversas estratégias que visam o DS, dentre elas:

- Tecnologias para diminuição do impacto ambiental de usinas a carvão ou óleo, com a maior utilização do gás natural;
- Aumento da eficiência nos usos finais da energia elétrica, como em motores e na otimização da automação industrial voltada para a redução de demanda, harmônicos e perdas;
- Otimização energética da biomassa na cogeração industrial.

Uma importante ferramenta que surgiu em decorrência da busca de novas práticas que levassem ao DS é o Planejamento Integrado de Recursos (PIR). O PIR surgiu nos Estados Unidos e no Canadá, e posteriormente em países da Europa, tendo sido focado inicialmente no planejamento a custo mínimo, na consideração de riscos, diversidade de suprimentos, inserção ambiental e na introdução da preocupação com o Desenvolvimento Sustentável. É um conceito que parte do planejamento convencional do setor elétrico, voltado intrinsecamente para a oferta de energia elétrica, e evolui para um planejamento que olha também para o lado da demanda. Para se aumentar a oferta de energia elétrica de determinada região, um conjunto de alternativas é avaliado, incluindo não somente o aumento da capacidade instalada como também a conservação e a eficiência energética. Abandona-se a partir daí a hipótese de correspondência linear entre o desenvolvimento socioeconômico e o consumo de energia elétrica.

Nas últimas décadas, com a crescente conscientização sobre a limitação dos recursos naturais, percebeu-se a importância da otimização dos usos finais da energia elétrica no gerenciamento deste recurso. A análise metodológica dos usos finais proporciona uma visão racional e econômica das alternativas energéticas de produção e uso, o desenvolvimento de cenários com diferentes alternativas de suprimento, a avaliação de estratégias políticas para promover a eficiência energética e a avaliação dos impactos ambientais associados. Dessa forma, a análise dos usos finais pressupõe as seguintes premissas, entre outras:

- Estimativa da quantidade de energia elétrica consumida em cada uso final;
- Avaliação de tecnologias;
- Conhecimento de custos dos equipamentos;
- Previsão de demanda futura (mercado);
- Dados econômicos das alternativas estudadas.

Assim, a necessidade de avaliação de todos estes requisitos leva a concluir que o PIR pressupõe a participação de todos os agentes envolvidos na utilização de um ou mais recursos naturais, no intuito de garantir benefícios para todas as partes. De forma resumida, uma boa definição do PIR é dada por UDAETA (1997), que define o PIR como:

[...] um planejamento voltado para estabelecer a melhor alocação de recursos, que implica: procurar o uso racional dos serviços de energia; considerar a conservação de energia como recurso energético; utilizar o enfoque dos "usos finais" para determinar o potencial de conservação e os custos e benefícios envolvidos na sua implementação; promover o planejamento com maior eficiência energética e adequação ambiental; e realizar a análise de incertezas associadas com os diferentes fatores externos e as opções de recursos. O PIR diferencia-se do planejamento tradicional na classe e na abrangência dos recursos considerados, na inclusão no processo de planejamento dos proprietários e usuários dos recursos, nos organismos envolvidos no plano de recursos e nos critérios de seleção dos recursos.

Nesse cenário, dentro do contexto de um parque gerador predominantemente hidrelétrico e de um mercado de gás natural em ascensão, é importante ressaltar a necessidade de estudos e iniciativas capazes de integrar as potencialidades de cada setor e tirar delas as melhores práticas possíveis.

4.2 Breve Histórico do Gás Natural no Brasil

O gás natural é definido como sendo a parcela do petróleo que se encontra na fase gasosa ou em solução nas condições de reservatório e que permanece no estado gasoso nas condições atmosféricas. É composto por uma mistura de hidrocarbonetos, principalmente o

metano, etano, propano e butano, e pode ser encontrado tanto na forma associado, em poços petrolíferos; como não associado, em reservatórios de gás. Na natureza, a maior ocorrência é de reservatórios de gás não associado, mais favorável à sua exploração comercial. A Figura 4 ilustra as formas que o gás natural pode ser encontrado na natureza.

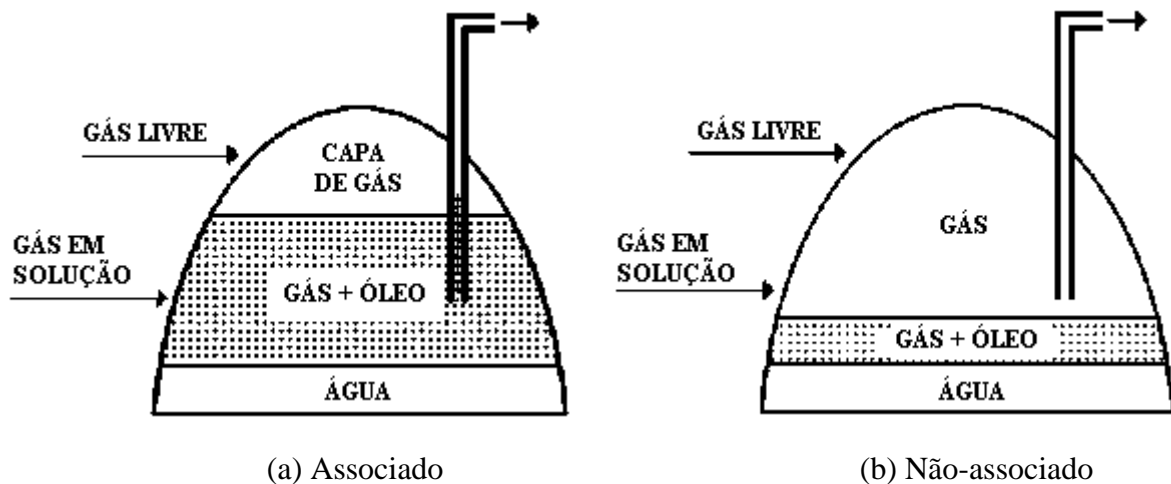


Figura 4 - Formas de apresentação do gás natural na natureza.

Fonte: Lora e Nascimento, 2004.

No Brasil, a utilização do gás natural começou por volta de 1940, com as descobertas de óleo e gás na Bahia, para atender as indústrias localizadas no Recôncavo Baiano. Depois de alguns anos, as bacias do Recôncavo, Sergipe e Alagoas eram utilizadas quase em sua totalidade para a fabricação de insumos industriais e combustíveis para a refinaria Lindolfo Alves e o Pólo Petroquímico de Camaçari. No entanto, por muitos anos o gás natural foi considerado um subproduto do petróleo, sendo utilizado para reinjeção nos poços para potencializar a produção deste, ou queimado em tochas nas plataformas de produção.

O Gráfico 5 apresenta as reservas provadas de gás natural no Brasil, onde houve expressiva evolução na última década, contabilizando no ano de 2010 um volume da ordem de $423.000 \times 10^6 \text{ m}^3$, com um grande destaque para a Bacia de Santos. Essas reservas expressivas sinalizam um forte argumento a favor da maior participação do gás natural na

matriz energética nacional; bem como, a expansão e consolidação do mercado desse energético no país.

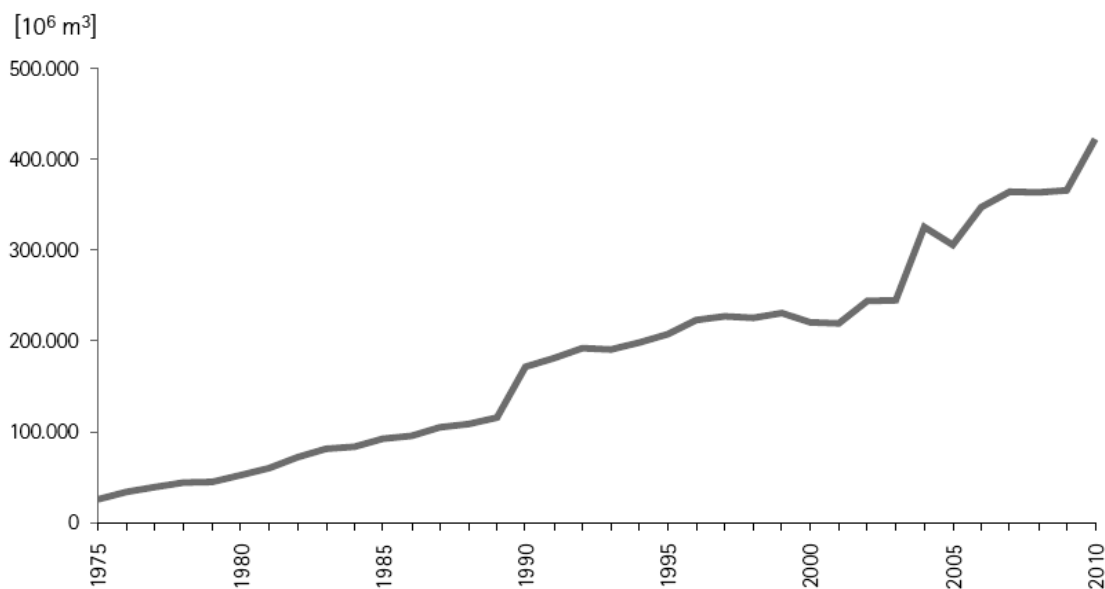


Gráfico 5 - Reservas provadas de gás natural.

Fonte: BEN, 2011.

Desta maneira, o Gás Natural tem sido utilizado em diversos setores no Brasil, tais como: na indústria petroquímica, como matéria prima; na indústria em geral, como combustível para processos de aquecimento ou cogeração; nas residências para aquecimento de água e cozimento; e no setor elétrico, em usinas termelétricas. No Balanço Energético Nacional (BEN, 2011), pode ser observada a distribuição de consumo de gás natural no Brasil no período de 2001 a 2010, onde pode ser verificado que o consumo de gás natural teve um aumento de aproximadamente 120%. O setor de geração de energia elétrica teve forte participação, tendo aumentado seu consumo na ordem de 3,5 vezes no período em questão, representando no ano de 2010 cerca de 28% do consumo total. Contudo, os setores industrial e de transporte também apresentaram grandes evoluções no consumo de gás natural, tendo aumentado cerca de 2 e 3,5 vezes respectivamente, no mesmo período.

4.3 O Gás Natural no Estado do Amazonas

O estado do Amazonas é o terceiro maior produtor; e detém a segunda maior reserva explorável de gás natural do país (ANP, 2011), inferior apenas às reservas de gás da Bacia de Campos (RJ), conforme pode ser observado no Gráfico 6. O potencial de reservas de gás natural da Bacia do Solimões, estimado em 130 bilhões de metros cúbicos, é suficiente para atender, no mínimo, por 30 anos toda a região, isto sem considerar o esforço exploratório adicional que advém da abertura do mercado, tornando possível vislumbrar outras possíveis descobertas de gás natural, oriundas, por exemplo, dos estudos que estão sendo desenvolvidos, pela Petrobras, em outros municípios do estado do Amazonas.

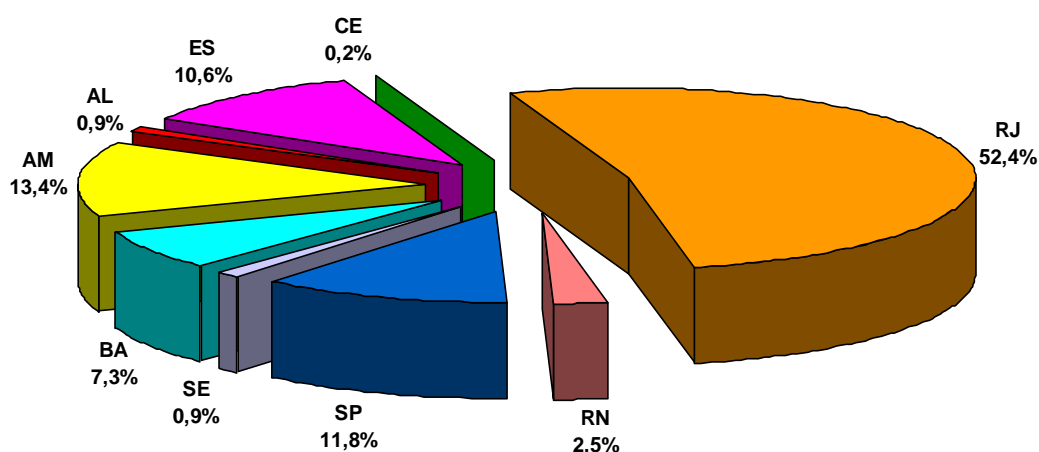


Gráfico 6 - Reservas provadas de gás natural por unidade de Federação em 2010.
Fonte: ANP, 2011.

As reservas nacionais, encontradas em sua maior parte na forma associada, embora pulverizadas por campos localizados em várias regiões do território brasileiro, apresentam, em termos do potencial destes campos, um perfil bastante concentrado, com destaque absoluto para o estado do Rio de Janeiro que detém 52,4% destas, seguido dos estados do Amazonas,

São Paulo e Espírito Santo, com respectivamente 13,4%, 11,8% e 10,6% (ANP, 2011).

De todo o gás natural que compõe as reservas do país, 16,5% estão localizados em terra, principalmente no campo de Urucu (AM) e em campos produtores no estado da Bahia, enquanto que os 83,5% restantes estão localizados no mar. Acrescente-se que o maior volume das reservas se encontra localizado na Bacia de Campos (RJ), com 140,8 bilhões de m³, que representa 33,8% de todas as reservas deste energético no Brasil (ANP, 2011).

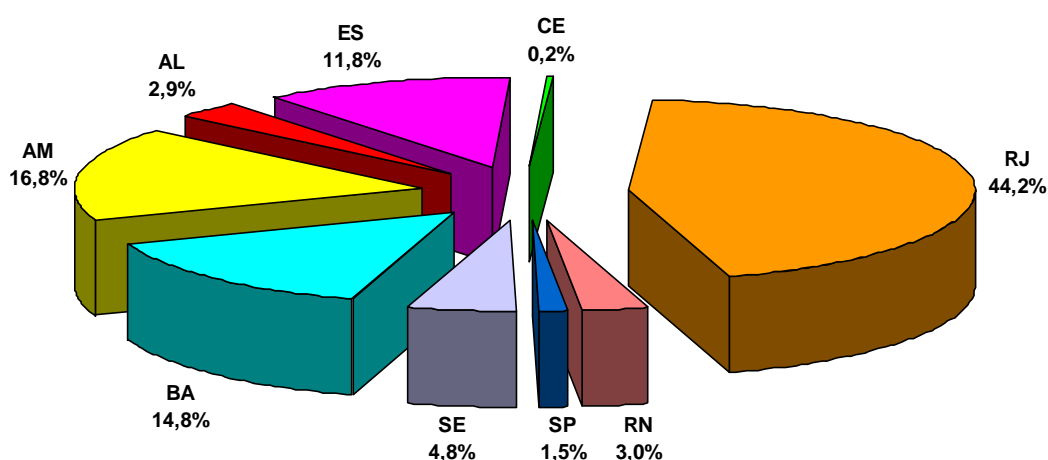


Gráfico 7 - Produção de gás natural por unidade de Federação em 2010.

Fonte: ANP, 2011.

Para elaboração do Gráfico 7, toma-se por base a média das produções médias diárias apresentadas em cada mês, agregadas as produções em terra e no mar, para cada Unidade da Federação. Assim, os percentuais apurados para o exercício de 2010, correspondem às médias apuradas para o período janeiro/dezembro daquele ano (ANP, 2011). Como se observa, a distribuição regional desta produção permanece bastante concentrada, com o estado do Rio de Janeiro se mantendo como o maior produtor (44,2%), o estado do Amazonas com o segundo maior volume de produção (16,8%), seguido pelos estados do Espírito Santo (11,8%) e da Bahia (14,8%).

A difusão do gás natural na região abre a possibilidade de investimentos das mais variadas ordens, utilizando-o como matéria-prima para indústria química pesada e como fonte energética para abastecimento industrial, comercial, residencial e na área de transportes. O uso do gás natural permitirá ainda a criação de empregos de baixa e média capacitação, necessários para o desenvolvimento social da região, contribuindo para a redução do quadro de desigualdades verificado entre o Estado e as demais regiões do país.

No Amazonas, a empresa Petrobras explora e produz petróleo e gás natural na Bacia do Solimões, na província do Rio Urucu, no município de Coari (AM), distante 650 km da cidade de Manaus. Até o primeiro semestre de 2010, um grande volume de gás natural era reinjetado nos poços de Urucu, e somente o petróleo e o gás de cozinha eram escoados do terminal de Urucu, através de dois dutos, com 280 km de extensão, cada um, até o terminal Solimões, em Coari, na margem direita do Rio Solimões, onde eram embarcados em navios petroleiros e transportados para a Refinaria de Manaus, devido à inexistência de um gasoduto que pudesse transportar toda a produção desse gás natural do campo Coari até Manaus.

Considerado um dos grandes projetos de infraestrutura do país, o gasoduto Coari-Manaus, no estado do Amazonas, estabelece as bases definitivas para o aproveitamento dos recursos de gás natural da região amazônica. A partir da conclusão desse projeto, ocorrida no segundo semestre do ano de 2010, e a utilização desse energético para a geração de energia elétrica, prevista para o segundo semestre de 2011, haverá uma redução prevista da ordem de 5.000 metros cúbicos por dia da necessidade de combustíveis líquidos derivados de petróleo para a geração de energia elétrica somente na cidade de Manaus, proporcionando vantagens econômicas e ambientais imediatas para toda a sociedade brasileira, que subsidia, através da conta CCC, a diferença equivalente entre os preços do óleo combustível e do gás natural.

4.3.1 Justificativa do Empreendimento

As reservas de gás natural da Bacia do Solimões já são conhecidas há muito tempo. As sucessivas negociações para utilização destas reservas, no estado do Amazonas, na geração de energia elétrica, particularmente no Sistema Manaus, sofreram, no entanto, vários impasses e indefinições ao longo dos anos, implicando em atrasos sucessivos na sua efetiva disponibilização para consumo, impossibilitando, até o momento, o aproveitamento comercial desse potencial energético existente na Amazônia.

Como toda grande obra, com esta característica estrutural, a implementação do gasoduto Coari – Manaus implicou, inevitavelmente, em perturbações ambientais variadas, principalmente durante as fases de preparação e construção, diminuindo substancialmente na fase de operação. Com isto, fez-se necessário a análise desses impactos e a definição de respectivas medidas mitigadoras e compensatórias de caráter geral que busquem inserir o empreendimento em um contexto de desenvolvimento regional sustentável.

Assim, os impactos ambientais potenciais, decorrentes da construção e operação do gasoduto Coari-Manaus foram possíveis de serem evitados ou reduzidos com a adoção de medidas preventivas e compensatórias. O desenvolvimento, implantação, acompanhamento e monitoramento dessas medidas foram contemplados através de um conjunto de programas ambientais, elaborados pelo governo de estado do Amazonas, com a participação da empresa Petrobras e de movimentos organizados identificados durante as reuniões realizadas nos municípios da área de influência do gasoduto.

Com esse programa, o governo do estado do Amazonas implementou um conjunto de ações integradas que está levando a mais de 100 comunidades localizadas no raio de influência (5 Km) do gasoduto Coari-Manaus a promoção de cidadania, estímulo à geração de renda e conservação do meio-ambiente.

Esse programa, resultado de um convênio entre a empresa Petrobras e o governo do estado do Amazonas, recebeu e aplicou recursos financeiros da ordem de US\$ 21 milhões, além de prevenir e minimizar os eventuais impactos ambientais e socioeconômicos da obra do gasoduto realizou um levantamento detalhado dessas 100 comunidades para viabilizar junto às essas populações as prioridades, o planejamento e a execução de ações de melhorias junto às cadeias produtivas e modelos sustentáveis de desenvolvimento locais.

No ano de 2003, a instalação do gasoduto Coari-Manaus passou pelo processo de avaliação do Instituto de Proteção Ambiental do Estado do Amazonas - IPAAM, que aprovou o Estudo Prévio de Impacto Ambiental (EPIA, 2003) e de seu respectivo Relatório de Impacto Ambiental (RIMA, 2003), elaborados com vistas à emissão da Licença de Instalação deste empreendimento.

Emitida as licenças ambientais necessárias, iniciaram-se as tratativas entre a Petróleo Brasileiro S/A – Petrobrás, Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobrás, Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A – Eletronorte, Manaus Energia S/A e Companhia de Gás do Amazonas – CIGÁS. Essas negociações resultaram na formalização dos contratos de suprimento e fornecimento de gás natural, que viabilizaram o início da construção do Gasoduto Urucu - Manaus, que permitirá a utilização deste energético para geração de energia elétrica no sistema Manaus em um horizonte de curto prazo (2011).

Assim, em junho de 2006, foi celebrado o contrato de compra e venda de gás natural entre as empresas CIGÁS e a Manaus Energia (atual Amazonas Energia), para um período de 20 anos, com vigência a partir do início da operação comercial, que ocorreu em dezembro de 2010, com um preço de R\$ 25,42 / MMBTU em dezembro de 2010, referente às parcelas da *commodity* (24%) e do transporte (73%), pertencentes à Petrobras; e da parcela da margem (3%) pertencente à CIGÁS, incluindo os impostos; com cláusulas “*take-or-pay*” (parcela da *commodity*) e “*ship-or-pay*” (parcela do transporte).

A primeira parcela obriga o comprador pagar por certa quantidade de gás contratada, independente de sua utilização, no caso desse contrato esse valor é de 80 % do volume contratado; enquanto que a segunda cláusula se refere ao pagamento associado ao custo da construção da infraestrutura necessária ao transporte do gás até a usina térmica, esse valor é de 100% do volume contratado, e representa aproximadamente 73% do preço total do fornecimento do gás (CIGÁS, 2006).

De importância estratégica, quando o gasoduto entrar em operação plena, irá transportar 5,5 milhões de metros cúbicos diários de gás natural, que será consumido, em grande parte (4,8 milhões de metros cúbicos por dia), por usinas termelétricas à óleo combustível convertidas para operar com gás natural na capital Manaus, 200 mil metros cúbicos por dia para a geração de energia elétrica nos sete municípios localizados ao longo do traçado do gasoduto, e 500 mil metros cúbicos por dia previstos para atendimento ao setor industrial, setor comercial e à frota de veículos que utilizam a gás natural em Manaus. A oferta de gás natural também é um motivador para a implantação de um pólo gás-cloro-químico no estado do Amazonas, que poderá contribuir para reverter o déficit comercial brasileiro crescente na área petroquímica, pois o gás natural terá um custo competitivo.

4.3.2 Características Principais do Gasoduto Coari – Manaus

O gasoduto construído conforme ilustrado na Figura 5, com cerca de 400 km de extensão, será destinado a transportar gás natural desde o Terminal Solimões, em Coari, até a cidade de Manaus (AM). O gasoduto tem origem no município de Coari e atravessa os municípios de Codajás, Anori, Anamá, Caapiranga, Manacapuru e Iranduba, todos no estado do Amazonas, até chegar a Manaus, que necessitou de um investimento total da ordem de R\$

4,5 bilhões (US\$ 2,4 bilhões) (PETROBRAS, 2009). Durante toda a sua extensão o gasoduto possui um diâmetro de 51 cm (20") e espessura de 8,74mm.

A vazão com que o gás será escoado poderá ser de aproximadamente 10.500.000m³/dia, para um mercado previsto de 5.500.000m³/dia em Manaus (Sauer, 2003).

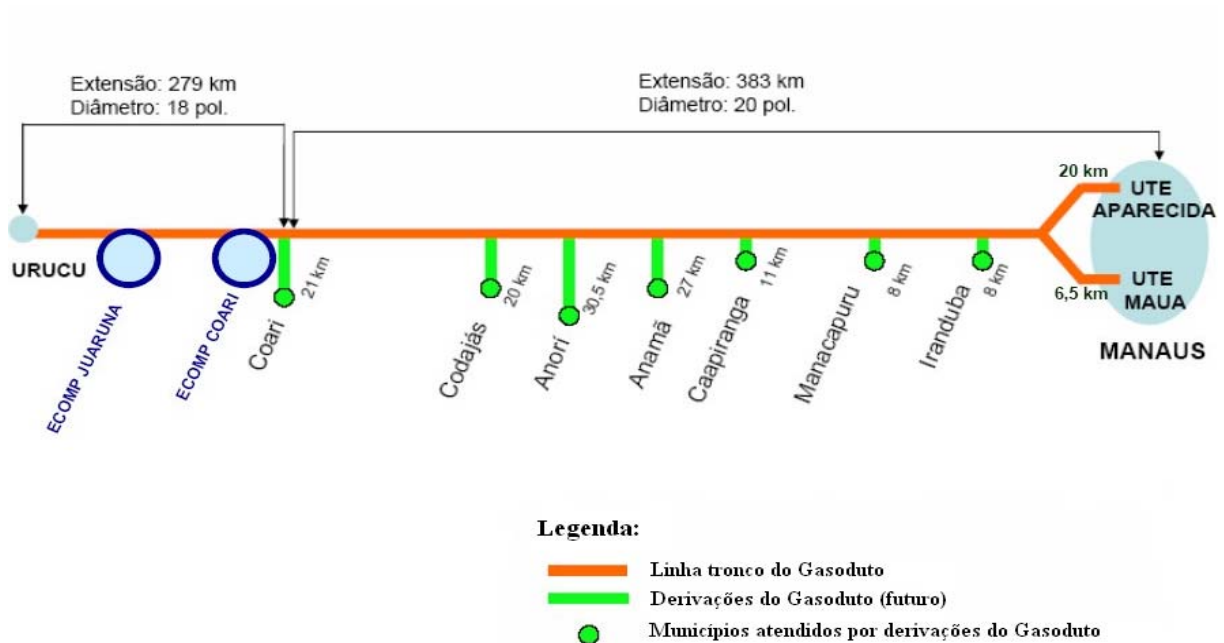


Figura 5 - Aproveitamento termelétrico do gás natural da Bacia do Rio Solimões.
Fonte: SUFRAMA, 2003.

Quanto aos pontos de fornecimento do gás (*citygates*) para atendimento da demanda de Manaus, os mesmos estão instalados junto a Refinaria de Manaus (REMAN), a UTE Mauá e a UTE Aparecida, onde é medida a parcela do gás natural que será transferida da transportadora para a distribuidora de gás natural, a Companhia de Gás do estado do Amazonas S/A (CIGÁS), que foi responsável pela construção dos ramais de distribuição de gás natural para atendimento às demais 05 (cinco) Usinas Termelétricas existentes em Manaus (AM).

Para os demais municípios localizados na rota do gasoduto, quais sejam: Coari, Codajás, Anori, Anamá, Caapiranga, Manacapuru e Iranduba, representando em torno de 20% da energia gerada no interior do estado do Amazonas (que consumiram no ano de 2010 um

volume da ordem de 68.000 m³ de óleo diesel para a geração de energia elétrica), outros pontos de fornecimento de gás poderão ser instalados, em parceria com a empresa CIGÁS, conforme ilustrado na Figura 6.



Figura 6 - Trajeto do gasoduto Coari – Manaus e suas derivações para outras localidades do Estado.

Fonte: Governo do Estado do Amazonas, 2005.

A substituição do óleo diesel pelo gás natural nas termelétricas de Manaus e dos demais municípios contemplados pela rota do gasoduto proporcionará vantagens econômicas e ambientais imediatas, não só para o estado do Amazonas, mas para toda a sociedade brasileira.

O gás natural está entre os energéticos que tem menor potencialidade para impactar o meio ambiente. Sua sintonia ecológica é a maior entre os combustíveis. Seu estado natural gasoso e sua baixa densidade proporcionam uma rápida dissipação na atmosfera sem impregnar organismos minerais, vegetais ou animais. A ausência de compostos sulfurosos e nitrogenados em sua composição proporciona uma combustão livre da emissão de SO_x (gás que contribui para a chuva ácida) e com a menor taxa de emissão de NO_x (gás que ataca a

camada de ozônio) entre os combustíveis. Como é um combustível no estado gasoso sua combustão se processa da forma mais completa e a emissão de CO₂ é baixíssima.

4.4 A Geração Termelétrica a Gás Natural

No processo de produção de energia elétrica, o conceito fundamental da geração termelétrica é embasado no conceito da conversão de energia térmica em energia mecânica, e de energia mecânica em energia elétrica. O processo de conversão de energia térmica em mecânica é realizado através de um fluido que, na sua expansão, gera trabalho em turbinas térmicas. A energia mecânica é então transferida ao gerador elétrico acoplado ao eixo das turbinas.

4.4.1 Usinas Térmicas a Gás Natural de Ciclo Simples e de Ciclo Combinado

Existem, basicamente, dois tipos principais de plantas termelétricas à Gás Natural: a de ciclo simples e a de ciclo combinado.

Em uma planta de ciclo simples cujo esquema básico é ilustrado na Figura 7, o gás natural é queimado e seus gases de combustão movimentam a turbina, e depois esses gases são expulsos para atmosfera. De acordo com a publicação Gas Turbine World – 2002 (GTW, 2002), o rendimento dos modelos de plantas de ciclo simples existentes no mercado varia de 30 a 40%.

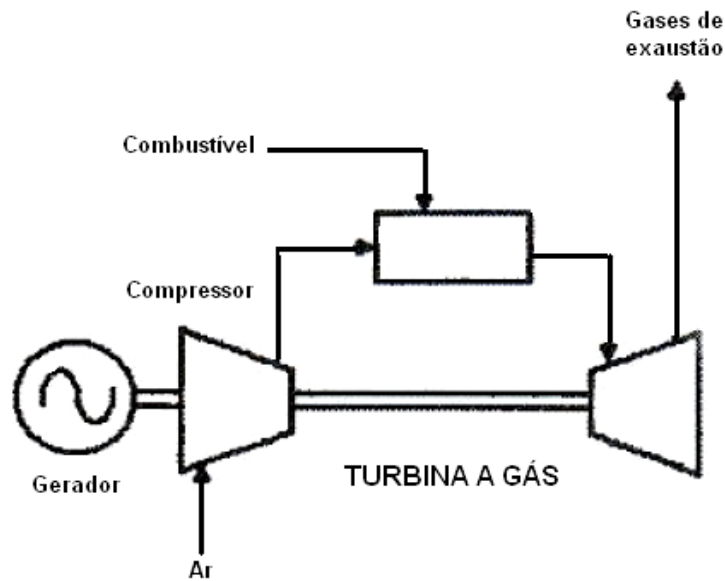


Figura 7 - Ciclo Simples.
Fonte: Reis, 2003.

No entanto, conforme se verifica na Figura 8, em uma planta de ciclo combinado, após a expansão na turbina, os gases de combustão são direcionados para uma caldeira de recuperação de calor, onde trocam calor gerando vapor que movimenta outra turbina a vapor, acoplada a outro gerador elétrico.

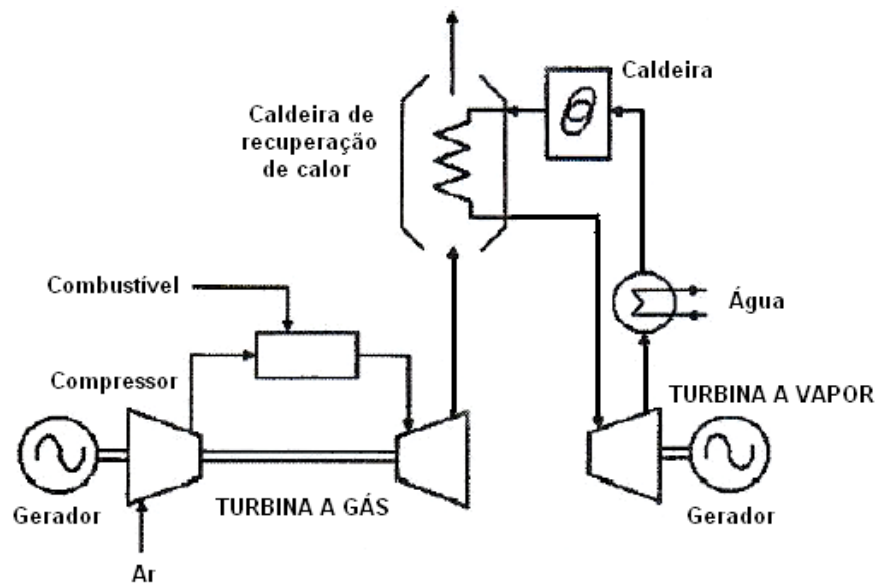


Figura 8 - Ciclo Combinado.
Fonte: Reis, 2003.

Este aproveitamento de calor dos gases exaustão na geração de energia elétrica eleva o rendimento deste tipo de planta. Conforme essa mesma publicação da Gas Turbine World-2002 (GTW, 2002), o rendimento dos modelos de plantas de ciclo combinado existentes no mercado varia de cerca de 40 a até 60%. Este elevado rendimento torna a tecnologia atrativa economicamente em relação as demais formas de geração térmica. Uma vez que o custo de combustível é o principal componente no custo total da geração térmica – atingindo 50 a 60%, para um fator de carga de 90% - a eficiência torna-se fundamental.

Kehlhofer (1999) mostra um estudo comparativo entre eficiências líquidas de diversos tipos de usinas termelétricas como as de turbinas a gás, e de ciclo combinado. O gráfico 8 expressa também à influência que a potência gerada pela planta tem sobre esta eficiência.

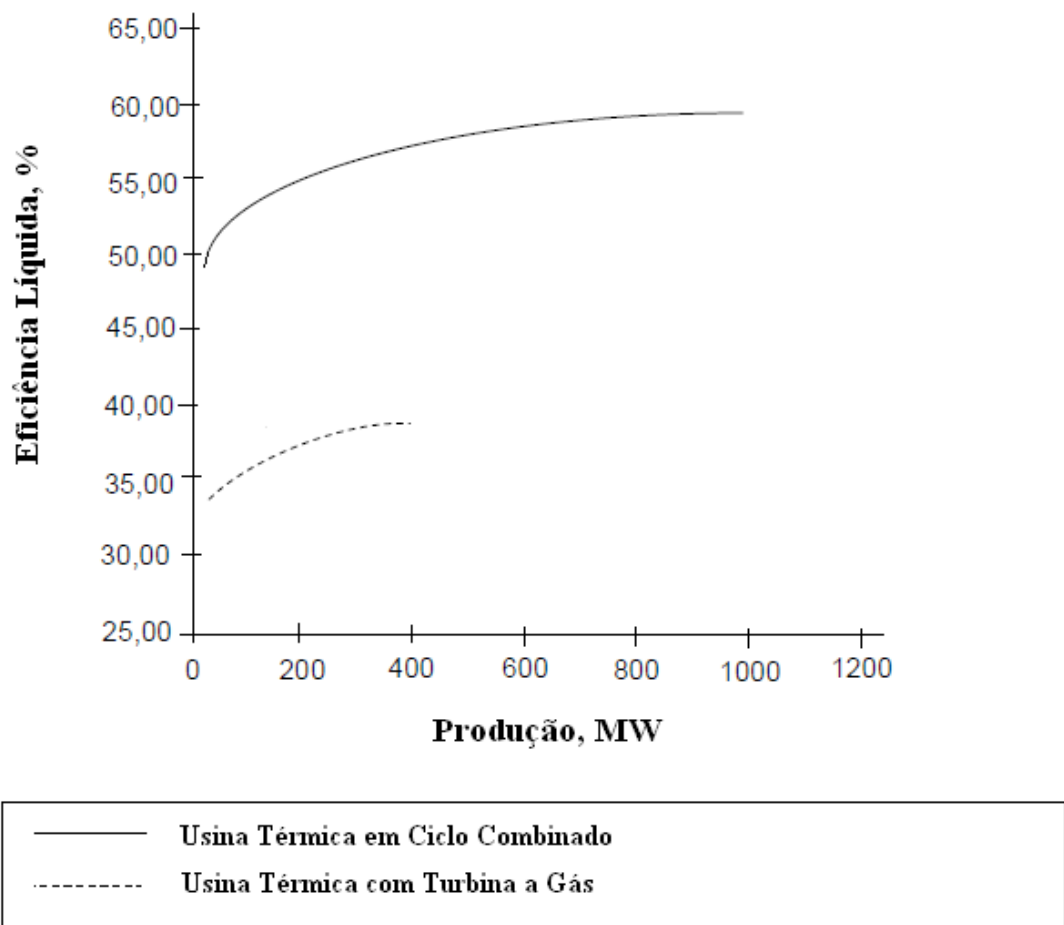


Gráfico 8 - Eficiência Líquida para diferentes tipos de usinas térmicas.
Fonte: Kehlhofer (1999) adaptado.

A superioridade de eficiência das termelétricas a ciclo combinado pode ser vista na Tabela 10, assim como outros parâmetros técnico-econômicos de diferentes usinas termelétricas, evidenciando grande parte dos pontos positivos e negativos de cada tipo de planta termelétrica.

Analisando os dados fornecidos por Lora e Nascimento (2004) na Tabela 10, pode-se verificar a vantagem na construção de usinas termelétricas a ciclo combinado comparativamente em relação a outros tipos de usinas de geração térmica. Além de possuir o maior rendimento e a menor taxa de calor liberada entre todas as usinas analisadas, mostra-se sempre melhor que alguma das usinas em outros quesitos.

Parâmetro	Usina com ciclo a vapor	Usina com turbina a gás	Usina em ciclo combinado convencional	Usina com motores de combustão interna (MCI)
Potência nominal (MW)	20 ~ 1200	0,5 ~ 340	7 ~ 800	Até 100
Custo específico (US\$ / KW)	600 ~ 1400	300 ~ 350	400 ~ 800	580 ~ 800
Tipo de combustível utilizado	Sólido, líquido ou gasoso	Líquido ou gás natural	Líquido ou gás natural	Diesel ou gás natural
Eficiência (%)	44 ~ 44,5	36 ~ 37	55 ~ 60	50
Tempo de vida (horas)	100.000	100.00	100.000	-
Tempo de montagem (meses)	40	10	20	10
<i>Heat – rate</i> (kJ / kWh)	7531 - 8018	9730 - 10000	6100 - 6300	7200

Tabela 10 - Parâmetros técnico-econômicos de diferentes tipos de centrais termelétricas.
Fonte: Kondo, 2007.

A maioria das térmicas a gás natural em funcionamento ou em construção adota a configuração de mais de uma turbina a gás, pois, desta forma, não há limite à capacidade da usina e os riscos de paralisação são reduzidos. O modelo comumente utilizado é o chamado 2 + 1, com duas turbinas a gás iguais, cada uma com sua caldeira de recuperação, e uma turbina a vapor de mesma capacidade. Desta forma, é possível usar três geradores elétricos de mesmo porte para as três turbinas, com transformadores e demais equipamentos elétricos também padronizados. Um arranjo deste tipo pode ser visto na Figura 9.

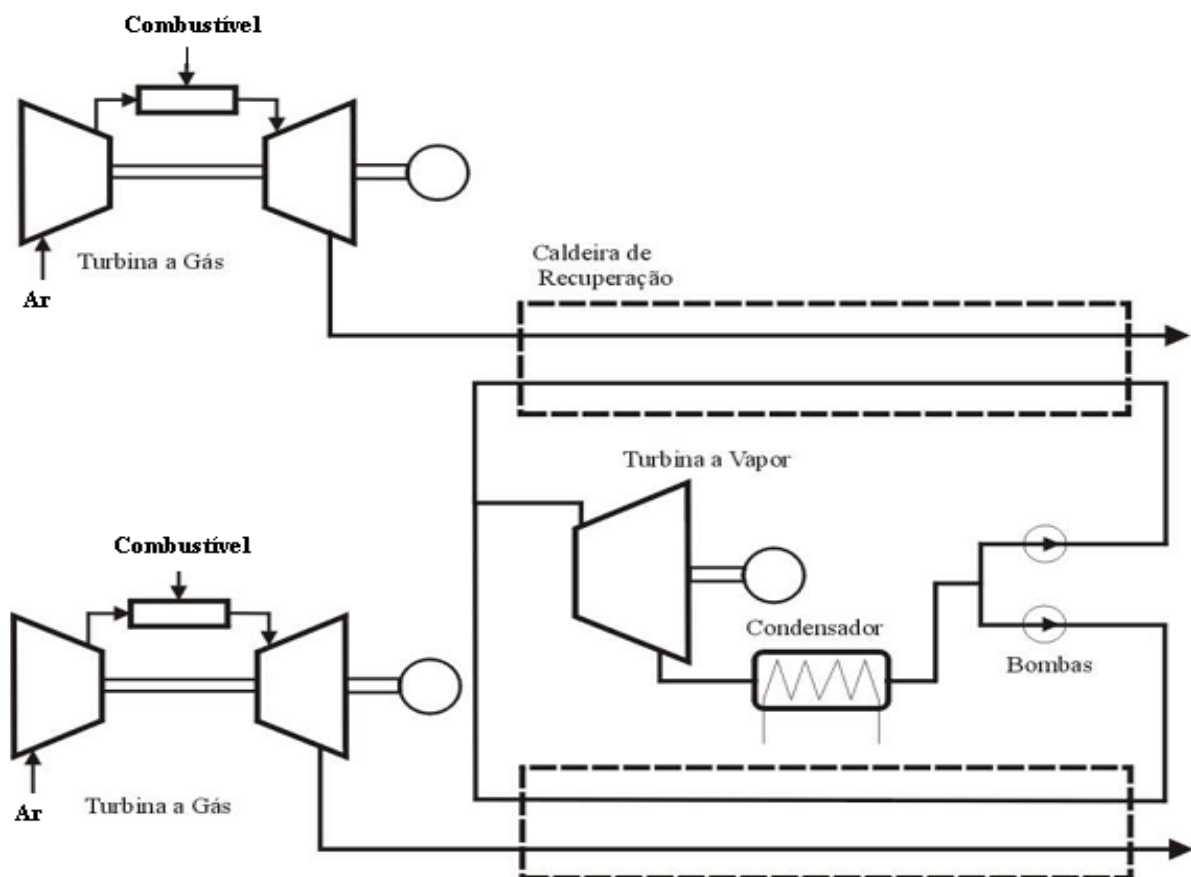


Figura 9 - Esquema Típico de uma planta em Ciclo Combinado tipo 2+1, com três geradores.
Fonte: Branco, 2005.

Esse tipo de configuração permite parar uma turbina a gás e sua caldeira de recuperação, reduzindo a capacidade total à metade. Caso a turbina a vapor pare, pode-se operar em ciclo aberto, mas com grande redução na eficiência térmica.

Uma atenção especial em instalações deste tipo deve ser dada à divisão de carga entre as turbinas a gás, de forma a equalizar as temperaturas e pressões no vapor produzido por suas caldeiras de recuperação. A Figura 10 é um exemplo ilustrativo de uma usina termelétrica, para melhor identificação dos componentes em uma planta, seu posicionamento e ligações.

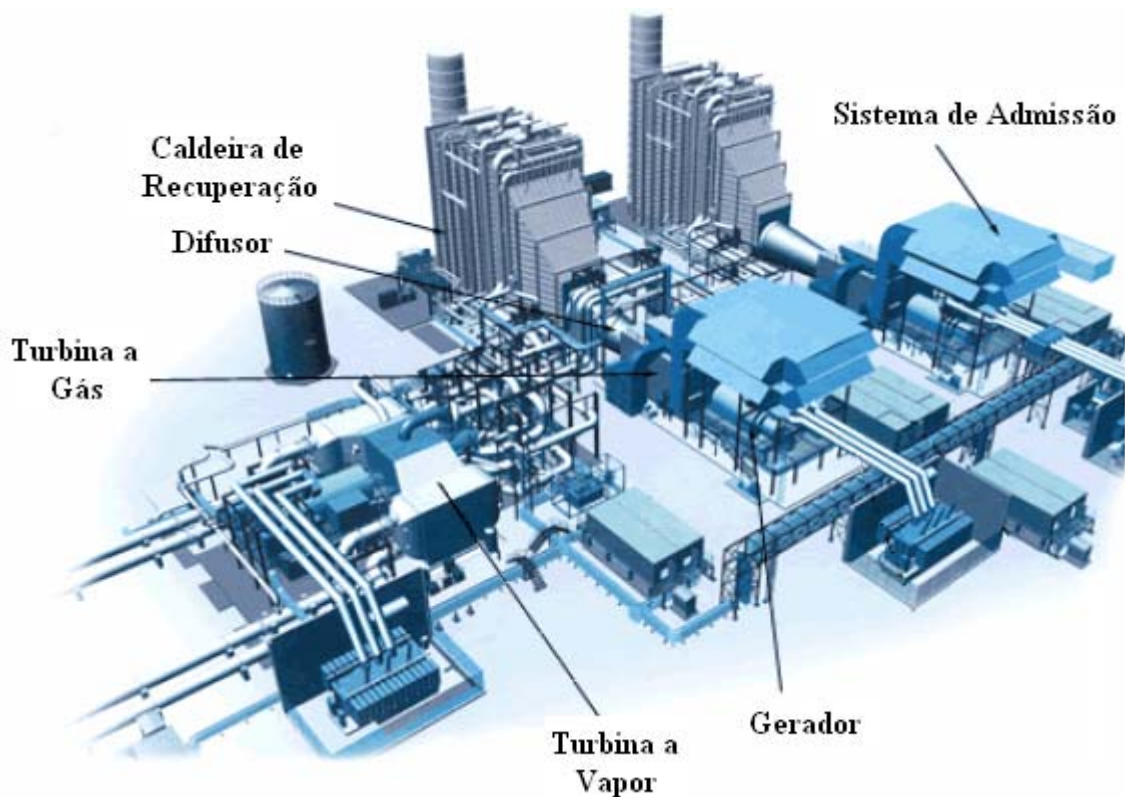


Figura 10 - Usina termelétrica a ciclo combinado arranjo 2 + 1.

Fonte: Kondo, 2007.

A combinação de turbinas a gás e a vapor não está limitada ao arranjo 2 + 1. Há exemplos de até 5 turbinas a gás associadas a uma a vapor, e arranjos de 3 + 1 e 4 + 1 estão em uso comercial em diversas plantas no Brasil e em outros países do mundo.

Apenas quatro fabricantes no mundo dominam a tecnologia de ciclo combinado, o que denota o alto custo de desenvolvimento e fabricação: a General Electric americana; a Siemens

(a empresa comprou os ativos da Westinghouse americana em 98), a Alston (adquiriu parcela da ABB em 2000 na sociedade formada no ano anterior) e a Mitsubishi (Pinhel, 2000).

Como informação complementar, a Tabela 11 apresenta dados gerais de alguns ciclos combinados comerciais, segundo a configuração das máquinas. Os valores de potência e *heat rate* apresentados na mesma, estão referidos nas condições ISO com o uso de gás natural como combustível.

Fabricante / Conjunto	Potência Total (MW)	<i>Heat Rate</i> (kJ/kWh)	Modelo de Turbinas a Gás e Quantidade
ALSTOM Power			
KA 24-1	271,0	6249	GT 24 (1)
KA 26-1	393,0	6217	GT 26 (1)
KA 13E2-2	480,0	6881	GT13E2 (2)
KA 13E2-3	728,0	6881	GT1E2 (3)
General Electric			
S106B	59,8	7390	PG6551B (1)
S106FA	107,1	6795	PG6551FA (1)
S107EA	130,2	7175	PG7121EA (1)
S107FA	258,8	6425	PG7231EA (1)
S107G	350,0	6210	PG7321G (1)
S206B	121,4	7285	PG6551B (2)
S406B	243,9	7245	PG6551B (4)
S206FA	217,0	6705	PG6551FA (2)
S207EA	263,6	7070	PG7121EA (2)
S207FA	521,6	6375	PG7131EA (2)
Siemens			
GUD 1S. V64. 3A	100,0	6868	V64.3A (1)
2 GUD 1S. V64. 3A	200,0	6868	V64.3A (2)
GUD 1S. W501G	365,0	6203	W501G
3 GUD 1S. W501G	1095,0	6203	W501G
GUD 2 W501F	550,0	6457	W501F
GUD 2 W501G	730,0	6203	W501G

Tabela 11 - Ciclos combinados comerciais de distintos fabricantes para a geração de eletricidade a uma frequência de 60 Hz.

Fonte: Lora e Nascimento (2004).

No Brasil, a geração termelétrica a Gás Natural teve seu grande incentivo com o racionamento de energia ocorrida nos anos de 2001 e 2002, uma vez que se constituía na forma mais rápida de atender à necessidade emergencial gerada pelo déficit de energia daquele momento.

Contudo, desde a reestruturação do setor elétrico brasileiro, ocorrida no ano de 1997, a integração da geração elétrica a gás natural ao parque gerador da matriz elétrica brasileira já tinha sido planejada, com o objetivo de trazer maior flexibilidade ao sistema elétrico brasileiro, fortemente estruturado na geração hidrelétrica. O novo modelo para o setor elétrico, apresentado em 2003, volta a incentivar a geração termelétrica, mas sob a forma de complementação térmica ao sistema hídrico. Esta nova proposta trata a geração termelétrica com maior equilíbrio se comparado às decisões adotadas nos de 2000 e 2002, fortemente influenciadas pelo racionamento de energia elétrica ocorrida no país.

4.4.2 Operação do Parque Térmico com Gás Natural no Amazonas

A Tabela 12 apresenta o balanço de energia do Sistema Manaus (MWh) previsto para o ano de 2011, onde podemos observar que o parque gerador que deverá atender ao mercado de energia elétrica da cidade de Manaus e as localidades de Presidente Figueiredo, Puraquequara e Iranduba é composto por 1 (uma) usina hidrelétrica (UHE-Balbina) e um parque térmico composto por diversas usinas geradoras, que incluem usinas próprias da Amazonas Energia, 8 (oito) usinas alugadas e 5 (cinco) usinas de PIEs.

USINA	Geração de Energia Hidráulica Prevista (MWh)	Geração de Energia Prevista com Óleo Combustível (MWh)	Geração de Energia Prevista com Gás Natural (MWh)
UHE BALBINA	1.059.600		
UTE APARECIDA BLOCO I		81.180	380.851
UTE APARECIDA BLOCO II		47.467	600.372
UTE CIDADE NOVA (Aluguel)		131.272	
UTE CRISTIANO ROCHA (PIE)		235.560	333.840
UTE ELECTRON		-	-
UTE DISTRITO (Aluguel)		117.025	-
UTE FLORES (Aluguel)		243.671	-
UTE JARAQUI (PIE)		-	525.600
UTE MANAUARA (PIE)		-	525.600
UTE MAUÁ BLOCO I		413.422	-
UTE MAUÁ BLOCO II		-	-
UTE MAUÁ BLOCO III			681.360
UTE MAUÁ BLOCO IV		490.792	-
UTE MAUÁ BLOCO V (Aluguel)		146.320	-
UTE MAUÁ BLOCO VI (Aluguel)		334.242	-
UTE MAUÁ BLOCO VII (Aluguel)		123.880	-
UTE PONTA NEGRA (PIE)		44.640	480.960
UTE SÃO JOSÉ (Aluguel)		214.880	
UTE TAMBAQUI (PIE)		-	525.600
IRANDUBA (Aluguel)		135.139	-
TOTAL	1.059.600	2.759.490	4.054.183
TOTAL GERAL (MWh)		7.873.273	

Tabela 12 - Balanço de Energia para o Sistema Manaus no ano de 2011.

Fonte: GTON/Eletróbrás (2011).

Nesse contexto, e considerando o contrato de fornecimento de gás natural, foi iniciado no final do ano de 2009, e concluído em 2011, os serviços de conversão para possibilitar a utilização desse energético em algumas usinas do parque gerador térmico que atende à cidade de Manaus, composto por duas usinas de propriedade da Amazonas Energia (UTE Aparecida e UTE Mauá) e as cinco usinas dos PIEs.

Após o término das conversões, cujos serviços foram concluídos no início do segundo semestre do ano de 2011, as unidades convertidas estão correspondendo a uma potência

nominal de 575 MW, equivalente a cerca de 40% da potência total instalada, atualmente, no parque térmico da cidade de Manaus. Com uma previsão de consumo da ordem de 4,8 milhões de m³ por dia para esse parque térmico (CIGÁS, 2006).

Quanto aos sistemas do interior do Estado, a partir do segundo semestre do ano de 2012, está previsto a geração térmica utilizando gás natural nas UTE dos Sistemas Anamã, Anori, Caapiranga e Codajás. Em relação às UTE de Coari, Iranduba e Manacapuru, há a sinalização do início de operação com gás natural no decorrer do ano de 2012. Está previsto um consumo de gás natural da ordem de 200.000 m³ por dia para o processo de geração de energia elétrica nesses municípios.

5 ANÁLISE ECONÔMICA DO GÁS NATURAL NAS TERMELÉTRICAS DA CIDADE DE MANAUS

Neste capítulo serão apresentadas a metodologia e as avaliações econômicas da introdução do gás natural para a geração de energia elétrica na cidade de Manaus.

5.1 Metodologia para Levantamento de Dados Referência

Os índices de referência para a análise econômica do estudo proposto serão os seguintes:

-Fator de disponibilidade: Corresponde ao percentual do tempo disponível para a operação do equipamento (unidade geradora) ao longo de um determinado período. Na análise foi considerado o fator de disponibilidade média de 83% (ELETROBRAS, 2011) para as unidades térmicas ao longo de um ano, que se levaram em conta os aspectos combinados de confiabilidade, manutenibilidade e suporte a manutenção, supondo que os recursos externos requeridos estejam assegurados; bem como, de 100% para as usinas dos PIEs, devido aos contratos firmados com essas empresas geradoras de energia que consideram a garantia de energia assegurada com potência total disponível de 305 MW.

-Eficiência de uma turbina: Considera a potência nominal com as perdas internas e externas do sistema, que determinam finalmente a eficiência da turbina.

-Potência Disponível: Equivale a potência disponível desconsiderada a indisponibilidade forçada e programada.

-Combustível: São analisadas as características do combustível, cálculos de consumo e dos custos.

-Tecnologia: Avalia-se a tecnologia envolvida no sistema porque dependendo de seu grau de desenvolvimento, a usina opera de uma maneira ou outra, influenciando nos valores determinados.

Para uma melhor definição do trabalho, o universo estudado será a geração termelétrica, na cidade de Manaus, que utilizará o gás natural como energético em substituição aos óleos combustíveis derivados de petróleo, tendo como premissa a mesma quantidade de energia gerada para as duas análises (óleos combustíveis e gás natural), e prevista, para o ano de 2011, no Plano Anual de Operação para o sistema elétrico de Manaus (GTON/2011). Essas usinas térmicas que irão operar com gás natural, de forma contínua, foram consideradas na Tabela 12.

Outro parâmetro considerado foi o horizonte do cenário estudado, que foi o tempo de vigência do contrato de fornecimento do gás natural entre as empresas Amazonas Energia e a CIGÁS, tendo em vista que o contrato ainda tem vigência de 20 anos a partir de dezembro de 2010; assim, o horizonte considerado no estudo será de janeiro de 2011 a dezembro de 2030.

5.1.1 Parâmetros para o Cálculo dos Custos dos Combustíveis

Foram considerados os valores dos consumos específicos e custos dos combustíveis definidos no Plano de Operação-2011 da Eletrobrás para o sistema elétrico de Manaus (GTON, 2011) para os combustíveis derivados de petróleo e para o gás natural, para o ano de 2011, utilizando o fator de conversão de petróleo e gás de 1 MMBTU equivalente a 26,8 m³ (Petrobras, 2011), conforme Tabela 13.

USINA	Combustíveis Derivados de Petróleo			Gás Natural		
	Tipo de Combustível	Consumo Específico (kg/kWh) e (l/kWh)	Custo (R\$/t) e (R\$/m ³)	Heat - Rate (Consumo Específico)		Custo (R\$/m ³)
				BTU/kWh	m ³ /kWh	
UTE APARECIDA BLOCO I	OCTE (m ³)	0,280	1.922,00	9.484	0,254	0,8762
UTE APARECIDA BLOCO II	OCTE (m ³)	0,285	1.922,00	9.484	0,254	0,8762
UTE CRISTIANO ROCHA (PIE)	OC1A (t)	0,209	1.764,20	9.234	0,247	0,9169
UTE JARAQUI (PIE)	OC1A (t)	0,208	1.764,20	9.234	0,247	0,9169
UTE MANAUARA (PIE)	OC1A (t)	0,209	1.764,20	9.287	0,249	0,9169
UTE MAUÁ BLOCO III (PIE)	OCTE (m ³)	0,365	1.922,00	12.045	0,323	0,8762
UTE PONTA NEGRA (PIE)	OC1A (t)	0,210	1.764,20	9.200	0,246	0,9169
UTE TAMBAQUI (PIE)	OC1A (t)	0,208	1.764,20	9.234	0,247	0,9169

Tabela 13 - Consumos Específicos e Custos dos Combustíveis Derivados de Petróleo e Gás Natural no ano de 2011.

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do GTON, 2011 e CIGÁS, 2006.

Nesse contexto, a construção do cenário de aplicação do gás natural na matriz elétrica da cidade de Manaus será baseada na projeção de geração de energia elétrica das usinas térmicas que foram convertidas para utilização do gás natural para atendimento do cenário pré-determinado na vigência do contrato de fornecimento de gás natural para períodos de doze meses por ano, ou seja, período de 2012-2030.

5.2 A Geração Termelétrica a Gás Natural na Cidade de Manaus

A substituição de combustíveis derivados de petróleo por gás natural simulado para o ano de 2012, nas plantas termelétricas que atendem a cidade de Manaus, compostas por parque térmico próprio (Usinas de Aparecida e de Mauá) e por PIEs (UTES Tambaqui, Jaraqui, Ponta Negra, Manauara e Cristiano Rocha) cujas conversões foram concluídas no ano de 2011, projeta grandes vantagens econômicas para o negócio de energia elétrica na cidade de Manaus e para toda a sociedade brasileira.

5.2.1 Análise Comparativa da Utilização de Óleos Combustíveis e Gás Natural

A construção dos cenários para a análise econômica da utilização do gás natural no setor elétrico da cidade de Manaus foi baseada na operação de todas as unidades termelétricas convencionais (ciclo simples), já instaladas, que foram convertidas para operarem com gás natural, com uma potência total da ordem de 575 MW, sendo 270 MW do parque próprio da Amazonas Energia e 305 MW dos PIEs; considerando o fator de 83% para as usinas do parque próprio e de 100% para as usinas dos PIEs.

Foi considerando ainda que o contrato de compra e venda de gás natural celebrado entre a Companhia de Gás do Amazonas – CIGÁS e a Manaus Energia (atual Amazonas Energia), com cláusulas “*take-or-pay*” e “*ship-or-pay*” (CIGÁS, 2006), sinaliza um valor total estimado da ordem de R\$ 0,69/m³ de gás natural (R\$ 25,42/MMBTU) para as plantas próprias e R\$ 0.79/m³ de gás natural para as plantas dos PIEs (incluindo o preço do transporte na rede de distribuição de gás na cidade de Manaus, que será cobrado durante 96 meses a partir do segundo semestre de 2011), para o ano de 2012.

Nesse contexto, a Tabela 14 apresenta a comparação dos custos anuais calculados com a utilização de combustíveis derivados de petróleo e gás natural para as plantas térmicas que serão convertidas para a utilização deste energético.

USINA	Potência (MW)	Combustíveis Derivados de Petróleo		Gás Natural		Custo Anual Evitado ^{(A) - (B)} (R\$)
		Tipo de Combustível	Custo Anual Estimado ^(A) (R\$)	Consumo Diário Previsto (m ³ /dia)	Custo Anual Previsto ^(B) (R\$)	
UTE APARECIDA BLOCO I	80	OCTE (m ³)	313,0 milhões	440.000	138,8 milhões	174,2 milhões
UTE APARECIDA BLOCO II	80	OCTE (m ³)	318,6 milhões	440.000	138,8 milhões	179,8 milhões
UTE CRISTIANO ROCHA (PIE)	65	OC1A (t)	210,0 milhões	400.000	132,0 milhões	78,0 milhões
UTE JARAQUI (PIE)	60	OC1A (t)	192,9 milhões	400.000	132,0 milhões	60,9 milhões
UTE MANAUARA (PIE)	60	OC1A (t)	193,8 milhões	400.000	132,0 milhões	61,8 milhões
UTE MAUÁ BLOCO III	110	OCTE (m ³)	561,1 milhões	920.000	290,2 milhões	270,9 milhões
UTE PONTA NEGRA (PIE)	60	OC1A (t)	194,7 milhões	400.000	132,0 milhões	62,7 milhões
UTE TAMBAQUI (PIE)	60	OC1A (t)	192,9 milhões	400.000	132,0 milhões	60,9 milhões
TOTAL	575	-	2,2 bilhões	3.800.000	1,2 bilhão	1,0 bilhão

Tabela 14 - Impactos Econômicos com o Uso do Gás Natural – Cenário para o ano de 2012

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do GTON, 2011.

Considerando a simulação de geração de energia elétrica na cidade de Manaus, com a utilização do gás natural, para essas plantas durante todo o ano de 2012, podemos verificar que a substituição de derivados de petróleo por gás natural, para gerar a mesma quantidade de energia, poderá representar um benefício econômico imediato para o setor elétrico brasileiro, com a expressiva redução, somente na aquisição de combustíveis fósseis para o Sistema Elétrico de Manaus, da ordem de R\$ 1 bilhão por ano, ou seja, aproximadamente US\$ 529 milhões, considerando a cotação de fechamento do dólar no dia 25 de novembro de 2011 de US\$ 1,0 igual a R\$ 1,89 (BC, 2011), sinalizando uma redução da ordem de 45% (quarenta e cinco por cento) no custo de aquisição do combustível com a inclusão do gás natural na matriz elétrica da cidade de Manaus.

Outro aspecto que dever ser destacado é que os custos dos serviços de conversão das unidades geradoras do parque próprio da Amazonas Energia (UTE Aparecida e UTE Mauá) foram de aproximadamente US\$ 4 milhões, conforme contrato nº OC 36769/2009 (AmE,

2009) para a UTE Mauá, e de aproximadamente US\$ 7 milhões, conforme contrato n° OC 33141/2009 (AmE, 2009a) para a UTE Aparecida; enquanto que para as usinas dos PIEs já estava previsto a instalação de unidades térmicas a bicomustível (óleo e gás), conforme contrato firmado entre a concessionária e os PIEs.

Dessa forma, pode-se verificar que o valor do gasoduto é equivalente a aproximadamente quatro anos e meio de custo evitado com a aquisição de combustíveis (diferença obtida com a substituição de óleos derivados de petróleo por gás natural na geração de energia elétrica na cidade de Manaus). E o valor das conversões é de apenas 10 dias de operação das usinas utilizando o gás natural como energético.

Dentro desse contexto, é possível projetar que o benefício econômico, com o custo evitado, a valor presente, com a substituição dos óleos combustíveis pelo gás natural para a geração de energia elétrica no Sistema Elétrico de Manaus, até o final do prazo contratual de fornecimento do gás natural, que em dezembro de 2030, seria da ordem R\$ 1 bilhão por ano, ou seja, de R\$ 19 bilhões, o equivalente a aproximadamente US\$ 10 bilhões, considerando a cotação de fechamento do dólar no dia 25 de novembro de 2011 de US\$ 1,0 igual a R\$ 1,89 (BC, 2011), no período remanescente do contrato, ou seja, de janeiro de 2012 a dezembro de 2030; podendo, ainda, proporcionar maiores vantagens econômicas na provável prorrogação desse contrato de fornecimento de gás natural.

5.2.2 Proposta para a Otimização da Geração Térmica a Gás Natural na Cidade de Manaus

Considerando a premissa do volume de gás natural contratado para a geração de energia elétrica na cidade de Manaus, é importante registrar que, quanto ao aspecto econômico, o contrato de compra de gás natural foi firmado sob o regime “*take-or-pay*” e

“*ship-or-pay*”. Logo, é determinante que sejam estudadas alternativas de modulação para a geração de energia elétrica para a utilização desse gás já contratado, que é de 4,8 milhões de m³/dia para as usinas térmicas de Manaus.

O parque térmico atualmente instalado, que utiliza o gás natural como combustível, sinaliza, para o ano de 2012 um consumo da ordem de 3,8 milhões de m³/dia para a geração de energia elétrica na cidade de Manaus (Tabela 14). Contudo, será pago todo o volume contratado de 4,8 milhões de m³/dia, referente à parcela do transporte (*ship-or-pay*), conforme o contrato de fornecimento natural (CIGÁS, 2006).

Diante dessa situação atual, torna-se relevante avaliar uma opção alternativa à configuração de geração térmica a gás natural atualmente existente visando melhor adequar o negócio a utilização desse energético para a geração de energia elétrica na cidade de Manaus, tendo em vista o contrato de fornecimento existente.

Para a elaboração de uma proposta de melhor utilização do volume total de gás contratado entre as empresas Amazonas Energia e CIGÁS, foram consideradas usinas térmicas com turbinas a gás natural em ciclo combinado, com potências adequadas ao volume de gás contratado para a geração térmica nas usinas próprias da Amazonas Energia, ou seja, da ordem de 2,8 milhões de m³/dia.

Nesse cenário, e considerando o consumo específico das usinas térmicas (Tabela 13) e o seu volume de gás previsto (Tabela 14), a configuração proposta para uma nova planta térmica, instalada na área do parque térmico do Mauá, seria composta de uma usina térmica da ordem de 500 a 600 MW de potência total instalada, com a modulação de duas turbinas a gás, e uma turbina a vapor, cujos projetos existem no mercado mundial de energia, e os equipamentos poderiam ser fornecidos por fabricantes tradicionais da área energia, como General Electric e Siemens, entre outros.

Com base na usina térmica proposta, com turbinas a gás em ciclo combinado, foi feito o cálculo da energia gerada para o mesmo volume de gás natural previsto para as usinas existentes de ciclo simples, conforme contrato existente de fornecimento de gás natural, para fins de comparação com a situação atual; ou seja, geração de energia elétrica com as usinas de ciclo simples versus usinas de ciclo combinado. As Tabelas 15 e 16 apresentam o desempenho da configuração do parque térmico existente (usinas de ciclo simples) e a configuração do parque térmico proposto (incluindo uma usina nova com turbinas a gás em ciclo combinado), respectivamente.

Usina	Potência Nominal		Consumo Médio de Gás Previsto (m ³ /dia)	Heat – Rate (m ³ /MWh)
	Ciclo Simples	Ciclo Combinado		
UTE MAUÁ BLOCO III	110 MW 2 TG's x 55 MW	-	920.000	323
UTE APARECIDA	160 MW 4 TG's x 40 MW	-	880.000	254
UTE CRISTIANO ROCHA (PIE)	65 MW	-	400.00	247
UTE JARAQUI (PIE)	60 MW	-	400.00	247
UTE MANAUARA (PIE)	60 MW	-	400.00	249
UTE PONTA NEGRA (PIE)	60 MW	-	400.00	246
UTE TAMBQUI (PIE)	60 MW	-	400.00	247
TOTAL	575 MW		3.800.000	275

Tabela 15 - Desempenho das Usinas a Gás Natural Instaladas na Cidade de Manaus – Cenário 2012

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do GTON, 2011.

A Tabela 16 apresenta a proposta de uma nova usina de ciclo combinado de 568,5 MW de potencia nominal a ser instalada na área física da atual complexo termelétrico do Mauá, que já possui toda a infraestrutura necessária para a instalação de uma usina desse

porte, inclusive com a facilidade técnica de um sistema de transmissão para a conexão elétrica da usina.

Usina	Potência Nominal		Consumo Médio de Gás Previsto (m ³ /dia)	Heat – Rate (m ³ /MWh)
	Ciclo Simples	Ciclo Combinado		
UTE MAUÁ (Usina Proposta)	-	568,5 MW 2 TG's x 180,75 MW + 1 TV x 207 MW	2.000.000	146
UTE APARECIDA	160 MW 4 TG's x 40 MW	-	880.000	247
UTE CRISTIANO ROCHA (PIE)	65 MW	-	400.00	247
UTE JARAQUI (PIE)	60 MW	-	400.00	249
UTE MANAUARA (PIE)	60 MW	-	400.00	246
UTE PONTA NEGRA (PIE)	60 MW	-	400.00	247
UTE TAMBAQUI (PIE)	60 MW	-	400.00	247
TOTAL	1.033,50 MW		4.880.000	197

Tabela 16 - Proposta de uma Nova Configuração para a Geração Térmica a Gás Natural para a Cidade de Manaus.

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do GTON, 2011 e GTW, 2002.

Os valores encontrados nas Tabelas 15 e 16 indicam ser muito vantajoso, do ponto de vista econômico e de eficiência energética, a substituição da usina térmica existente no Mauá, de 110 MW, de ciclo simples, que utiliza gás natural para geração de energia, por uma nova planta do porte de 500 a 600 MW de potência nominal instalada, com turbinas a gás em ciclo combinado. Para efeito de estudo, será considerado, como exemplo o conjunto modelo 2W.501F do fabricante SIEMENS, com potência nominal total de 568,5 MW, sendo duas TGs de 180,75 MW cada e uma TV de 207 MW (GTW, 2002; Lora e Nascimento, 2004).

No cálculo elaborado, se constata que a eficiência energética da usina proposta de ciclo combinado é mais que o dobro da usina térmica existente, de ciclo simples (UTE Mauá

– Bloco III), pois o consumo para gerar a mesma quantidade de energia é de 146 m³/MWh para a usina de ciclo combinado proposta, e 323 m³/MWh para a usina de ciclo simples existente em Mauá; justificando, dessa forma, a implantação de uma nova usina em substituição a usina Mauá atualmente instalada na área do complexo termelétrico de Mauá.

Quanto ao custo de instalação dessa usina térmica em ciclo combinado, e verificando os custos base estabelecidos atualmente, nota-se que os custos unitários de plantas de ciclo combinado, com a inclusão de outros equipamentos e tecnologias, são da ordem de US\$ 1.000/ kW instalado para uma usina do porte de 500 a 600MW, com tempo de construção da ordem de 36 meses (Carvalho e Sauer, 2009).

Assim, o custo projetado para uma usina de ciclo combinado de 568,5 MW de potência nominal instalada seria da ordem de US\$ 570 milhões, em torno de R\$ 1 bilhão, equivalente a apenas um ano de custo evitado com a substituição dos óleos combustíveis derivados de petróleo pelo gás natural na geração de energia elétrica do parque térmico existente na cidade de Manaus, conforme apresentado na Tabela 14.

6 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Considerando os dados levantados e as análises apresentadas no estudo, é demonstrado que haverá uma redução expressiva, de imediato, dos custos no processo de geração de energia elétrica na cidade Manaus com a substituição de óleos combustíveis derivados de petróleo pelo energético gás natural da província petrolífera de Urucu, na bacia do Solimões – município de Coari (AM).

Essa redução sinaliza um custo evitado, para o parque térmico existente, que foi convertido para utilizar o gás natural como combustível, da ordem de R\$ 1 bilhão por ano (US\$ 529 milhões), considerando a cotação de fechamento do dólar no dia 25 de novembro de 2011 de US\$ 1,0 igual a R\$ 1,89, projetando uma economia para o horizonte de vigência do contrato de fornecimento de gás natural entre a concessionária de energia elétrica e a Companhia de Gás do Estado do Amazonas – CIGÁS em torno de R\$ 19 bilhões (US\$ 10 bilhões) para o período de janeiro de 2012 a dezembro de 2030.

O estudo comprova também que há espaço para a otimização dos recursos do energético gás natural, à luz do contrato firmado entre as empresas Amazonas Energia e CIGÁS, quanto ao melhor aproveitamento do volume de gás contratado, que é de 4,8 milhões de m³/dia para a geração de energia elétrica na cidade de Manaus.

Dessa forma, foi estudada uma alternativa visando a melhor utilização do volume total de gás natural contratado sob os já citados regimes “*take-or-pay*” e “*ship-or-pay*”, onde foi apresentada uma proposta de configuração típica de usina termelétrica – UTE a ciclo combinado do porte de 568,5 MW de potência nominal, com um conjunto selecionado, para efeito de estudo, de duas turbinas a gás de 180,5 MW cada uma e uma turbina a vapor de 207 MW (consumo da planta da ordem de 146 m³/MWh) em substituição a UTE a ciclo simples existente no parque térmico do Mauá (potência nominal de 110 MW), que foi convertida para

utilizar o gás natural, porém com baixo rendimento energético (consumo da ordem de 323 m³/MWh), conforme parâmetros apresentados durante o desenvolvimento desse trabalho.

Assim, comparando-se a situação atual com a situação proposta, a alternativa estudada comprova um melhor aproveitamento energético do gás natural para a geração de energia elétrica na cidade de Manaus, que sinaliza a possibilidade de, com o mesmo volume de gás contrato (4,8 milhões de m³/dia), ser possível ter um ganho na capacidade nominal de geração com gás natural de 575 MW para 1.033,5 MW, indicando um aumento da ordem 80% na capacidade do sistema de geração térmica a gás natural instalada atualmente; bem como uma maior eficiência energética média desse sistema de geração, passando de uma projeção de consumo médio em torno de 275 m³/MWh para 197 m³/MWh, conforme a modulação de geração apresentada nesse estudo.

A proposta de geração térmica apresentada possibilita ainda a eliminação da necessidade de manter usinas alugadas para atender ao mercado de energia elétrica da cidade Manaus. Segundo o GTON (2011), para o ano de 2011 foi cadastrado, pela empresa Eletrobras Amazonas Energia, uma potência nominal instalada da ordem de 500 MW de usinas alugadas no parque térmico da cidade de Manaus.

O estudo apresentado, sem prejuízo da avaliação dos aspectos relativos às questões ambientais, traz uma abordagem simples e objetiva de atribuir um grau de mérito agregado às alternativas de melhor utilização do gás natural para a geração de energia elétrica na cidade de Manaus, considerando as expressivas vantagens econômicas e energéticas que foram analisadas no desenvolvimento desse trabalho.

Com todas essas considerações, entende-se que observando os resultados apresentados, com a metodologia e premissas adotadas, pode-se concluir que os impactos positivos, do ponto de vista técnico e econômico, analisados nesse estudo podem ser estendidos para outros processos similares.

Para estudos futuros, aliadas a outras sugestões que poderão ser apresentadas, sugere-se a elaboração de outras abordagens associadas à introdução do gás natural na matriz energética do estado do Amazonas, tais como: (i) expansão do parque térmico a gás natural na cidade de Manaus, considerando o provável aumento da produção desse energético, que possibilitará a desativação total das usinas térmicas remanescentes que utiliza óleos derivados de petróleo como energético; (ii) impactos ambientais e sociais com a geração de energia elétrica na cidade de Manaus e nos sete municípios que também serão beneficiados com o gás natural para a geração de energia elétrica; e (iii) avaliação de outras potencialidades de utilização do gás natural em novos processos, além da geração de energia elétrica, como por exemplo, no pólo gás-cloro-químico.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Homologatória 731, 28 de outubro de 2008. Disponível no site: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/pesquisadigit.cfm>> acessado em janeiro de 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Produção Nacional de Gás Natural. Disponível no site: <<http://www.anp.gov.br/doc/anuário2008/T2.11.xls>> acessado em janeiro de 2011.

AMAZONAS DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A. Contrato de conversão das unidades geradoras da UTE Mauá. Contrato nº OC 36769/2009. Manaus, 2009.

_____. Contrato de conversão das unidades geradoras da UTE Aparecida. Contrato nº OC 33141/2009. Manaus, 2009.

_____. Amazonas Distribuidora de Energia S.A. Relatório de Administração 2010. Manaus, 2010.

_____. Relatório Diário de Operação da capital Manaus do dia 09 de setembro de 2011. Manaus, 2011.

BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL 2010. Disponível no site: <http://mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=1432&pageId=17036> acessado em 22 de abril de 2011.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. Disponível no site: <<http://www4.bcb.gov.br/pec/taxas/batch/taxas.asp?id=txdolar>> acessado em 25 de novembro de 2001.

BRANCO, F. P. Análise termoeconômica de uma usina termelétrica a gás natural operando em ciclo aberto e em ciclo combinado. 156 p. : il. Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. São Paulo, 2005.

CARTAXO, E. Fornecimento de energia elétrica para comunidades isoladas na Amazônia: reflexão a partir de um estudo de caso. Tese (Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos). Programa de Pós-Graduação em Sistemas Energéticos. FEM/UNICAMP. Campinas, 2000.

CARVALHO, J.F., SAUER, I.L. Does Brazil need new nuclear power plants? *Energy Policy*, 2009.

CAVALIERO, C. K. N. Inserção de mecanismos regulatórios de incentivo ao uso de fontes alternativas de energia no setor elétrico brasileiro e no caso específico da região Amazônica. Tese (Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos). Programa de Pós-Graduação em Sistemas Energéticos, FEM/UNICAMP. Campinas, 2003.

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. Atos Oficiais Relativos aos Sistemas Isolados Brasileiros. 304p. Rio de Janeiro, 2002.

COMPANHIA DE GÁS DO AMAZONAS. Contrato de fornecimento de gás natural. Contrato n° OC 1902/2006. Manaus, 2006.

CORREIA, J. C. Atendimento energético a pequenas comunidades isoladas: barreiras e possibilidades. *T&C Amazônia*, ano II, n° VI. Manaus, 2005.

CORREIA, J. C. Introdução dos óleos vegetais na matriz energética da reserva extrativista do médio Juruá e a valorização da biodiversidade: estudo de caso do óleo de andiroba. Tese (Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos). Programa de Pós-Graduação em Sistemas Energéticos. FEM/UNICAMP. Campinas, 2002.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Decenal de Expansão de Energia 2020. Projeções da demanda de energia elétrica 2011 – 2020. Rio de Janeiro, 2010.

ESTUDO PRÉVIO DE IMPACTO AMBIENTAL. EPIA do Gasoduto Coari – Manaus. Manaus, 2003.

FIGUEIREDO, C. A. Contribuições para o estabelecimento de políticas de desenvolvimento com impactos energéticos no sistema isolado do estado do Amazonas. Campinas, 2003. Tese (Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos). Programa de Pós-Graduação em Sistemas Energéticos, FEM/UNICAMP. Campinas, 2003.

FROTA, W. M. Melhorias estruturais de suprimento para os sistemas elétricos isolados de Manaus e Macapá. *T&C Amazônia*, ano II, n° VI. Janeiro, 2005. Manaus, 2005.

_____. Sistemas Isolados de Energia Elétrica na Amazônia no Novo Contexto do Setor Elétrico Brasileiro. Campinas: Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos). Programa de Pós-Graduação em Sistemas Energéticos, FEM/UNICAMP. Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, 131pp. Campinas, 2004.

GOVERNO DO ESTADO DO AMAZONAS. Programa de Desenvolvimento sustentável do Gasoduto Coari – Manaus. Disponível em <www.gasodutocoarimanaus.am.gov.br>. Acesso em Setembro de 2005.

GRUPO TÉCNICO OPERACIONAL DA REGIÃO NORTE. Plano Anual de Combustível para 2010 dos Sistemas Isolados. Rio de Janeiro, 2010.

_____. Plano de Operação 2011 – Sistemas Isolados. Rio de Janeiro, 2011.

GTW. Gas Turbine World 2001-2002 Handbook, Vol.22, Connecticut: Pequot Publishing Inc., ISSN 0747-7988. USA, 2002.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA [on-line], Brasília, 2011, Censo 2010. Disponível em: <<http://www.ibge.gov.br>>. Acessado em 25 de novembro de 2011.

KEHLHOFER, R. H.; BACHMANN, R.; NIELSEN, H.; WARNER, J. Combined-Cycle Gas & Steam Turbine Power Plants. Tulsa: PennWell Publishing Company, 298 p. 1999.

KONDO, N. N. Determinação de Índices de Desempenho de Usinas Termelétricas. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia Mecânica. São Paulo, 2007.

LORA, E. E. S.; NASCIMENTO, M. A. R. Geração Termelétrica: Planejamento, Projeto e Operação. Rio de Janeiro: Interciência, Volume 1. 2 v, 1-632 p. 2004

_____. Geração Termelétrica: Planejamento, Projeto e Operação. Rio de Janeiro: Interciência. Volume 2. 2 v, 633-1265 p. 2004.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro. Brasília, 2004.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. Fatores de Conversão. Disponível no site: <http://www.petrobras.com.br/noticias/gasoduto-urucu-coari-manaus-mais-energia-para-o-brasil/>==> Acessado em 30 de novembro de 2011.

_____. Fatores de Conversão. Disponível no site: http://www.petrobras.com.br/ri/Show.aspx?id_materia=b5bELQs5wb4LxaIcA5vrPw==&id_canal=8HXhVHfEy3ykamp+JQ1S2Q==&id_canalpai=TC1wGEUaHBF8+uTYXJS/Og==> Acessado em 25 de novembro de 2011.

PINHEL, A. C. C. Simulação de Uma Usina Térmica a Gás no Novo Contexto do Setor Elétrico – Análise Risco X Retorno. VIII, 133 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc., Planejamento Energético, 2000) Tese - Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE. Rio de Janeiro, 2000.

PROGRAMA DAS NAÇÕES UNIDAS PARA O DESENVOLVIMENTO – PNUD. Relatório do ano de 1992.

REIS, Lineu B.; SILVEIRA, Semida. Energia Elétrica para o Desenvolvimento Sustentável, Edusp, 2ª Ed., 284p. São Paulo, 2001.

SAUER, I. L. O Papel de Gás Natural no Desenvolvimento Sustentável da Amazônia. Manaus, 2003.

_____. O Papel do Gás Natural na Matriz Energética e o seu Impacto no Desenvolvimento Sustentável na Amazônia. Palestra – II Fórum de Debate da Amazônia Ocidental. SUFRAMA – Questão Energética na Amazônia – 02.09.2003. Manaus, 2003.

SUPERINTENDÊNCIA DA ZONA FRANCA DE MANAUS. Boletim Conjuntural Pólo Industrial de Manaus, Ano II – no. 04 – Manaus, 2011.

_____. Superintendência da Zona Franca de Manaus. IV Feira Internacional da Amazônia. Seminário “Energia e Desenvolvimento na Amazônia: Macro-dinâmicas em estruturação concreta FIAM 2008”. Manaus, 2008.

UDAETA, Miguel E. M.; Planejamento Integrado de recursos (PIR) – Para o Setor Elétrico (Pensando o Desenvolvimento Sustentável); Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo. 351p. São Paulo, 1997.

UNIVERSIDADE FEDERAL DO AMAZONAS. Relatório de Impacto Ambiental do Gasoduto Coari-Manaus. Centro de Ciências do Ambiente da Universidade Federal do Amazonas. Manaus, 2003.