

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDACÃO FINAL DA
TESE DEFENDIDA POR NELSON KUWAHARA
E APROVADA PELA
COMISSÃO JULGADORA EM 30/08/1999
ORIENTADOR

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

**Análise do Gás Natural Liquefeito como
Alternativa Energética para os Pequenos e Médios
Sistemas Isolados da Amazônia**

Autor : Nelson Kuwahara
Orientador: Sergio Valdir Bajay

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

Análise do Gás Natural Liquefeito como
Alternativa Energética para os Pequenos e Médios
Sistemas Isolados da Amazônia

Autor : Nelson Kuwahara

Orientador: Sergio Valdir Bajay

Curso: Planejamento de Sistemas Energéticos

Dissertação de mestrado apresentada à comissão de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para obtenção do título de Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Campinas, 1999
S.P. - Brasil

UNIDADE	BC
N.º CHAMADA:	UNICAMP
	K969a
V.	Ex.
TCMDO BC/	39522
PROC.	229199
C	<input type="checkbox"/>
D	<input checked="" type="checkbox"/>
PREÇO	R\$ 11,00
DATA	24-11-00
N.º CPD	

CM-00137137-1

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

K969a Kuwahara, Nelson
Análise do gás natural liquefeito como alternativa energética para os pequenos e médios sistemas isolados da Amazônia / Nelson Kuwahara.--Campinas, SP: [s.n.], 1999.

Orientador: Sergio Valdir Bajay
Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Gás natural. 2. Energia elétrica - Consumo. 3. Amazonas. I. Bajay, Sergio Valdir. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

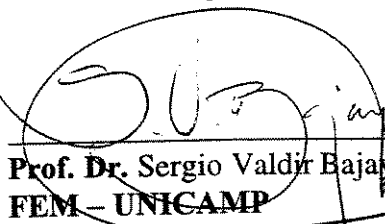
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Análise do Gás Natural Liquefeito como
Alternativa Energética para os Pequenos e Médios
Sistemas Isolados da Amazônia

Autor : **Nelson Kuwahara**

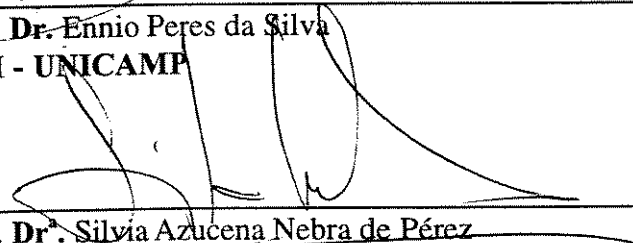
Orientador: **Sergio Valdir Bajay**



Prof. Dr. Sergio Valdir Bajay, Presidente
FEM - UNICAMP



Prof. Dr. Ennio Peres da Silva
FEM - UNICAMP



Prof. Dr. Silvia Azucena Nebra de Pérez
FEM - UNICAMP

Campinas, 30 de agosto de 1999

Dedicatória:

Dedico este trabalho à minha querida família :

Shigeomi Kuwahara – Pai

Geni Alves Kuwahara – Mãe

Edson Kuwahara – Irmão

Maria Cristina Kuwahara – Irmã

Moacir Kuwahara – Irmão

Agradecimentos

O desenvolvimento deste trabalho ocorreu com o apoio de diversas pessoas às quais presto minha gratidão :

Celso Augusto Coelho

Sergio Valdir Bajay

Celso Shiguetoshi Tanabe

Márcio Higa

Cynthia Santos Andrade

Satoru Ikeda

Patrícia Lima Rubim

Ruben Cesar Rodrigues

Breno França

Márcia Sardinha

A todos os professores e colegas do departamento, que ajudaram de forma direta e indireta na conclusão deste trabalho.

Deus é o nosso guia

Índice

1	Introdução	1
2	Economia, energia e meio ambiente na Amazônia	5
2.1	O desenvolvimento econômico da Amazônia	5
2.2	A questão energética na Amazônia	9
2.2.1	Geração de energia elétrica nas capitais dos estados da Amazônia	10
2.2.2	Geração de energia elétrica no interior dos estados da Amazônia	12
2.2.3	Um breve histórico da ELETRONORTE	13
2.3	Alternativas de suprimento de energia elétrica analisadas para os estados da Amazônia	15
2.4	A geração de energia elétrica no Estado do Pará	17
2.5	A geração de energia elétrica nos municípios do Baixo Amazonas, na margem esquerda do rio Amazonas	18
2.6	Petróleo na Amazônia	22
2.7	Análise da utilização do gás natural da Bacia do Solimões no Estado do Pará	23
2.8	O descompromisso dos projetos na Amazônia com a questão ambiental	24
2.9	O gás natural liquefeito	25
3	A Conta de Consumo de Combustíveis	29
3.1	Os órgãos reguladores no setor de energia elétrica no Brasil	29

3.2	Estrutura da Conta de Consumo de Combustíveis	32
3.3	Cálculo de consumo de óleo Diesel em sistemas isolados do Pará	35
3.4	Proposta da ANEEL de geração alternativa utilizando os custos de rateio	37
4	Geração de energia elétrica com o gás natural da Bacia do Solimões	43
4.1	Equipamentos de geração	44
4.1.1	Grupos geradores a gás	44
4.1.2	Turbinas a gás	44
4.1.3	Comparação econômica entre os equipamentos de geração factíveis tecnicamente	45
4.2	Otimização da cadeia de gás natural liquefeito	46
4.3	Perspectiva de utilização do GNL nos pequenos e médios mercados de energia elétrica da Amazônia	50
4.4	Custos de geração da energia elétrica	54
4.4.1	Custo de geração do sistema atual	54
4.4.2	Custo de geração com turbinas a gás utilizando GNL	55
4.4.3	Análise da geração de energia elétrica utilizando o benefício da CCC-ISO, de acordo com a proposta da ANEEL	57
4.4.4	Geração de energia elétrica com GNL utilizando o valor pleno de rateio da CCC-ISO, no sistema atual	61
4.4.5	Geração de energia elétrica com GNL propondo utilização do valor concedido pela ANEEL para empreendimentos alternativos	62
4.4.6	Geração de energia elétrica com GNL propondo utilização de metade do benefício com redução gradual até o ano 2013	63
5	Medidas de regulação de empreendimentos energéticos à gás natural na região amazônica	66
5.1	Políticas energética, planejamento energético indicativo e regulação	66
5.2	As política energética vigentes na região amazônica	68

5.3 Um desenvolvimento econômico descentralizado	68
5.4 Internalização do custo de externalidades no planejamento energético indicativo	69
5.4.1 O aproveitamento do potencial hidráulico	70
5.4.2 A perda do potencial de absorção de carbono	72
5.4.3 A emissão de poluentes em centrais termelétricas	73
5.5 Medidas regulatórias para o setor elétrico na Amazônia	74
6 Conclusões e recomendações	76
Referências Bibliográficas	78
Apêndice A	81
Apêndice B	89
Apêndice C	106
Apêndice D	114
Apêndice E	119
Apêndice F	124

Resumo

KUWAHARA, Nelson, *Análise do Gás Natural Liquefeito como Alternativa Energética para os Pequenos e Médios Sistemas Isolados da Amazônia*, Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1999, 135 p. Dissertação de Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos.

A política energética implementada na Amazônia tem favorecido fundamentalmente os grandes consumidores industriais, em detrimento do atendimento da população em geral. Verificam-se que as diretrizes do setor energético são determinadas pelas políticas de desenvolvimento econômico regional, e estas por sua vez estão quase sempre dissociadas das aptidões da região e descompromissadas com os aspectos sócio-ambientais.

Os “sistemas isolados” de suprimento de energia elétrica na Amazônia são divididos em dois tipos de sistemas : os que servem as capitais, em geral constituídos por parques geradores hidrotérmicos, e os que atendem o interior, constituídos por usinas termelétricas que consomem óleo Diesel. A ELETRONORTE é responsável pela geração de energia elétrica para atendimento das demandas das capitais, enquanto as localidades do interior, de pequeno e médio porte, são atendidas, em geral, pelas concessionárias estaduais, com suprimento, em várias localidades inferior a 24 horas por dia. Os combustíveis derivados de petróleo consumidos nestes sistemas isolados são subsidiados pelos consumidores finais de energia elétrica do sistema interligado nacional, através do recurso da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, a qual foi criada para atender não somente as usinas termelétricas dos sistemas isolados da região Norte, mas também aquelas que estão interligadas ao sistema elétrico nacional, que consomem derivados de petróleo.

Em função do novo ambiente institucional do setor elétrico no país, que está passando do regime estatal para o privado, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL determinou a extinção deste subsídio. Para as usinas interligadas isso ocorrerá em 2006 e para os sistemas isolados em 2013, o que torna urgente para a região Norte a transformação dos parques geradores atuais, para uma configuração que garanta o suprimento com qualidade e nível tarifário adequado a realidade sócio-econômica da região.

A descoberta de gás natural na Amazônia mobilizou grandes esforços para sua utilização nos mercados de energia elétrica de Manaus e Porto Velho; no entanto, os estudos para o atendimento dos sistemas de pequeno e médio porte da Amazônia foram insignificantes. Diante desta situação, vê-se a necessidade de se analisar a viabilidade econômica deste energético nestes mercados, como uma opção para diversificação do parque existente. O estudo técnico e econômico das tecnologias de conversão, fundamentalmente motogeradores a gás e turbinas a gás, indica esta última como a melhor alternativa para geração de energia elétrica. Através da utilização de um modelo matemático de otimização, desenvolvido nesta dissertação, determinou-se as dimensões dos componentes da cadeia de transporte de Gás Natural Liquefeito - GNL, assumindo-se custos praticados no mercado internacional. Fez-se ainda a comparação do custo de geração de energia elétrica entre as usinas termelétricas que utilizariam o gás natural e as termelétricas convencionais que utilizam óleo Diesel. A proposta da ANEEL, de utilização do subsídio da CCC para financiamento de alguns tipos de usinas nos sistemas isolados é discutida neste trabalho, fazendo-se uma proposta alternativa para o uso desse recurso, com vantagens econômicas em relação ao sistema de geração atual. Verificou-se, que a disponibilidade de gás natural para os sistemas isolados de pequena e média demanda de energia elétrica deve ter suas oportunidades de implementação substancialmente ampliadas a partir do momento em que houver um aumento significativo do mercado de GNL na região. Isto pode acontecer com a utilização do gás em outros setores, ou com a instalação de plantas de atendimento de ponta em Manaus.

Palavras Chave:

- Gás natural liquefeito, Conta de Consumo de Combustíveis, Sistemas elétricos isolados

Abstract

KUWAHARA, Nelson, Analysis of the Liquefied Natural Gas as an Energy Alternative for the Isolated Systems of the Amazonian Region, Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1999, 135 p. M.Sc. Thesis on Planning of Energy Systems.

The energy politticy implemented in the Amazonian Region has been favoring fundamentally the large industrial consumers, instead of the population in general. The guidelines of the energy sector are determined by the regional economical development policies, and these, in turn, are almost always dissociated from the local aptitudes and with no commitment to social and environmental questions.

The “isolated systems” in terms of electric power supply, in the Amazonian Region are divided in two types of systems : those which supply the Region Capitals, in general composed by hydro and thermal power plant, and those which supply the hinterland, through thermal plants consuming diesel oil. ELETRONORTE is responsible for generating the electric power required to meet the capitals demands while the hinterland loads, of small and medium sizes, are met ,in general by state utilities, with power systems that operate in several places less than at 24 hours a day. The oil products consumed in these isolated systems are subsidised by all the consumers of the Brazilian interlinked electric power system, through a Fuel Consumption Account - CCC, which was created to subsidise not only the thermal power stations of the isolated systems in the North ern Region, but also the thermal plants that are interlinked to the national grid that consume oil products. Due to the new institutional environment of the electric power sector in the country,

that is going from public to private ownership, the Electric Power National Agency - ANEEL decided to rule out this subsidy. For the interlinked plants this will happen in 2006 and for those in the isolated systems in 2013. So, it is urgent, in the North Region, to transform the current electric power supply systems in to configurations that provide good quality supplies at tariff levels appropriate to the Region.

The discovery of natural gas in the Amazonian Region mobilised large efforts for its use in the electric power markets of Manaus and Porto Velho; the studies, however, for its use in meeting small and medium loads in the Region were insignificant. Then is thus a need to assess the economical feasibility of this energy source in these markets, as an alternative to diversity the current power supply systems. A technical and economic study of the conversion technologies involved, Diesel engines and gas turbines, indicated the latter as the best alternative for electric power generation. Through the use of an optimization model, developed in this thesis, the Liquefied Natural Gas - LNG transportation chain components were sized assuming international market costs. A cost comparison of the electricity generated in the thermal power plants consuming natural gas and that produced in conventional thermal power plants with diesel oil was carried out. The proposal of ANEEL, to use the CCC subsidies to finance new types of power plants in the isolated systems is discussed in the thesis; compared an alternative proposal for the use of these subsidies, with economical advantages compared to the current system, it put forward. It was observed that the availability of natural gas for the isolated systems disincented by small and average electric power loads will be substantially enlarged when the LNG market in the Region will increase significantly. This may happen with the use of the gas in other sectors of economy, or with the installation of peak shaving power plants in Manaus.

Key Words:

- Liquefied natural gas, fuel consumption account, electrically isolated systems

Lista de Figuras

4.1	Esquema da cadeia de transporte de GNL	47
4.2	Localização dos mercados potenciais para utilização do GNL de Coarí	51
4.3	Análise de sensibilidade com o preço do gás natural	57
4.4	Fluxo de caixa inicial do empreendimento, considerando os subsídios possibilitados pela proposta da ANEEL	59
4.5	Análise de sensibilidade com o preço do gás natural, considerando o subsídio permitido pela proposta da ANEEL	60
4.6	Análise de sensibilidade com o preço do gás natural, uso integral do “rateio” até 2013	62
4.7	Análise de sensibilidade com o preço do gás natural, uso do benefício durante 96 meses	63
4.8	Repasso de benefício CCC-ISSO, de forma gradual decrescente	64
4.9	Análise de sensibilidade com o preço do gás natural, uso da metade do subsídio até o ano 2013 pelo sistema de rateio atual	65

Lista de Tabelas

2.1	Capacidade instalada nos sistema isolados do interior da Amazônia	13
2.2	Capacidade instalada nos sistemas isolados do interior do Brasil	13
2.3	Variação da carga anual	19
2.4	Variação diária da carga	20
2.5	Capacidades concedidas para instalação nos municípios da região	20
2.6	Consumo anual de energia elétrica previsto para os municípios da região	21
2.7	Dados estatísticos de consumo de energia elétrica nos municípios do Baixo Amazonas em 1985 e 1995	21
2.8	Demografia dos municípios do Baixo Amazonas em 1995	22
2.9	Características do mercado estimado de energia elétrica, em 1998 no Baixo Amazonas, margem esquerda	23
2.10	Consumo de gás natural nos grandes projetos do Pará (Nm ³ /dia)	24
3.1	Preço de óleo Diesel na refinaria	36
3.2	Determinação do “rateio” nos sistemas isolados do Baixo Amazonas, margem esquerda	37

4.1	Eficiência das termelétricas formadas por grupos geradores a gás	44
4.2	Eficiência das termelétricas formadas por turbinas a gás	45
4.3	Custo anualizado das centrais termelétricas com turbinas a gás e grupos geradores	46
4.4	Consumo de gás natural das centrais termelétricas com turbinas a gás e grupos geradores	46
4.5	Distância entre Coarí e os municípios que devem receber o GNL	48
4.6	Custos da cadeia de transporte do gás natural liquefeito (US\$/Nm ³)	49
4.7	Projeção do mercado de energia no sistema elétrico de Manaus	52
4.8	Locais já conectados ou em processo de conexão com o sistema interligado NNE, mas com potencial de utilização do GNL em atividades outros que a geração de energia elétrica	55
4.9	Custos para geração de energia elétrica nos municípios do Baixo Amazonas, no Pará	55
4.10	Custos da cadeia de GNL para os municípios do Baixo Amazonas no Pará, com um maior mercado de GNL	55
4.11	Variações possíveis do custo de gás natural e seus efeitos sobre o custo anual do combustível	56
5.1	Capacidade instalada, em MW, das termelétricas da Amazônia	67
5.2	Áreas alagadas com a construção de hidrelétricas para suprir a demanda de eletricidade dos sistemas isolados, da Amazônia aptos a receber o GNL	71
5.3	Níveis de emissões de CO ₂ nas centrais termelétricas	73

Nomenclatura

ALBRAS - Alumínio Brasileiro S/A

ALUMAR - Alumínio do Maranhão

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

CADAM - Caulim da Amazônia

CAPEMI - Empresa de Exploração Florestal

CCC - Conta de Consumo de Combustíveis

CEA - Centrais Elétricas do Amapá

CEAM - Centrais Elétricas do Amazonas

CEEE - Companhia Estadual de Energia Elétrica

CELG - Centrais Elétricas de Goiás

CELPA - Centrais Elétricas do Pará

CELPE - Centrais Elétricas de Pernambuco

CELTINS - Centrais Elétricas do Tocantins

CEMAR - Centrais Elétricas do Maranhão

5.4	Emissões de NO _x e SO ₂ em centrais termelétricas de 100 MW de capacidade	73
5.5	Níveis de emissões de NO _x e SO ₂ das centrais termelétricas dos sistemas isolados da Amazônia	74

CEMAT - Centrais Elétricas do Mato Grosso

CER - Centrais Elétricas de Roraima

CERON - Centrais Elétricas de Rondônia

CHESF - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco

COELBA - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia

COPEL - Companhia Paranaense de Eletricidade

DNDE - Departamento Nacional de Desenvolvimento Energético

ELETROACRE - Companhia de Eletricidade do Acre

ELETROBRÁS - Centrais Elétricas do Brasil

ELETRONORTE - Centrais Elétricas do Norte do Brasil

ENERSUL - Empresa Energética de Mato Grosso do Sul

FIEPA - Federação das Indústrias do Pará

GNL - Gás Natural Liquefeito

GTON - Grupo Técnico Operacional Norte

IBDF - Instituto Brasileiro de Desenvolvimento Florestal

MME - Ministério de Minas e Energia

PCH - Pequena Central Hidrelétrica

PETROBRÁS - Petróleo Brasileiro

PETROFÉRTIL - Petrobras Fertilizantes

PIN - Plano de Integração nacional

PND - Plano Nacional de Desenvolvimento

SECTAM - Secretaria de Ciência Tecnologia e Meio Ambiente do Pará

SPVEA - Superintendência de Valorização Econômica da Amazônia

SUDAM - Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia

SUFRAMA - Superintendência de Desenvolvimento da Zona Franca de Manaus

UHE - Unidade Hidrelétrica

UTE - Unidade Termelétrica

Capítulo 1

Introdução

Os planos de desenvolvimento econômico implantados na Amazônia, sobretudo os realizados nas décadas de 60 e 70, possuem características de centralização de atividades em algumas localidades da vasta região Amazônica, sendo estes implementados e incentivados pelo Governo Federal, ou através de associações com o capital estrangeiro.

O modelo de desenvolvimento econômico adotado conduziu as políticas energéticas aplicadas na Amazônia, para o atendimento dos empreendimentos industriais instalados na região, como a mineração, metalurgia e celulose. Embora estas atividades sejam condizentes com os recursos naturais disponíveis, não demonstram ser economicamente, socialmente e ambientalmente favoráveis para a região como um todo.

Nota-se que a intenção dos empreendedores, os quais normalmente pertencem a países industrializados, são de explorar os grandes potenciais energéticos e minerais disponíveis nos países em desenvolvimento, não tendo, no entanto, compromisso com os interesses sociais e ambientais regionais, valendo-se das aberturas econômicas e da fragilidade das legislações ambientais e/ou falta de eficiência na fiscalização para o seu cumprimento nos países em desenvolvimento.

Dessa forma, verifica-se o aporte de investimentos e busca de soluções para os problemas energéticos dos grandes centros urbanos e empreendimentos industriais instalados na região, não havendo, no entanto, preocupação das autoridades competentes com o fornecimento adequado de energia para as localidades de menor porte.

Portanto, é comum as localidades com menores demandas de energia serem atendidas por sistemas não contínuos de fornecimento de energia elétrica – fornecimento diário inferior a 24 horas – e sujeitos a constantes racionamentos, impondo grandes restrições ao desenvolvimento de atividades sociais e econômicas.

A grande maioria do parque elétrico instalado na região é térmico, composto por grupos geradores a óleo Diesel.

O combustível utilizado em todos os parques termelétricos do Brasil é subsidiado pelos consumidores dos sistemas interligados. Este subsídio é coletado em três contas : a Conta de Consumo de Combustíveis do Sistema Interligado Sul/Sudeste (CCC – Sul/Sudeste/Centro-Oeste), a Conta de Consumo de Combustíveis do Sistema Interligado Norte/Nordeste (CCC – Norte/Nordeste) e a Conta de Consumo de Combustíveis dos Sistemas Isolados (CCC – ISO). As duas primeiras contas estão com prazo de término marcado para o ano 2006, e a última deverá ser extinta em 2013.

Segundo o órgão regulador do sistema elétrico brasileiro, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, a decisão de extinção da CCC deve-se à busca de competitividade na geração de energia elétrica no novo contexto do setor elétrico, através de mercados de livre concorrência e extinção dos subsídios. Porém, o comportamento dos sistemas isolados é atípico em relação ao sistema interligado, pois é enorme a dependência de combustível fóssil, e a disponibilidade de outras fontes energéticas e esforços políticos por busca de soluções são ínfimos.

Quase todos os sistemas elétricos isolados do país encontram-se na Amazônia. Assim, o término da CCC é um grande problema para esta região, pois o combustível utilizado atualmente tem seu baixo custo mantido artificialmente, devendo, no entanto, sofrer um grande aumento a partir da extinção da CCC-ISO.

Tendo em vista a necessidade de busca de fontes energéticas de menor custo econômico, para atendimento dos sistemas elétricos isolados da Amazônia, analisa-se, nesta dissertação, as perspectivas de utilização do gás natural proveniente da Bacia do Solimões, no Estado do Amazonas, nestes sistemas devendo o gás ser liquefeito e transportado por balsas.

Compara-se o custo da energia gerada atualmente com grupos geradores à óleo Diesel, com termelétricas que consomem gás natural proveniente da Bacia do Solimões.

Faz-se o levantamento da demanda potencial do gás natural para geração de eletricidade nos sistemas de média e pequena potência da Amazônia. O critério utilizado para seleção dos mercados é o de proximidade com as hidrovias.

Apresenta-se, ainda, uma análise técnica e econômica de tecnologias para geração de energia elétrica com gás natural. Após a seleção das tecnologias, dimensiona-se a cadeia de gás natural liquefeito, de acordo com os volumes a serem utilizados nas usinas. Foi desenvolvido um modelo matemático, empregando programação linear, para auxiliar no dimensionamento dos componentes da cadeia de GNL.

Em função do elevado número de sistemas isolados na Amazônia, somente alguns mercados foram escolhidos neste trabalho para comparação de custo de geração. No entanto, verifica-se o efeito que um mercado de energia elétrica de maior dimensão pode causar no custo de geração. O suprimento de gás natural para um maior número de localidades acarreta diminuição no custo da cadeia de gás natural liquefeito, em decorrência de ganhos de escala.

São analisados os custos de geração de energia elétrica nos sistemas isolados do Estado do Pará, particularmente nos municípios localizados ao Norte, na região do Baixo Amazonas, na margem esquerda do rio Amazonas. A escolha destes mercados deu-se em decorrência da inexistência de perspectiva de atendimento pelo sistema interligado Norte/Nordeste, e das poucas alternativas energéticas locais. Outro forte motivo de escolha é a suficiente disponibilidade de informações sobre a situação energética nestes mercados.

Embora não seja pretensão deste trabalho efetuar uma discussão detalhada sobre os custos ambientais decorrentes do uso de distintas fontes energéticas na geração de eletricidade, como o estudo foi realizado na região Amazônica, é importante se mencionar alguns fatores relacionados com a utilização delas no meio ambiente em questão, como a emissão de carbono devido à combustão nas centrais termelétricas. Analisa-se, também, a perda do potencial de absorção de

carbono devido à destruição da floresta Amazônica, discussão esta relacionada com a formação de reservatórios de possíveis usinas hidrelétricas a serem instaladas na região.

Diante das questões aqui discutidas, há a necessidade de elaboração de mecanismos de regulação ambiental aplicados a setor elétrico, que venham a proporcionar melhores condições de vida para as populações locais. Finalizando o trabalho, propõe-se, então, alguns instrumentos regulatórios com esta finalidade para a região.

Capítulo 2

Economia, energia e meio ambiente na Amazônia

2.1 O desenvolvimento econômico da Amazônia

Com o objetivo de promover a retomada do desenvolvimento na Amazônia, após o término do ciclo da borracha, a constituição do Brasil de 1946, em seu artigo 199, trata da criação de um programa de desenvolvimento regional e de um fundo para financiá-lo. Em 1953 foi criado a Superintendência de Valorização Econômica da Amazônia – SPVEA, tendo como finalidade promover atividades extrativas, agrícolas, pastoris, minerais e industriais. No entanto, passado dez anos de atuação na Amazônia, as metas de desenvolvimento econômico realizadas na região foram consideradas modestas (Hall, 1991).

Até 1966 a política para a região foi regida pela Lei nº. 1806. Houve a instalação de termelétricas nas cidades de Belém e Manaus, além da abertura das estradas Belém - Brasília e Cuiabá - Porto Velho, caracterizando os primeiros contatos terrestres das cidades da Amazônia com o Centro - Sul do Brasil. O Presidente Castelo Branco transformou a Superintendência do Plano de Valorização Econômica da Amazônia em Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia – SUDAM, sendo este último um órgão de maior poder de coordenação regional (Lei nº. 5173 de 27 de outubro de 1966). Ele também transformou o Banco de Crédito da Amazônia no Banco da Amazônia, e deu-lhe mais influência e recursos. Foi também criada a Superintendência de Desenvolvimento da Zona Franca de Manaus – SUFRAMA, para dar suporte na atração de investimentos para a região oeste da Amazônia, uma área de livre comércio de importação e exportação, e para gerenciar incentivos fiscais especiais destinados ao desenvolvimento de centro industrial, comercial e agropecuário.

Em 1970, o Departamento Nacional de Produção Mineral – DNPM, através do Ministério de Minas e Energia, criou o Projeto Radar da Amazônia – RADAM, tendo como objetivo a realização de levantamento aerofotogramétrico de toda a Amazônia.

Houve, na década de 70, grande desenvolvimento viário na Amazônia, principalmente no governo Médici. Além das rodovias vislumbradas no plano do governo Castelo Branco, foram inseridas no Plano de Viação Nacional de 1973 as rodovias Transamazônica (2300 km), Abuanã – Guajará - Mirim (130 km), Porto Velho – Abuanã - Rio Branco – Feijó - Cruzeiro do Sul (1000 km), Labréa - Boca do Acre - Rio Branco - Xapuri (800 km), Humaitá – Labréa /extensão Transamazônia (230 km), Manaus – Humaitá - Porto Velho (760 km), Cruzeiro do Sul - Benjamin Constant – Içana – Cucuí /fronteira com Colômbia e Venezuela (1750 km), Perimetral Norte – Macapá – Caracará – Içana – Mitu /fronteira Colômbia (2450 km). Foram também previstas melhorias e construções no setor hidroviário, envolvendo portos nos rios Amazonas, Purus, Xingu e Tocantins. Houve, também, a introdução e ampliação de aeroportos em todos os estados e territórios da Região.

As rodovias Transamazônia e Cuiabá-Santarém foram de grande importância no Plano de Integração Nacional – PIN, no governo do Presidente Médice, destinado a promover a exploração e ocupação da região, através de um plano de colonização baseado na estratégia de pólos de desenvolvimento. No entanto, a não disponibilidade de recursos, no momento da crise do petróleo, em 1973, tornou este o modelo inviável, sendo logo abandonado.

Em 1975 foi lançado o Programa de Pólos Agropecuários e Agrominerais da Amazônia – POLOAMAZÔNIA, com a função de retomar o modelo anteriormente adotado, através da revitalização dos pólos já criados. Houve ações em Xingu-Araguaia (pólo agroindustrial de Suiá-Missu), Carajás (formação de núcleos agropecuários de apoio à exploração ferrífera), Araguaia - Tocantins (região do pontal de Goiás, área de confluência da Transamazônica e da Belém-Brasília), Trombetas (formação de núcleos agropecuários de apoio à exploração da bauxita), Altamira (núcleos agropecuários), Pré –Amazônia - Maranhense (núcleo de apoio agropecuário à construção da ferrovia Carajás - Itaqui, Projeto Carajás), Rondônia (núcleos agropecuários no cruzamento da Cuiabá - Porto Velho com a Transamazônica), Acre (núcleos agropecuários na

região norte da Perimetral, próximo das fronteiras da Venezuela e da Guiana), Tapajós (núcleo agropecuário na região de Itaituba, no cruzamento da Transamazônica e da Cuiabá-Santarém), Juruá-Solimões (aproveitamento de madeira em bases econômicas nas regiões de Coarí, Tefé e Eirunepé), Amapá (núcleos agropecuários na área de influência da Perimetral Norte), Juruema (núcleos agropecuários no polígono formado pelos rios Teles Pires, Juruema e Arinos), Aripuanã (pesquisas florestais de solos e de recursos naturais em apoio ao núcleo pioneiro de Humboldt), Marajó (exploração agropecuária e florestal).

Os planos de ocupação da Amazônia, definidos pelo Programa de Integração Nacional, no governo Médice, e pelo POLOAMAZÔNIA, no governo Gaisel, não foram totalmente implementados, pois grande parte dos seus recursos, destinados à região, foram redirecionados para a questão da crise do petróleo, que se alastrava desde 1973 no País (Mattos, 1980).

No II PND - Plano Nacional de Desenvolvimento, que cobriu o período 1975-1979, foram realizados diversos investimentos em empreendimentos no País, apoiado em financiamento externo e associação com o capital estrangeiro. Certamente essa entrada de capital e continuidade no crescimento foi uma difícil tarefa, pois o período era de alta no preço do petróleo e diminuição da capacidade energética do País. No entanto, havia confiança por parte do governo na rentabilidade de investimentos em siderurgia, celulose, fertilizantes, minerais e prospecção e exploração de petróleo. Observou-se que este tipo de investimento era bastante diferente das formas de aplicação de capital até aquele momento, onde o setor de bens de consumo duráveis era a prioridade.

Diante das dificuldades financeiras, relativas, no mercado internacional, o Brasil conseguiu financiamento para a sua nova etapa de crescimento industrial. Fatores fundamentais para esta proeza foram os recursos disponíveis nos países da OPEP, obtidos no período de aumento do preço do petróleo, e que foram disponibilizados através dos bancos ocidentais. Um outro fator importante foi o esforço dos países desenvolvidos em se desfazer do tipo de indústrias que o governo brasileiro e outros países subdesenvolvidos estavam recebendo, que são altamente degradadoras do meio ambiente e energointensivas. Associado a este último fator tem-se uma nova divisão do trabalho internacional, em que os países desenvolvidos partem para investimentos em tecnologia de ponta, e transferem para os países subdesenvolvidos a indústria de base. Em

1979, houve o segundo choque dos preços e em 1980 ocorreu um forte aumento nos juros do capital externo, o que elevou a dívida externa.

Mesmo com as dificuldades no cenário internacional, o governo brasileiro deu prosseguimento nos investimentos, especialmente nos projetos de mineração na região amazônica, com destaque para o Programa Grande Carajás, que envolve uma área de 895.265 km², compreendendo diversos pólos como o Ferro Carajás, Cobre Carajás, ALBRAS - ALUNORTE (Pará), ALUMAR (Maranhão), Ferrovia Carajás - São Luís, Hidrelétrica de Tucuruí, Projeto Jari (celulose), Projeto Trombetas (bauxita), etc, além de infra-estruturas habitacionais e de vias de escoamento desses produtos (Loureiro, 1992).

O modelo de dependência ou relação econômica da região com o capital estrangeiro pode ser verificado, por exemplo, no custo da energia paga pelas empresas produtoras de alumínio. A ALBRAS (Pará) e a ALUMAR (Maranhão) pagavam, em 1986, 0.15 US\$/kWh, enquanto o custo de produção da hidrelétrica de Tucuruí era de 0.32 US\$/kWh (Valverde, 1989).

A mais recente política de desenvolvimento para a Amazônia é dada pelo Projeto Calha Norte, que é um plano de ocupação sistemática de áreas estratégicas ao norte dos rios Amazonas e Solimões. Em 1985 foi criado um grupo de estudo interministerial, sob a direção do general Rubens Bayma Denys, Secretário-Geral do Conselho de Segurança Nacional e sob controle direto do Presidente da República. Compreendendo uma faixa de 6500 km ao longo da fronteira do Brasil com Colômbia, Venezuela, Guiana e Suriname, o Projeto demonstra, primeiramente, forte característica militar: o local deve receber oito novas bases militares do Exército, Marinha e Força Aérea do Brasil. Declara-se como objetivos do Projeto a presença militar permanente na fronteira, o aumento das relações bilaterais com países vizinhos, a definição de novas políticas de relação com os índios, e a criação de pólos de desenvolvimento, através de estradas e hidrelétricas. Nas formulações políticas para o projeto, e em acréscimo aos interesses geopolíticos, há um grande esforço do governo em viabilizar a exploração da enorme riqueza mineral local. Nas propostas iniciais para a região verifica-se a preferência por grandes empresas minerais, comerciais e agrícolas, direcionadas à exportação, apoiadas ou em aliança com o Estado (Hall, 1991).

É evidente a forte influência militar na ocupação da Amazônia : além do episódio do Projeto Calha Norte. no Governo do Presidente Costa e Silva, em 1969, houve a transferência do Comando Militar da Amazônia, de Belém para Manaus, significando uma mudança do pólo irradiador de ação governamental militar na Amazônia, da região leste para a oeste. Uma mudança semelhante ocorreu em 1751, quando o centro militar da Amazônia, sediada em São Luiz do Maranhão, mudou-se para Belém, caracterizando uma expansão do poder militar na região.

2.2 A questão energética na Amazônia

A região Amazônica apresenta um dos mais baixos níveis de eletrificação do Brasil, apesar de possuir um dos seus maiores potenciais hidrelétricos. A demanda de energia elétrica encontra-se dispersa em sua vasta área, em pequenas comunidades, em geral com demandas no período da ponta menores que 100 kW, e cidades de médio porte, com demandas de ponta raramente superiores a 100 MW. Logo, é inviável economicamente a construção de grandes hidrelétricas na região, para o atendimento destes mercados dispersos e com baixas demandas em relação aos potenciais hidráulicos disponíveis. Em algumas localidades desta região é propício o aproveitamento de fontes alternativas de energia, como a eólica, solar e biomassa. Nas regiões litorâneas dos Estados do Amapá, Pará e Maranhão, além da região da Baía do Marajó, aproveitamentos eólicos são viáveis porque há ventos com velocidades médias entre 4,4 e 7 m/s (Pinho, 1996).

A grande disponibilidade de biomassa e os inúmeros empreendimentos de extração de madeira existentes na região são fatores favoráveis à instalação, por autoprodutores ou produtores independentes, de plantas termelétricas consumindo produtos ou resíduos de biomassa, desde que hajam incentivos econômicos adequados para isto; não se pode esquecer, por outro lado, a importância de devidas salvaguardas ambientais que garantam uma exploração sustentável desta biomassa. Já o gás natural de Urucu, no Estado do Amazonas, mostra-se viável para o atendimento de algumas localidades, como Manaus e Porto Velho.

O atual parque gerador de energia elétrica na Amazônia pode ser dividido em dois grupos: as usinas que atendem as capitais dos Estados da região e as que atendem o interior. As usinas deste último caso pertencem ou pertenceram a empresas concessionárias estaduais; algumas destas

empresas já foram privatizadas. O atendimento das capitais, em função da necessidade de usinas de médio e grande porte, é realizado ou gerenciado pela ELETRONORTE, empresa subsidiária da ELETROBRÁS. O Governo Federal pretende desmembrar da ELETRONORTE os parques geradores que atendem as capitais, para sua posterior privatização, o que já ocorreu em alguns casos.

2.2.1 Geração de energia elétrica nas capitais dos Estados da Amazônia

- **Sistema Pará, Tocantins e Maranhão**

Os Estados do Pará, Tocantins e Maranhão são componentes do sistema interligado Norte/Nordeste. Estes encontram-se na área de atuação da ELETRONORTE e correspondem ao subsistema Norte, enquanto o restante, situado na área de atuação da CHESF, refere-se ao subsistema Nordeste. Com a entrada de operação da UHE Tucuruí, o subsistema Norte, integrado também pelas concessionárias estaduais - CELPA, CEMAR e CELTINS -, passou a ser suprido integralmente com energia dessa hidrelétrica, e os seus excedentes são transferidos para o subsistema Nordeste (ver Figura 1, no Apêndice A).

Capacidade instalada hidráulica: 4245 MW

Capacidade instalada térmica (reserva): 120 MW

- **Sistema Mato Grosso**

A distribuição de energia é realizada pela CEMAT, que recebe da ELETRONORTE a energia elétrica comprada de FURNAS Centrais Elétricas S/A e complementada por geração própria da CEMAT, ou através de autoprodutores.

Com vista a diminuir as possibilidades de racionamento no Estado, entrou em operação, no final de 1998, um Produtor Independente de Energia a Enron. A usina deste é composta por turbinas a gás queimando óleo Diesel, com capacidade unitárias de 150 MW (máquina 1 e 2) e 180 (máquina 3), que em um segundo momento, utilizará 2,2 milhões de m³/dia de gás natural, proveniente da Bacia Noroeste Argentina, transportado por gasoduto de 18", com 618 km de extensão, construído a partir do km 242 do gasoduto boliviano, na cidade de Roborê na Bolívia (Brasil Energia, 1998a). Ver Figura 2, no Apêndice A.

A segunda máquina da usina da Enron, de 150 MW de capacidade deverá entrar em operação em outubro/1999 e a terceira máquina, de 180 MW, em outubro de 2000.

Também está previsto para o ano 2000 a entrada de operação da primeira máquina da Usina Hidrelétrica de Manso, construída pela ELETRONORTE em parceria com o setor privado. Prevê-se o término desta usina para 2002, com uma capacidade total de 210 MW.

- Sistema Amazonas

O Sistema de Manaus é hidrotérmico. Ele é suprido pela UHE Balbina, distante cerca de 180 km de Manaus, e por usinas termelétricas localizadas na capital (ver Figura 3, no Apêndice A).

Capacidade instalada hidráulica: 250 MW

Capacidade instalada térmica: 341,1 MW

- Sistema Amapá

O sistema do Estado do Amapá também é hidrotérmico, sendo seu parque gerador constituído pela UHE Coaracy Nunes, no rio Araguari, e a UTE Santana, próxima a Macapá, responsável pelo suprimento à CEA, na região da capital e localidades vizinhas, e pelo fornecimento à Indústria e Comércio de Minérios S.A. - ICOMI, na Serra do Navio, e à Companhia Ferro-Ligas do Amapá - CFA, em Santana (ver Figura 4, no Apêndice A).

Capacidade instalada hidráulica: 42,0 MW

Capacidade instalada térmica: 64,35 MW

- Sistema Acre

O Sistema do Acre, em Rio Branco, consiste de um parque termelétrico com unidades geradoras a óleo Diesel (ver Figura 5, no Apêndice A).

Capacidade instalada térmica: 83,8 MW

- Sistema Rondônia

O sistema Rondônia consiste de um parque termelétrico, em Porto Velho, com unidades geradoras a óleo Diesel e a UHE Samuel. O sistema de transmissão associado à UHE Samuel, além de suprir a Companhia de Eletricidade de Rondônia - CERON, em Porto Velho, estende a oferta de energia a esta concessionária ao longo da BR 364, particularmente nas áreas em torno de Ariquemes, Jarú e Jí-Paraná. As demais localidades do Estado de Rondônia são atendidas, em sistemas isolados, por unidades térmicas da CERON (ver Figura 5, no Apêndice A).

Capacidade instalada hidráulica: 216 MW

Capacidade instalada térmica: 105,1 MW

- Sistema Roraima

O Sistema de Roraima atende Boa Vista e arredores (ver Figura 6, no Apêndice A).

Capacidade instalada térmica : 97,9 MW

2.2.2 Geração de energia elétrica no interior dos estados da Amazônia

A geração de energia elétrica nos municípios do interior da Amazônia é quase em sua totalidade realizada por grupos geradores a óleo Diesel. Os principais responsáveis pela geração nestes locais são as concessionárias que atuam nos estados da região, como o Grupo Rede - CELPA (Pará), CEA (Amapá), CEMAR (Maranhão), CELTINS (Tocantins), CER (Roraima), CEAM (Amazonas), ELETROACRE (Acre), CEMAT (Mato Grosso) e CERON (Rondônia). O potencial total de geração destas empresas esta apresentado na Tabela 2.1. É relevante mencionar que existem municípios, nestes estados, em que a geração não é realizada pelas referidas empresas, e sim pelas próprias prefeituras.

O potencial instalado na região amazônica representa, aproximadamente 94% do total brasileiro de centrais térmicas do interior, sendo os 6% restantes distribuídos em outros Estados. Na Tabela 2.2, vê-se a distribuição da capacidade instalada em sistemas isolados no interior do Brasil, desconsiderando-se a Amazônia.

Estado	Empresa	Potência Instalada (MW)		
		Térmica	Hídrica	Total
Amazonas	CEAM	144	0	144
Pará	CELPA	116	33	149
Rondônia	CERON	81	0	81
Mato Grosso	CEMAT	75	0	75
Acre	ELETROACRE	26	0	26
Amapá	CEA	23	0	23
Roraima	CER	15	10	25
Tocantins	CELTINS	7	16	23
Maranhão	CEMAR	2	0	2
	Total	489	59	548

Fonte : (GTON, 1996)

Tabela 2.1 : Capacidade instalada nos sistemas isolados do interior da Amazônia

Estado	Empresa	Capacidade instalada (MW)	
		Térmica	Hídrica
Rio Grande do Sul	CEEE	24	0
Mato Grosso do Sul	ENERSUL	3	0
Pernambuco	CELPE – Fernando de Noronha	2	0
Bahia	COELBA - Ilha de Camamú	1	0
Paraná	COPEL - Ilha do Mel	1	0
	Total	31	0

Fonte : (GTON, 1996)

Tabela 2.2 : Capacidade instalada nos sistemas isolados do interior do Brasil

2.2.3 Um breve histórico da ELETRONORTE

A ELETRONORTE, subsidiária da ELETROBRÁS, foi oficialmente constituída em 20 de junho de 1973, com área de atuação nos Estados do Pará, Amazonas, Acre, Mato Grosso, Amapá, Roraima, Rondônia, Maranhão e Tocantins.

Ela tem como objetivos a realização de estudos de inventários e viabilidade econômica de aproveitamentos hidrelétricos; elaboração de projetos, construção e operação de usinas térmicas e hidrelétricas; transmissão de energia voltada para o suprimento às concessionárias estaduais e, eventualmente, à região Nordeste; fornecimento a grandes consumidores industriais e, excepcionalmente, a distribuição de energia elétrica a Manaus.

A ELETRONORTE iniciou suas atividades em 1974, com a encampação de bens e instalações da usina hidrelétrica Coaracy Nunes, no rio Araguari, no Amapá, que encontrava-se em construção pela Companhia de Eletricidade do Amapá. Esta central elétrica foi inaugurada em 1975, com uma capacidade instalada de 39,1 MW, e sustentou o título de primeira hidrelétrica em funcionamento na região Norte. Fornece energia para Macapá e usina de manganês na Serra do Navio.

A concessionária iniciou a construção da usina hidrelétrica de Tucuruí, no Pará, em 1975 cuja primeira etapa foi concluída em 1984. Em 1981 a CHESF já repassava energia para a ELETRONORTE fornecer aos grandes consumidores industriais do setor de alumínio, ALBRAS/ALUNORTE no Pará e ALCOA/ALUMAR no Maranhão; ela também atendia as cargas das Centrais Elétricas do Pará – CELPA. Em 1983 o atendimento foi estendido para Centrais Elétricas do Maranhão – CEMAR e, em 1984, para as Centrais Elétricas de Goiás – CELG. Em 1980 houve a construção da usina hidrelétrica de Balbina, no Amazonas, com capacidade nominal de 250 MW, visando o suprimento energético do pólo industrial de Manaus (Memória da Eletricidade, 1988).

Foram visíveis os esforços do governo federal, através da ELETRONORTE, para o atendimento de cargas industriais de elevada capacidade. A constituição da ELETRONORTE como empresa concessionária destinou-se, prioritariamente, ao suprimento do segmento industrial a ser instalado na região amazônica.

As empresas industriais, grandes consumidoras de energia elétrica, localizadas na área de atuação da ELETRONORTE, conforme definido no art. 2º, inciso IV, da Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973, poderão participar financeiramente de empreendimento que vise à instalação ou expansão da capacidade geradora e de transmissão da ELETRONORTE, ou das empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, sob controle estadual. Consideram-se, para os fins desta Lei, empresas industriais, grandes consumidoras de energia as que tenham demanda mínima de 10 MW. O enquadramento de novas indústrias ou daquelas em expansão na categoria indicada anteriormente será feito segundo critérios estabelecidos pela ELETROBRÁS. De acordo com o art. 2º, a participação no empreendimento terá por fim:

1 - a construção ou ampliação de usinas geradoras de eletricidade, bem como sistemas de transmissão pelas concessionárias;

2 - a garantia do fornecimento de energia elétrica pelas concessionárias às empresas industriais.

De acordo com o art. 3º esta lei, a participação reger-se-á por contrato em que se estabeleçam as cláusulas do fornecimento de energia elétrica pela concessionária à empresa industrial, discriminando-se necessariamente:

1 - o valor da participação;

2 - o prazo de duração;

3 - a potência que se colocará à disposição do consumidor industrial;

4 - a energia disponível mensalmente, por unidade de potência.

2.3 Alternativas de suprimento de energia elétrica analisadas para os estados da Amazônia

No dia 01 de março de 1995, na cidade de Manaus no Estado do Amazonas, ocorreu uma reunião entre os nove governantes dos Estados da Amazônia, juntamente com o atual Presidente da República Brasileira, para discussões das questões energéticas na Amazônia Legal. No final desta foi atribuído ao Ministério de Minas e Energia a responsabilidade de apresentação de um estudo, em um prazo de 120 dias, sobre a ampliação do suprimento de energia elétrica para a região.

A Portaria MME no 128 do dia 2 de março de 1995, designou uma comissão constituída por representantes da Secretaria de Energia/MME, DNDE/MME, ELETROBRÁS, ELETRONORTE e PETROBRAS, com a tarefa de analisar e avaliar projetos alternativos de suprimento de energia elétrica à Amazônia Legal, e apresentar propostas em um período de 90 dias. Os objetivos dos estudos foram :

- Equacionamento do atendimento de energia elétrica para os nove estados da Amazônia Legal, visando a redução das desigualdades regionais.

- A busca da solução mais viável economicamente.
- Maximização do efeito multiplicador sobre o desenvolvimento sustentável da região, como um todo.
- Promoção do entendimento com os governos dos estados da região.

Os projetos analisados foram :

- Aproveitamento do gás natural da Bacia do Solimões, para geração de energia elétrica em sistemas isolados.
- Interligação elétrica Brasil/Venezuela (linha de transmissão UHE Guri/Manaus).
- Interligação, via linha de transmissão, da UHE Tucuruí para Manaus, com extensão a Macapá.
- Alternativas convencionais (usinas hidrelétricas, termelétricas e linhas de transmissão).

Os resultados destes estudos indicaram o gás natural liquefeito como a melhor forma para atendimento do Estado do Amapá e localidades da margem esquerda do rio Amazonas no Estado do Pará. Nos Estados de Rondônia e Acre o gás natural também mostrou maior atratividade, sendo que a modalidade de transporte por balsas criogênicas ou gasoduto ficou na dependência das decisões para o Estado do Amazonas, pois este ficou na expectativa de negociações entre Brasil e Venezuela, o que posteriormente, foi comparado com a alternativa de uso do gás natural. Para Roraima, a interligação com a Venezuela mostrou-se a alternativa mais atrativa (MME, 1995).

Em função desta oportunidade de inserção do gás natural nos sistemas isolados da Amazônia o Plano Decenal do Setor Elétrico Brasileiro definiu os volumes e as condições do gás a serem comercializados nestes sistemas, na região, com base em um memorando de entendimento estabelecido entre a PETROBRAS, PETROFÉRTIL, ELETRONORTE e ELETROBRÁS, em 30 de maio de 1997. Foram considerados os atendimentos de Manaus, Porto Velho, Macapá e localidades da margem esquerda do rio Amazonas, no Estado do Pará. O preço do gás natural foi fixado em 3 US\$/MBTU. O contrato de fornecimento seria do tipo “take-or-pay”. Os volumes de gás natural envolvidos em milhares de m³/dia, só para o primeiro ano seriam de 2.340, 1.060, 360

e 270, respectivamente para Manaus, Porto Velho, Macapá e municípios paraenses na margem esquerda do rio Amazonas.

Decidiu-se, então, o início da construção de um gasoduto que ligará a bacia petrolífera de Urucu no Amazonas, até o porto de Coari também no Amazonas, com 280 km de extensão (ver Figura 7, no Apêndice A). Um outro gasoduto, de 420 km, deverá ligar Coari com Manaus, com capacidade para transportar 5 milhões de m^3 /dia. Há, também, um projeto de construção de um gasoduto de 530 km, que transportará 2 milhões de m^3 /dia de gás natural de Urucu para Porto Velho em Rondônia. Ambos os projetos deverão suprir termelétricas das duas cidades citadas (Brasil Energia, 1998b).

Roraima deverá receber energia através da interligação com a Venezuela. A linha de transmissão prevista disponibilizará uma potência de 200 MW para Boa Vista e zonas de influência; isto consta no plano de obras de 1998/99 da ELETRONORTE (ver Figura 8, no Apêndice A).

Observou-se que as alternativas analisadas buscam a solução dos problemas dos grandes centros de carga da Amazônia, deixando a desejar em termos de análises mais profundas sobre os problemas energéticos dos mercados de menor escala. Vale ressaltar que o déficit de energia na Amazônia é tão problemático para as grandes cidades quanto, ou até maior, para as de menor porte.

Fica evidenciado, pelo exposto, que o transporte de gás natural de Urucu para Manaus deve ser realizado por gasoduto. Isto modifica os planos originais de distribuição do gás por meio da cadeia de GNL, havendo a necessidade de se reavaliar a comercialização do gás natural para outras regiões, que anteriormente foram abordadas como factíveis de serem supridas com este energético, em particular, as localidades da margem esquerda do rio Amazonas no Estado do Pará.

2.4 A geração de energia elétrica no Estado do Pará

O Estado do Pará possui 2 usinas hidrelétricas e 53 usinas termelétricas, estas últimas formadas por grupos geradores a óleo Diesel. As usinas termelétricas e uma das hidrelétricas

pertencem à concessionária local, o Grupo Rede - Centrais Elétricas do Pará. Há, ainda, algumas usinas que pertencem às prefeituras dos municípios que servem; devido à indisponibilidade de informações sobre essas usinas, considera-se, neste trabalho, apenas as usinas da concessionárias.

Uma das usinas hidrelétrica no Estado está localizada no município de Santarém, possui uma capacidade instalada de 30,3 MW e é denominada de Curua-Una. Atende parte da demanda do referido município, sendo necessário a complementação com uma usina termelétrica.

A usina hidrelétrica de Tucuruí, também no Pará, possui uma capacidade instalada de 4250 MW; as obras de sua Segunda fase de construção, recém iniciadas, devem elevar sua capacidade para 8000 MW. Ela supre Belém e região de influência, a região Nordeste do Pará, os Estados do Maranhão e Tocantins, e, principalmente, as cargas industriais eletro-intensivas das empresas de produção de alumínio ALBRAS (Belém) e ALUMAR (São Luiz). Desde 1998 está em andamento a construção de uma linha de transmissão que levará energia para a região Oeste do Pará, conhecido como TRAMOESTE, uma obra que envolve a parceria ELETRONORTE /CELPA/ELETROBRÁS/ Governo do Estado do Pará. Esta linha deverá levar energia para os municípios de Altamira, Vitória do Xingu, Anapu, Brasil Novo, Uruaná, Medicilândia, Rurópolis, Placas, Itaituba, Trairão, Santarém, Belterra; e outras 126 localidades ao longo da rodovia Transamazônica, beneficiando uma população de 700 mil habitantes(CELPA, 1996).

Das 53 usinas térmicas da CELPA, 16 deverão ser desativadas em decorrência da interligação com o sistema de Tucuruí. Grande parte dos municípios que deverão continuar com atendimento de energia elétrica por usinas termelétricas estão localizados nas regiões da ilha do Marajó e Baixo Amazonas, na margem esquerda do rio Amazonas.

2.5 A geração de energia elétrica nos municípios do Baixo Amazonas na margem esquerda do rio Amazonas

Historicamente, uma das melhores perspectivas de suprimento contínuo de energia elétrica nestas localidades, foi a intenção da construção da Usina de Cachoeira Porteira, com uma capacidade nominal de 700 MW, situada no município de Oriximiná, Pará, a qual atenderia a “Área de Bauxita”, às margens do rio Trombetas, local em que se previa a instalação de um

complexo minero-metalúrgico. Após a perda de atratividade da localização deste complexo, o Projeto de Cachoeira Porteira passou a vislumbrar o atendimento aos mercados de Manaus e localidades do Pará. Previu-se que a referida usina deveria ter início de operação em junho de 1998 (Grunvald, 1991).

A geração de energia nestes municípios pelas atuais unidades termelétricas, assim como em diversas outras localidades do interior da região Amazônica, é realizada de forma precária, pois o atendimento é inferior a 24 horas/dia, o que, junto com a baixa capacidade de expansão do sistema, limita o desenvolvimento econômico e social destas localidades. Por meio da comparação com outras cidades, com níveis de atividades maiores, foi possível à concessionária local determinar a curva de carga destes municípios, para um período de 24 horas. Nas Tabelas 2.3 e 2.4, são apresentadas, respectivamente, as demandas de carga anual e diária em dia da semana e domingo. As demandas estão apresentadas em p.u., ou seja, como uma fração da potência anual ou diária máxima demandada.

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Pot. demandada / Pot. máx. demandada	0,853	0,853	0,882	0,868	0,882	0,882	0,912	0,91	0,91	0,956	1	1

Tabela 2.3 : Variação da carga anual

Assumindo-se que as variações de carga, em p.u., das Tabelas 2.3 e 2.4 se apliquem a cada município da região, tem-se um fator de carga médio anual de 0,638 para eles. Este valor foi determinado com a multiplicação das variações diárias com as mensais, logo é determinado um valor médio anual. No ano, considerou-se 313 dias de semana e 52 domingos.

As capacidades das centrais termelétricas que foram previstas para serem instaladas na região, segundo o contrato de concessão de geração N° 181/98 pela ANEEL para a Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA, estão relacionadas na Tabela 2.5.

Assumindo-se, ainda, que as usinas tenham um fator de capacidade médio anual de 0,7 e que operem 24 horas/dia, multiplicando-se estes dois fatores pelo fator de carga estimado de 0,638 e pelas capacidades nominais da Tabela 2.5 determina-se o consumo anual de energia elétrica por município, conforme indicado na Tabela 2.6.

Horário	Pot. Demandada / Pot. Máx. demandada	
	Semana e sábado	domingo
01:00	0,617	0,717
02:00	0,617	0,700
03:00	0,617	0,700
04:00	0,617	0,700
05:00	0,617	0,700
06:00	0,667	0,683
07:00	0,617	0,600
08:00	0,600	0,567
09:00	0,650	0,567
10:00	0,700	0,567
11:00	0,700	0,567
12:00	0,683	0,567
13:00	0,650	0,567
14:00	0,617	0,550
15:00	0,617	0,550
16:00	0,633	0,550
17:00	0,633	0,550
18:00	0,767	0,650
19:00	1,000	1,000
20:00	1,000	1,000
21:00	0,933	1,000
22:00	0,867	0,967
23:00	0,800	0,850
24:00	0,667	0,783

Tabela 2.4 : Variação diária da carga

Localidade	Capacidade nominal (kW)
Oriximiná	5.070
Óbidos	4.443
Alenquer	4.225
Monte Alegre	4.225
Almeirim	2.258
Praíinha	840
Terra Santa	720
Faro	700

Tabela 2.5 : Capacidades concedidas para instalação nos municípios da região

Município	Energia Elétrica (kWh)
Oriximiná	19.859.988,82
Óbidos	17.403.931,03
Alenquer	16.549.990,69
Monte Alegre	16.549.990,69
Almeirim	8.844.941,77
Prainha	3.290.412,35
Terra Santa	2.820.353,44
Faro	2.742.010,29

Tabela 2.6. Consumo anual de energia elétrica previsto para os municípios da região

A geração efetiva de energia elétrica em 1985 e 1995 e a demografia, em 1995 da região, de acordo com dados do Instituto do Desenvolvimento Econômico-Social do Pará - IDESP, estão representados nas Tabelas 2.7 e 2.8. Comparando-se as Tabelas 2.6 e 2.7 é possível se verificar a enorme demanda reprimida da região, ocasionada pela baixa capacidade das usinas que estão operando na região e pelo fato delas não operarem 24 h por dia.

	1985	1995	Taxa anual média de crescimento
Município	kWh	kWh	%
Oriximiná	4.429.834	5.230.402	1,68
Óbidos	6.783.601	5.909.361	-1,37
Alenquer	4.196.573	4.949.053	1,66
Monte Alegre	4.244.090	5.377.610	2,40
Almeirim	962.732	2.269.924	8,96
Prainha	212.281	617.415	11,27
Terra Santa	Não registrado	Não registrado	Não registrado
Faro	187.260	363.200	6,85

Fonte : (IDESP, 1997)

Tabela 2.7 : Dados estatísticos de consumo de energia elétrica nos municípios do Baixo Amazonas em 1985 e 1995

Município	Urbana	Rural	Área (km ²)
Oriximiná	22.774	21.880	107.842,39
Almeirim	16.204	17.554	72.347,13
Óbidos	20.784	22.517	26.399,99
Alenquer	25.028	30.589	24.022,46
Monte Alegre	17.785	31.619	19.606,46
Praia	4.705	24.704	13.920,49
Terra Santa	7.673	3.448	1.818,45
Faro	1.843	1.508	11.967,96

Fonte : (IDESP, 1997)

Tabela 2.8 : Demografia dos municípios do Baixo Amazonas em 1995

2.6 Petróleo na Amazônia

No ano de 1925, o Departamento Nacional de Produção Mineral - DNPM obteve sucesso na procura de petróleo na região amazônica: foi descoberta uma reserva de petróleo e gás ao redor de Bom Jardim, no Estado do Amazonas. Esse combustível foi utilizado para iluminação da referida localidade. No entanto, esta reserva não foi suficiente para ser considerada comercializável (BENCHIMOL, 1979).

Em 1955, em Nova Olinda, Amazonas, na margem direita do rio Madeira, foi detectada a presença de petróleo. Assim como ocorreu com a reserva de Bom Jardim, esse achado não foi considerado comercial, proporcionando vazões de 20 a 30 barris por dia (BENCHIMOL, 1979).

Várias outras pesquisas foram realizadas nas bacias sedimentares da Amazônia, detectando a presença de gás e petróleo na Amazônia. No Amapá foi descoberto gás natural na plataforma continental, que foi denominada Campo de Pirapema. Foram, também, descobertas jazidas no Maranhão, em São João, Espigão e Oeste de Canoas; todas foram consideradas modestas.

A procura por petróleo na Amazônia apenas obteve grande êxito com a descoberta de gás natural na Bacia de Solimões, especificamente na Província de Juruá, em 1978, e na Província de

Urucu, em 1986. O total destas reservas é de 88 bilhões m³ de gás (SECTAM, 1995). A produção de petróleo e gás dessas províncias deverá ser direcionada para os mercados da Amazônia.

Mais recentemente, foi descoberta uma outra reserva de gás na província de Silves, localizado à 200 km de Manaus, com uma reserva provada de 8 bilhões m³. Maiores estudos estão sendo realizado sobre esta nova província e a sua exploração só ocorrerá através de contratos entre PETROBRAS, Governo do Estado do Amazonas e instituições de financiamento (PETROBRAS, 1999).

2.7 Análise da utilização do gás natural da Bacia do Solimões no Estado do Pará

No ano de 1995 foi firmado parceria no levantamento do potencial de utilização do gás natural proveniente da Bacia do Solimões, nos mercados do Estado do Pará. As instituições envolvidas neste trabalho foram a PETROBRAS - Petróleo Brasileiro S.A., Federação das Indústrias do Estado do Pará - FIEPA e a Secretaria de Estado de Ciência, Tecnologia e Meio - Ambiente do Estado do Pará - SECTAM.

Considerou-se a utilização do gás para geração de energia elétrica nos sistemas isolados às margens do rio Amazonas, e também como combustível para processos térmicos em alguns dos grandes projetos na região. O gás natural seria transportado em balsas, após sua liquefação em Coarí, Amazonas. Este estudo indicou que o uso do gás para tais finalidades seria viável economicamente (SECTAM, 1995). Os municípios a serem atendidos com energia elétrica, obtida a partir de usinas termelétricas consumindo gás natural, seriam: Oriximiná, Óbidos, Monte Alegre, Alenquer e Almeirim. Considerou-se uma eficiência de conversão de 34%. A Tabela 2.9, apresenta as características de demanda de ponta e consumo anual destas localidades.

Demanda de ponta kW	Consumo de energia elétrica MWh	Consumo de gás natural Nm ³
12.064	62.096	18.263.561

Tabela 2.9 : Características do mercado estimado de energia elétrica, em 1998 no Baixo Amazonas, margem esquerda

As empresas que atuam na região e que foram consultadas quanto ao consumo energético são Mineração Rio do Norte, Companhia Vale do Rio Doce, Cibrasa, Belágua, Camargo Corrêa

Metais, Pará Pigmentos, Brilasa, Rio Capim Caulim, Caulim da Amazônia (CADAM), MLS Metais, Indaiá Brasil e Alunorte. Um levantamento das potencialidades de uso do gás natural na maioria destas empresa, está indicado na Tabela 2.10; os volumes da Tabela são referentes ao consumo potencial diário em 1998.

Mercado	Eleticidade	Combustível	Outros usos	Total
Grandes Projetos	204.965,04	675.273,04	31.236,00	911.474,08

Tabela 2.10 : Consumo potencial de gás natural nos grandes projetos do Pará em Nm³/dia

2.8 O descompromisso dos projetos na Amazônia com a questão ambiental

Na década de 80 foram registrados, através da imprensa nacional e internacional, em várias regiões do país, alguns efeitos negativos das usinas hidrelétricas, tais como degradações do meio ambiente, das condições sociais, econômicas e culturais das populações afetadas. Neste cenário, surge a necessidade do planejamento da intervenção ambiental nos grandes empreendimentos, buscando-se amenizar os males que vinham ocorrendo com a implantação dessas usinas. Em função dos efeitos ecológicos e sociais provocados pelas grandes hidrelétricas, o Banco Mundial tem recomendado a elaboração de políticas de planejamento ambiental que incorporem as variáveis sociais.

A falta de compromisso do Brasil com a política ambiental tornou-se pública com a declaração do Ministro Costa Cavalcante, Governo Médici, na Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente Humano, realizado em Estocolmo no ano de 1972. O Ministro declarou o seguinte : “a pior poluição é a pobreza, mas nós queremos poluição porque queremos desenvolvimento”. Tal idéia do governo do Brasil provocou pressões das agências financiadoras para reavaliação das políticas brasileiras no assunto em questão, exigindo a contabilização do impacto ambiental na viabilidade dos grandes projetos.

Tucuruí e Balbina, entre outros, mostram claramente como esses projetos favorecera e continuam favorecendo os grandes conglomerados econômicos nacionais, em detrimento das populações locais (Teixeira et al, 1998).

Em decorrência do alagamento de grande área de mata na Amazônia, pela formação do reservatório da hidrelétrica de Tucuruí, houve preocupação quanto ao potencial madeireiro a ser coberto e do possível dano ao meio ambiente. Em 1977 já havia sido dado início as obras; no entanto, nada havia sido definido, ainda, quanto a área de floresta a ser alagada. Apenas em 1979 a ELETRONORTE, conjuntamente com o Instituto Brasileiro de Desenvolvimento Florestal - IBDF, definiram o esquema para exploração da madeira. A CAPEMI, sem “know how” anterior nesta atividade, vence a concorrência para desmatamento da área a ser alagada pelo reservatório. Dos 260 mil hectares a serem inundados, somente 65 mil hectares eram de interesse da empresa vencedora da concorrência. O programa de enchimento do reservatório previa o segundo semestre de 1983 como o de alagamento total; em 1982 o projeto da CAPEMI ainda não abrangia 5 mil hectares.

Com o intuito de acelerar este processo, o governo concedeu à empresa o direito à exportação de toras, procedimento considerado ilegal desde 1973. Apenas madeiras nobres foram retiradas, como a Castanheira, classificada como espécie em extinção e cujo o abate é proibido em toda a região Amazônica; outras espécies não foram retiradas (Pinto, 1982).

A grande quantidade de matéria orgânica que acabou sendo submersa tem entrado em processo de decomposição anaeróbica, emitindo gases prejudiciais ao meio ambiente e colaboradores de efeito estufa, como o gás sulfídrico, metano e dióxido de carbono, além de aumentar a acidez da água, prejudicando a biodiversidade do rio e, também, provocando a erosão das pás das turbinas, elevando os custos de operação da hidrelétrica.

Até janeiro de 1988 já haviam sido aprovados 28 empreendimentos no Projeto Grande Carajás. No entanto nenhum deles detinha a aprovação do Relatório de Impactos sobre o Meio Ambiente – RIMA, porém grande parte já encontrava-se em operação (Loureiro, 1992).

2.9 O gás natural liquefeito

A liquefação do gás natural reduz o seu volume inicial, em condições normais de temperatura e pressão, em 600 vezes, por ser conveniente no seu transporte e armazenagem, mantendo-o a uma temperatura de aproximadamente 160°C negativos.

A primeira planta de liquefação de gás natural, foi a planta piloto de atendimento da demanda de ponta de gás, construída pela Hope Natural Gas Company, subsidiária da Consolidated Natural Gas System, na estação de compressão de Virginia, EUA, em 1940. Em 1941, a East Ohio Gas Company, também subsidiária da Consolidated Natural Gas System, completou a planta para atendimento da demanda de ponta de gás. Esta operou com sucesso até 1944, quando falhas no tanque de armazenagem resultaram em um incêndio desastroso. A exata causa do acidente não foi determinada.

A Boston Gas Company importou a primeira carga de gás natural liquefeito - GNL em 1968.

A exportação regular de GNL somente se inicia em 1969, quando a Phillips Petroleum Company e a Marathon Oil Company iniciaram o transporte a longa distância do Alaska para o Japão (McDermott, 1973).

O gás natural liquefeito supre mercados não alimentados por gasodutos, ou então, complementa os que possuem gasoduto. Logo, ele tem como função o fechamento da cadeia global de negócios de gás natural.

A disponibilidade de gasodutos de baixo custo em determinados mercados, como na Europa e América do Norte, limita o crescimento do GNL nestas regiões. Nos Estados Unidos, o uso de GNL deve ser direcionado como fonte de atendimento da demanda de ponta.

Na Ásia deve ocorrer um grande aumento no mercado de GNL; prevê-se que, em 2010, haja um consumo de 120 milhões ton/ano. Mais da metade do crescimento no consumo será para geração de energia elétrica. O gás natural tem sido o combustível preferido, nos estudos de projeção do setor de geração de energia elétrica, em razão das vantagens ambientais e devido à sua elevada eficiência em ciclos combinados. Japão, Coreia do Sul e Taiwan são alguns dos países da Ásia com necessidade de importação de gás natural. Novos projetos de GNL estão sendo propostos na Indonésia, Malásia, Austrália, Rússia, etc.

Os projetos de GNL envolvem uma complexa interação de compradores, vendedores, governos, instituições de financiamento e companhias de transporte. Os principais elementos para o seu sucesso são : baixo custo de desenvolvimento e curto tempo para colocar o projeto em operação.

Muitos dos locais potenciais de desenvolvimento de projetos de exploração encontram-se em países sem experiência com GNL; frequentemente, também, eles estão localizados em países com limitada capacidade financeira. Requer-se o mútuo entendimento e comprometimento entre todos componentes da cadeia de negócio de GNL. A meta é maximizar o valor do gás na boca do poço. É necessário a construção da planta de GNL e do porto de embarque. As embarcações devem ser encomendadas. Os países receptores precisam construir o porto de desembarque, a planta de regaseificação e os gasodutos para distribuição aos consumidores finais.

Para se iniciar neste setor, o custo envolvido desenvolvimento de campo, planta de GNL, e porto na exportação se situa em torno de US\$ 1 bilhão para cada milhão de tonelada anual de capacidade. Este custo é de responsabilidade dos supridores e depende largamente do local e do ambiente de operação. No lado do recebimento, o comprador deve construir um terminal de recebimento, uma planta de regaseificação e uma central elétrica, totalizando um custo na faixa de US\$ 7 a 10 bilhões.

As negociações na indústria de gás natural liquefeito requerem contratos de longo prazo (20 a 30 anos), em geral com cláusulas do tipo “take-or-pay” e alguma proteção contra instabilidade econômica, como patamares de preço. Devido à magnitude destes projetos, é usual haver um forte envolvimento dos governos de ambos os lados. Os compradores são, em grande parte, companhias de utilidade pública e os vendedores usualmente incluem companhias estatais de petróleo e gás (Acord, 1995).

As experiências com GNL no Brasil deverão ocorrer através de importações previstas pela PETROBRAS, visando prevenir o futuro déficit de gás no Nordeste, Sul e Sudeste do país. Já existe quase certeza sobre a instalação de dois terminais metaneiros : um ficará localizado em Itaguaí, RJ, e o segundo em área ainda não definida do Nordeste; três áreas estão em análise, em Aratu, BA, Suape, PE e Pecém, CE. Os principais países supridores de GNL deverão ser Nigéria e

Trinidad e Tobago. A necessidade de gás no Nordeste para termelétricidade pode ser verificada nas cinco usinas que se encontram em fase de estudo, nos Estados da Bahia, Alagoas, Pernambuco, Rio Grande do Norte e Ceará. No Ceará, as negociações para a instalação de uma usina termelétrica a gás já estão em um estágio avançado, sendo prevista a instalação de 240 MW, consumindo aproximadamente 1,1 milhão m³/dia de gás natural. As centrais termelétricas a gás previstas para Pernambuco e Alagoas possuem, respectivamente, capacidades de 2.000 e 600 MW.

Caso as três usinas mencionadas anteriormente estivessem em operação, estariam consumindo, aproximadamente, 12 milhões m³/dia de gás (BRASIL ENERGIA, 1998c). Segundo José Antônio Guillén, diretor de planejamento e desenvolvimento de negócios da CEG, a solução para a demanda futura do Rio de Janeiro é o GNL. As projeções do mercado consumidor, sem considerar as usinas termelétricas a gás, são de 7 milhões m³/dia no ano 2002 (BRASIL ENERGIA, 1998d).

Capítulo 3

A Conta de Consumo de Combustíveis

Neste capítulo são abordadas as questões ligadas à Conta de Consumo de Combustíveis, desde os órgãos envolvidos em sua elaboração até a sua aplicação, em especial nos sistemas isolados da Amazônia.

3.1 Os órgãos reguladores no setor de energia elétrica no Brasil

Em 1920 foi criada a Comissão de Estudos de Forças Hidráulicas ligada ao Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil / Ministério da Agricultura, Indústria e Comércio. No período de 1933 a 1968, os assuntos de água e energia elétrica foram responsabilidade deste serviço, e que, posteriormente, foi transformado no Departamento Nacional da Produção Mineral. Este, por seu turno, foi integrado ao Ministério de Minas e Energia, com o seu surgimento em 1961.

Em 1965 foi criado o Departamento Nacional de Águas e Energia – DNAE, o qual foi transformado, em 1968, no Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE. O seu regimento, aprovado em 1977, determinava que este era “o órgão central da direção superior responsável pelo planejamento, coordenação e execução dos estudos hidrológicos em todo o território nacional; pela supervisão, fiscalização e controle dos aproveitamentos das águas que alteram o seu regime; bem como pela supervisão, fiscalização e controle dos serviços de eletricidade”.

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL foi instituída pela Lei nº 9.427, de 26.12.1996. Ela possui características de autarquia sob regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com sede e foro no Distrito Federal, cuja finalidade é regular e fiscalizar a

produção, transmissão e comercialização de energia elétrica, zelando pela qualidade do serviço prestado, pelo trato isonômico dispensado aos usuários e pelo controle da razoabilidade das tarifas cobradas aos consumidores, preservando, sempre, a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria. Em 1997, foi aprovado o regimento da ANEEL e, simultaneamente, foi extinto o DNAEE.

O Grupo Coordenador para Operação Interligada – GCOI, foi criado em 1973. Ele possuía a função de coordenar, decidir ou encaminhar as providências necessárias ao uso racional das instalações geradoras e de transmissão existentes e que viessem a surgir nos sistemas elétricos interligados das regiões Sul e Sudeste. O Grupo era formado por um conselho deliberativo e um comitê executivo. O conselho deliberativo era composto pelo presidente da ELETROBRÁS e pelos presidentes das concessionárias, dessas regiões, tendo como observador o diretor geral do DNAEE. O comitê executivo era integrado por um diretor da ELETROBRÁS e por diretores das empresas concessionárias em questão. Existiam dois sub-grupos, um para a região Sudeste e o outro para a região Sul. As empresas concessionárias integrantes estão indicadas a seguir.

- GCOI – Sudeste :

- Furnas Centrais Elétricas S/A. – FURNAS,
- Centrais Elétricas de São Paulo Sociedade Anônima – CESP,
- Companhia Paulista de Força e Luz S/A. – CPFL,
- Centrais Elétricas de Minas Gerais S/A. – CEMIG,
- Serviço de Eletricidade Sociedade Anônima – LIGHT,
- Espírito Santo Centrais Elétricas Sociedade Anônima – ESCELSA,
- Companhia Brasileira de Energia Elétrica – CBEE,
- Centrais Elétricas de Goiás Sociedade Anônima – CELG,
- Centrais Elétrica Fluminenses Sociedade Anônima – CELF,
- Centrais Elétrica de Mato Grosso Sociedade Anônima – CEMAT,

- Companhia de Eletricidade de Brasília – CEB,
- GCOI - Sul :
- Centrais Elétricas do Sul do Brasil S/A – ELETROSUL,
- Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE,
- Companhia Paranaense de Energia Elétrica – COPEL,
- Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A. – CELESC.

Em 26 de agosto de 1998, foi criado o Operador Nacional do Sistema – ONS, entidade de caráter privado, em substituição ao Grupo Coordenador para Operação Interligada.

Os objetivos do ONS são :

- Promover a otimização da operação do sistema eletroenergético, visando o menor custo para o sistema, observados os padrões técnicos, os critérios de confiabilidade e as regras do mercado;
- Garantir que todos os agentes do setor elétrico tenham acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória;
- Contribuir, de acordo com a natureza de suas atividades, para que a expansão do sistema eletroenergético se faça ao menor custo e vise as melhores condições operacionais futuras.

São suas atribuições :

- O planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas à otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados;
- A supervisão e a coordenação dos centros de operação dos sistemas elétricos;
- A supervisão e o controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais interligados e das interligações internacionais;
- A contratação e a administração de serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso, bem como dos serviços auxiliares;

- Propor à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL ampliações das instalações da rede básica de transmissão, bem como reforços dos sistemas existentes, a serem licitados ou autorizados;
- A definição de regras para operação de transmissão da rede básica dos sistemas elétricos interligados, a serem aprovadas pela ANEEL;
- Outras que forem atribuídas em contratos específicos celebrados com os agentes do setor elétrico.

3.2 Estrutura da Conta de Consumo de Combustíveis

A Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973, criou a Conta de Consumo de Combustíveis, a qual objetiva a minimização da queima de combustíveis fósseis pelo Sistema Interligado (História & Energia, 1996).

No Artigo 29, da Lei nº 5.899 estabelece que “a CCC constituir-se-á em uma reserva financeira para cobertura do custo dos combustíveis fósseis, funcionando como conta de compensação, através da qual, obedecidos os critérios estabelecidos no decreto nº 73.102 de 7.11.1973, se realizará o rateio dos ônus e vantagens do consumo daqueles combustíveis nas centrais geradoras termelétricas pertencentes às empresas concessionárias cujos sistemas elétricos estejam, no todo ou em parte, conectados ao sistema interligado Sul/Sudeste”.

A Portaria MME nº 360, de 21.03.1977, através do seu Artigo 3º, determina que a Conta de Consumo de Combustíveis seja aplicada para o sistema eletroenergético da região Nordeste também. Naquele momento, as empresas pertencentes a este sistema eram: Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF, Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA, Empresa Distribuidora de Energia em Sergipe - ENERGIPE, Companhia de Eletricidade de Alagoas - CEAL, Companhia de Eletricidade de Pernambuco - CELPE, Sociedades Anônimas de Eletrificação da Paraíba - SAELPA, Companhia de Serviços Elétricos do Rio Grande do Norte - CONSRN, Companhia de Eletricidade do Ceará - COELCE, Centrais Elétricas do Piauí S.A - CAPISA e Centrais Elétricas do Maranhão S.A - CEMAR.

No decreto nº 774, de 18.03.1993, determina-se que o rateio do custo de consumo do combustíveis para geração de energia elétrica abrange a todos os concessionários distribuidores, sendo realizado através da Conta de Consumo de Combustíveis. Esta foi desdobrada em três subcontas, denominadas e caracterizadas da seguinte maneira:

- CCC Sul/Sudeste/Centro-Oeste (CCC - S/SE/CO) - determinada a cobrir os custos de combustíveis fósseis da geração térmica constante do Plano de Operação do Sistema Interligado S/SE/CO dos Grupos Coordenadores para Operação Interligada - GCOI. Tem como contribuintes todas as concessionárias que atendam a consumidores finais, cujos sistemas elétricos estejam, no todo ou em parte, conectado a este sistema interligado.
- CCC Norte/Nordeste (CCC - N/NE) - destinada a cobrir os custos de combustíveis da geração térmica constante do Plano de Operação do Sistema Interligado Norte/Nordeste do Comitê Coordenador de Operações Norte/Nordeste - CCON. Tem como contribuintes todos os concessionários que atendam a consumidores finais cujos sistemas elétricos estejam, no todo ou em parte, conectados a este sistema interligado.
- CCC dos sistemas isolados (CCC - ISO) - determinada a cobrir os custos de combustíveis da geração térmica constante do Plano de Operação dos Sistemas Isolados, do GCOI, CCON e Grupo Técnico Operacional da Região Norte - GTON. Tem como contribuintes todos as concessionárias do país, que atendam a consumidores finais.

Os rateios da CCC - S/SE/CO, CCC - N/NE e da CCC - ISO são definidos nos Planos Anuais de Combustíveis, respectivamente pelo GCOI, CCON e GTON, devendo os mesmos serem homologados até 31 de outubro do ano anterior pela ANEEL.

O procedimento para determinação das quotas de rateio da CCC - ISO é realizado da seguinte maneira.

- Efetua-se um balanço energético entre os requisitos de geração e as disponibilidades elétricas de recursos hídricos e térmicos, para cada sistema isolado.

- Calcula-se o custo de geração térmica dos sistemas isolados, de acordo com os planos de geração do GCOI, CCON e GTON.
- Através dos estudos do GCOI, CCON e GTON, a ANEEL define o nível da tarifa de energia que deve valorizar a “energia hidráulica equivalente”, para cada concessionário dos sistemas isolados, a ser usado para definir o montante que será descontado dos dispêndios com combustíveis naqueles sistemas.
- A diferença entre o custo de geração térmica e o custo da “energia hidráulica equivalente” é rateada entre todas as empresas concessionárias do país.

A ELETROBRÁS é responsável pelo recolhimento e distribuição dos valores referentes às quotas de CCC das concessionárias.

Com o intuito de adequar as usinas termelétricas ao novo mercado competitivo de energia elétrica, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, através da Resolução nº 261, de 13 de agosto de 1998, estabeleceu um cronograma para extinção gradual da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC, para usinas termelétricas em operação em 6 de fevereiro de 1998, nos sistemas interligados. Esta extinção gradual ocorrerá da seguinte forma:

- Em 2003 - redução de 25% (vinte e cinco por cento);
- Em 2004 - redução de 50% (cinquenta por cento);
- Em 2005 - redução de 75% (setenta e cinco por cento).

Em 1º de janeiro de 2006 estará completamente extinto o sistema de rateio de ônus e vantagens decorrentes do consumo de combustíveis fósseis para a geração de energia elétrica nos sistemas elétricos interligados.

A Resolução nº 315 da ANEEL, de 01 de outubro de 1998, estabelece a manutenção da CCC-ISO por um prazo de 15 anos, ou seja, até 2013. Esta resolução também determinou, ao Grupo Coordenador para Operação Interligada - GCOI, Comitê Coordenador de Operações Norte/Nordeste - CCON e Grupo Técnico Operacional da Região Norte - GTON, que fossem

feitos ajustes nos montantes de consumo de combustíveis, constantes do Plano Anual de Combustíveis para 1998, para considerar um funcionamento de 24 horas para todas as usinas termelétricas dos sistemas isolados, a partir de outubro de 1998.

Certamente que não foi coincidência que o ano fixado para a extinção do subsídio CCC-ISO é o mesmo estabelecido para o fim dos incentivos fiscais para a Zona Franca de Manaus, cidade a qual possui o maior sistema isolado da Região Amazônica.

Isto evidencia a má formulação no modelo de desenvolvimento da Região Amazônica, a qual mostra uma grande dependência de incentivos fiscais e de um único setor da economia. O modelo energético possui estas mesmas características do modelo econômico, logo há necessidade de uma busca imediata de alternativas viáveis a curto e médio prazo para a solução dos problemas energéticos da região.

Houve justificativas econômicas para a criação da CCC para os sistemas interligados. O mesmo já não ocorreu quanto à criação da CCC para os sistemas isolados.

3.3 Cálculo do consumo de óleo Diesel em sistemas isolados do Pará

Utilizando os dados do Plano Anual de Combustíveis, elaborado pelo GCOI para os sistemas isolados, determinou-se o consumo de combustível das unidades analisadas. Foram utilizados os dados divulgados pela concessionária do Estado do Pará. Através das demandas de energia dos municípios indicadas no Capítulo 2, foi realizado o cálculo de consumo de combustíveis. Sendo o parque eminentemente termelétrico, considerou-se o montante de energia elétrica anual necessário para suprimento destes mercados.

De acordo com o Plano Anual de Combustíveis de 1998, o custo do óleo Diesel para as centrais termelétricas do Pará é de 85.50 US\$/MWh, sem considerar o valor de ICMS. Considerou-se que as centrais termelétricas compostas por motogeradores de ciclo Diesel possuem consumos específicos máximos de 0,3 l/kWh.

O custo do óleo Diesel, supra citado foi atualizado, em função das mudanças, em 1999, na taxa de câmbio e no preço do petróleo.

A composição do custo final do combustível para as termelétricas dos sistemas isolados, desconsiderando-se o subsídio CCC-ISO, dá-se pela soma do custo do óleo Diesel na refinaria e do custo de transporte. Supondo que a Refinaria de Manaus seja a fonte de suprimento do referido combustível para o mercado da região Amazônica, a Tabela 3.1 relaciona o valor do óleo Diesel, em US\$/litro, de acordo com os informes da PETROBRAS. Nesta tabela também apresenta-se, também, o valor do óleo Diesel em US\$/MWh, para termelétricas convencionais, considerando um consumo específico de 0,3 l/kWh.

Período	Preço	
	US\$/litro	US\$/MWh
27/07/1995	0.258	77.58
17/12/1996	0.263	79.17
15/11/1997	0.258	77.57
29/07/1998	0.244	73.43
26/06/1999	0.223	66.91

Tabela 3.1: Preço do óleo Diesel na refinaria

A diferença do preço do óleo Diesel, adotado pelo GCOI em 1998, e do preço na refinaria em 1997 corresponde ao o valor do custo de transporte, o qual é de 7.93 US\$/MWh. Considerando que esta parcela não sofra variação ao longo do tempo, o valor do óleo Diesel para as termelétricas no ano de 1999 é de 74.84 US\$/MWh.

Para atendimento das demandas de energia elétrica das localidades do Baixo Amazonas, margem esquerda, apresentadas na Tabela 2.6, necessita-se do consumo de óleo Diesel indicado na Tabela 3.2. Esta também mostra o equivalente hidráulico de energia - EHE, isto é, o custo da eletricidade caso os mercados fossem conectados ao sistema interligado, considerando-se uma tarifa para energia hidráulica de 22.37 US\$/MWh, estimada pelo GCOI.

O valor “Rateio”, na Tabela 3.2, corresponde ao custo arcado por todas as concessionários do país, que deverá ser repassado para os sistemas isolados. O “custo da energia hidráulica equivalente” é coberto pela concessionária local.

Localidade	Óleo Diesel (l)	Custo (US\$)	EHE (US\$)	Rateio (US\$)
Oriximiná	5.957.996,65	1,485,924.36	444,347.39	1,041,576.97
Óbidos	5.221.179,31	1,302,162.12	389,395.55	912,766.57
Alenquer	4.964.997,21	1,238,270.30	370,289.49	867,980.81
Monte Alegre	4.964.997,21	1,238,270.30	370,289.49	867,980.81
Almeirim	2.653.482,53	661,778.54	197,896.73	463,881.82
Prainha	987.123,70	246,188.65	73,619.69	172,568.97
Terra Santa	846.106,03	211,018.84	63,102.59	147,916.26
Faro	822.603,09	205,157.21	61,349.74	143,807.47
Total	26.418.485,73	6,588,770.34	1,970,290.67	4,618,479.67

Tabela 3.2 : Determinação do “rateio” nos sistemas isolados do Baixo Amazonas, margem esquerda

O valor que os sistemas isolados recebem dos consumidores dos sistemas interligados é definido pela equação (3.1)

$$\text{Rateio (CCC-ISO)} = \text{ET} \times (\text{CD} - \text{CH}) \quad (3.1)$$

ET = Energia gerada pelas termelétricas (MWh)

CD = Custo do óleo Diesel (US\$/MWh)

CH = Custo da energia hidráulica equivalente (US\$/MWh)

3.4 Proposta da ANEEL de geração alternativa utilizando os custos de rateio

A Agência Nacional de Energia Elétrica disponibilizou na Internet o Aviso de Consulta Pública nº 002/1999, referente à proposta de utilização da Conta de Consumo de Combustíveis, para empreendimentos energéticos alternativos para sistemas isolados da Amazônia Legal.

A ANEEL demonstra, através desta consulta pública, preocupação quanto à situação futura da geração de energia elétrica nos sistemas isolados da Amazônia e inicia a busca de soluções para a problemática. A consulta esteve aberta até o dia 18 de maio de 1999. Os seguintes artigos constam desta proposta de Resolução da ANEEL :

Art. 1 : Estabelece condições de sub-rogação dos benefícios do rateio da Conta de Consumo de Combustíveis a empreendimentos de energia elétrica que venham a ser implantados em sistemas elétricos isolados.

Art. 2 : Sub-rogar-se-ão no direito de usufruir da sistemática de rateio da CCC, na forma e nos prazos estabelecidos na Resolução, os empreendimentos estabelecidos com o objetivo fixado no artigo anterior e que se enquadre em uma das seguintes características :

1 – Aproveitamento hidrelétrico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinados a produção independente ou autoprodução de energia elétrica, mantidas as características de pequena central hidrelétrica, de conformidade com o estabelecido na Resolução ANEEL nº 394, de 4 de dezembro de 1998,

2 – Empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fontes alternativas que façam uso de recursos naturais renováveis,

3 – Aproveitamento hidrelétrico, não abrangido pelo inciso 1, que promova redução nos dispêndios da CCC,

4 – Empreendimentos termelétricos a gás natural, que reduzam o dispêndio da CCC,

5 – Empreendimentos de transmissão de energia elétrica, que reduzam o dispêndio da CCC,

6 – Projetos de efficientização em usinas geradoras existentes, que reduzam o dispêndio da CCC, ou

7 – Projetos de substituição do combustível utilizado em centrais geradoras térmicas, em operação, por outros tipos que reduzam o dispêndio da CCC.

Art. 3 : Os benefícios serão pagos mensalmente, sendo que o primeiro pagamento ocorrerá no mês subsequente à entrada em operação do empreendimento e o número de meses em que o benefício será concedido é variável, conforme estabelecido abaixo :

1 – Setenta e dois meses para os empreendimentos definidos nos incisos 1 e 2 do art. 2,

2 – Sessenta meses para os empreendimentos definidos no inciso 3 do art. 2,

3 – Vinte e quatro meses para os empreendimentos definidos no inciso 5 do artigo 2, ou

4 – Quarenta e oito meses para os empreendimentos definidos nos incisos 4, 6, 7 do art. 2.

Parágrafo único. O número de meses poderá ser inferior nos seguintes casos :

1 – Quando ocorrer o término do prazo de vigência da sistemática de rateio da CCC, em maio de 2013, ou

2 – Quando o somatório dos pagamentos realizados atingir o percentual de setenta e cinco por cento do custo de implantação dos empreendimentos referidos nos incisos de 1 a 7 do art. 2.

Art. 4 : Somente farão juiz ao benefício estipulado os empreendimentos que tenham sido outorgados ou registrados na Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Art. 5 : Além dos requisitos técnicos necessários à outorga ou registro dos empreendimentos, deverá ser apresentada pelos solicitantes do benefício a seguinte documentação:

1 – O planejamento do atendimento ao mercado, com destaque na qualidade dos serviços e nos benefícios prestados aos consumidores,

2 – O cronograma de obras, com a data prevista para entrada em operação comercial do empreendimento, ou

3 – O protocolo de entendimento ou compromisso negociado com o proprietário da central térmica a ser substituída, estabelecendo metas e condições para o atendimento do mercado associado.

Parágrafo único : O documento solicitado no inciso 3 será necessário somente nos casos de substituição de centrais geradoras térmicas existentes.

Art. 6 : As solicitações para sub-rogação deverão ser encaminhadas à ANEEL até, no máximo, o dia 30 de junho do ano anterior à data de entrada em operação comercial do empreendimento, de forma a ser contemplado no Plano Anual de Combustíveis do ano seguinte,

elaborado e aprovado no âmbito do GTON.

Art. 7 : A ANEEL, com base na análise dos documentos do respectivo projeto, definirá se o mesmo se sub-rogará no direito de uso da CCC e, para os empreendimentos referidos nos incisos 1 a 5 do art. 2, estabelecerá uma energia de referência – ER.

1 – A ANEEL, publicará, anualmente, os projetos que se sub-rogarão no direito de uso da CCC e as Energias de Referência estabelecidas para os mesmos.

2 – O valor de ER será estabelecido pela ANEEL com base no mercado atendido e na disponibilidade de energia de longo prazo do empreendimento.

3 – O valor da ER poderá ser revisto anualmente pela ANEEL, para efeito do Plano Anual de Combustíveis do GTON, por solicitação do interessado, quando, comprovadamente, a carga atendida superar o valor de ER definido para o empreendimento.

Art. 8 : Os empreendimentos que se sub-rogarem no direito de uso da CCC sujeitar-se-ão à sistemática de controle definida no âmbito do GTON.

Art.9 : O valor mensal concedido pela CCC aos beneficiários qualificados nos incisos 1 a 4 do art. 4 será determinado de acordo com a seguinte fórmula :

$$V = EC \times K \times (1000 \times \rho \times PC - TEH)$$

Onde :

V = Valor do benefício que será pago mensalmente através da sistemática de rateio da CCC, expresso em R\$.

EC = Energia considerada para efeito de cálculo do benefício, que será igual a Energia de Referência – ER ou a Energia Verificada – EV, a que for menor, expressa em MWh.

EV = Energia verificada, que será igual a média dos valores de energia fornecida ao mercado associado, cujos valores serão verificados nos últimos doze meses, expressa em MWh.

K = Fator aplicado de acordo com a data de início de operação comercial do projeto considerado, sendo igual a nove décimos para entrada em operação até o final do ano 2007 e a sete décimos para entrada em operação após essa data.

ρ = Consumo específico da geração termelétrica substituída, sendo limitado a 0,3 l/kWh para centrais térmicas que utilizem óleo Diesel e 0,38 kg/kWh para centrais térmicas que utilizem óleo combustível. Para projetos que visem o atendimento a novos mercados o valor de ρ será considerado igual a 0,34 l/kWh.

PC = Preço CIF do combustível substituído, expresso em R\$/l ou R\$/kg.

TEH = Tarifa de Equivalente Hidráulico, publicada pela ANEEL, expresso em R\$/MWh.

Art. 10 : O valor do benefício concedido aos empreendimento enquadrados nos incisos 6 e 7 do art. 2 será calculado de acordo com seguinte fórmula :

$$V = 0,5 \times (CR \times PR - CV \times PV)$$

Onde :

V = Valor do benefício que será pago mensalmente através da sistemática de rateio da CCC, expresso em R\$.

CR = Consumo mensal de referência definido pela ANEEL, com base nos valores históricos da usina, expresso em l ou kg.

CV = Consumo mensal verificado após o processo de efficientização da usina ou substituição do combustível, expresso em l ou kg.

PR = Preço CIF do combustível utilizado antes da efficientização ou troca de combustível, expresso em R\$/l ou R\$/kg.

PR = Preço CIF do combustível utilizado após a efficientização ou troca de combustível, expresso em R\$/l ou R\$/kg.

Art. 11 : Para os empreendimentos referidos nos incisos 1 a 4 do art. 2, o reembolso pela

CCC, do combustível substituído, ficará automaticamente extinto na data de início do pagamento do benefício definido no art. 9.

Art. 12 : Para os empreendimentos referidos nos incisos 6 e 7 do art 2, o reembolso pela CCC será mantido, calculado de acordo com os novos parâmetros do empreendimento, inclusive durante o período de pagamento do benefício definido no art. 10, até a extinção da CCC.

Art. 13 : O pagamento será realizado até o dia vinte do mês subsequente ao da apuração.

Art. 14 : No período inicial de doze meses, para o cálculo do valor de energia verificada (EV), de que trata o art. 9, deverão ser utilizados os valores verificados de energia fornecida ao mercado, completando as doze parcelas necessárias ao cálculo da média, com o valor de energia de referência definido para o empreendimento.

A ANEEL, através da Resolução nº 245, de 11 de agosto de 1999, mantém as propostas de empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de Pequenas Centrais Hidrelétricas e para fontes alternativas que façam uso de recursos naturais renováveis, respectivamente, referentes às propostas I e II do texto que esteve em discussão pública. Para as Pequenas Centrais Hidrelétricas é concedido benefício durante setenta e dois meses, já para as fontes alternativas que façam uso de recursos naturais renováveis é de noventa e seis meses.

Capítulo 4

Geração de energia elétrica com o gás natural da Bacia do Solimões

Neste capítulo analisa-se a geração de eletricidade em turbinas e motogeradores a gás, que devem atender as demandas dos municípios do Baixo Amazonas, na margem esquerda do rio Amazonas, no Estado do Pará. Levanta-se o potencial de consumo de gás natural nas termelétricas dos sistemas isolados da Amazônia factíveis de receberem o gás natural da Bacia do Solimões, e apresenta-se a seleção de capacidades ótimas de equipamentos para a cadeia de GNL, utilizando um modelo programação linear.

A seguir, a opção que proporciona menores custos de geração de energia elétrica é comparada com a geração atual, a qual é realizada por grupos geradores que consomem óleo Diesel. Por fim, analisa-se uma alternativa para diminuição dos custos de implantação das termelétricas que utilizem gás natural.

4.1 Equipamentos de geração

Fez-se a seleção dos equipamentos de geração de energia elétrica, com base no critério de atendimento da demanda de ponta dos mercados. Conforme recomendação do Grupo de Trabalho para Sistemas Isolados - GTSI.

4.1.1 Grupos geradores a gás

As características técnicas e custos dos grupos geradores a gás analisados neste trabalho foram obtidos diretamente com o seu representante no Brasil. Em função da não disponibilidade de equipamentos, de porte suficiente para atender a totalidade da demanda em certas localidades determinou-se uma função representativa da eficiência em função das potências nominais, apresentado na Figura 1 do Apêndice B. Na Tabela 4.1, estão indicados as eficiências das termelétricas.

Termelétrica	Eficiência (%)
Oriximiná	40
Óbidos	39
Alenquer	39
Monte Alegre	39
Almeirim	35
Prainha	30
Terra Santa	29
Faro	29

Tabela 4.1 : Eficiência das termelétricas formadas por grupos geradores a gás

4.1.2 Turbinas a gás

As turbinas a gás avaliadas neste trabalho foram selecionadas na conceituada revista técnica Handbook Gas Turbine Wold/1997. Com os dados desta, determinou-se uma função que determina a eficiência da turbinas a gás, dado a capacidade nominal das turbinas a serem instaladas. Na Figura 3, do Apêndice B é apresenta a curva de eficiência em função da potência da turbina.

Assim, foi possível determinar as eficiências das turbinas a gás a serem instaladas no Baixo Amazonas. Na Tabela 4.2, estão representadas as eficiências das termelétricas.

Termelétrica	Eficiência (%)
Oriximiná	27
Óbidos	27
Alenquer	26
Monte Alegre	26
Almeirim	25
Prainha	22
Terra Santa	22
Faro	22

Tabela 4.2 : Eficiência das termelétricas formadas por turbinas a gás

4.1.3 Comparação econômica entre os equipamentos de geração factíveis tecnicamente

Com o objetivo de determinar o menor custo de geração, primeiramente faz-se a seleção da melhor tecnologia de geração. A comparação é realizada com a anualização dos custos de investimentos, custos operacionais fixos e variáveis e o custo do consumo de combustível dos grupos geradores e das turbinas a gás.

Considerou-se de custos fixos de 47 e 15 US\$/kWano, e os custos variáveis de 27 e 7 US\$/MWh, para grupos geradores a gás e turbinas a gás, respectivamente. Estes valores são recomendados pelo Grupo de Trabalho para Estudo dos Sistemas Isolados – GTSI (ELETROBRAS, 1994).

Assumiu-se, inicialmente, o preço de 3 US\$/MBTU para o gás natural destinado à termelétrica na Amazônia, conforme divulgado pela PETROBRAS.

Considerou-se um poder calorífico para o gás de 41.484 BTU/Nm³ (43.765 kJ/Nm³).

Através de comparação econômica, indicada no Apêndice B, determinou-se que a geração de energia elétrica com turbinas a gás é mais barata do que com motogeradores a gás. Os custos anualizados das centrais termelétricas com turbinas a gás e com grupos geradores consumindo gás natural estão indicados na Tabela 4.3.

Centrais termelétricas com :	Custo anual (US\$)	
	Cenário “otimista” de custos	Cenário “pessimista” de custos
Grupo gerador a gás	9,036,782	11,114,838
Turbina a gás	6,704,132	8,218,728

Tabela 4.3: Custo anualizado das centrais termelétricas com turbinas a gás e grupos geradores

Os volumes de gás consumidos anualmente pelas usinas compostas por turbinas a gás e grupos geradores a gás estão indicados na Tabela 4.4, considerando uma perda média de 8% do gás na armazenagem e no transporte.

Centrais termelétricas como :	Consumo de gás (Nm ³)	
	Anual	Diário
Grupos geradores a gás	19.263.321	52.776
Turbina a gás	27.951.182	76.578

Tabela 4.4 : Consumo de gás natural das centrais termelétricas com turbinas a gás e grupos geradores

4.2 Otimização da cadeia de gás natural liquefeito

Com vista a se obter o menor custo possível na composição dos equipamentos da cadeia de transporte de GNL, isto é, liquefação, transporte, armazenagem e regaseificação, os quais tem uma influência significativa no custo médio final da energia elétrica gerada, necessita-se que os equipamentos sejam selecionados de forma otimizada, pois existe uma variedade de equipamentos com diferentes capacidades e alguns parâmetros da cadeia de transporte de GNL a ser definido possuem graus de liberdade.

A logística para escoamento do gás natural considerada é a seguinte: o gás natural proveniente de Urucu, AM, chega ao terminal de Coarí, AM, por meio de um gasoduto de aproximadamente 280 km, passa por uma planta de liquefação e, posteriormente, é armazenado em tanques (chama-se a este conjunto de unidade de liquefação), aguardando ser bombeado para as balsas de transporte de gás (balsas criogênicas). O sistema de transporte hidroviário, composto por balsas, leva o gás liquefeito até os mercados consumidores, onde também existem tanques de armazenamento e plantas de regaseificação (denominadas de unidades de regaseificação). Na Figura 4.1 apresenta-se um esquema da cadeia de transporte de GNL.

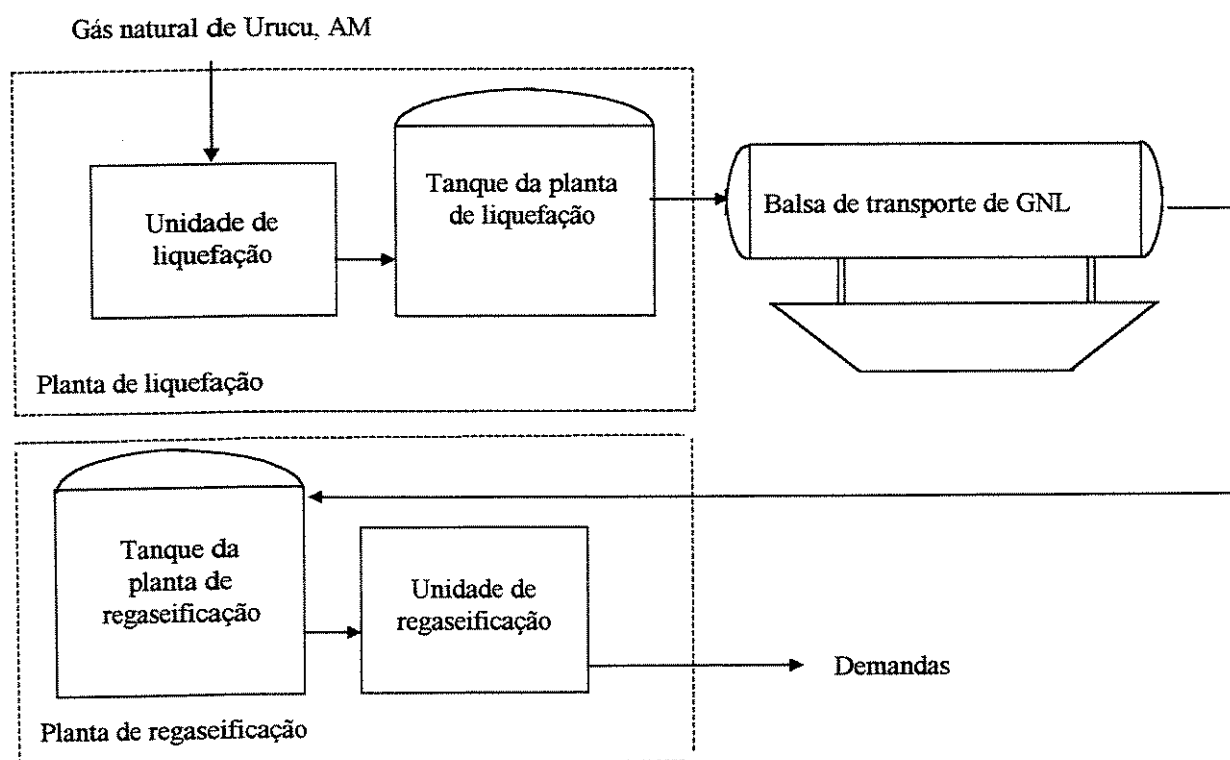


Figura 4.1 : Esquema da cadeia de transporte de GNL

Existem várias formas de atendimento dos mercados consumidores, através da variação das capacidades dos tanques do terminal de liquefação e dos terminais de recebimento; do número de barcaças e do número de viagens a serem realizadas. A capacidade da unidade de liquefação, no entanto, deverá ser de, no mínimo, a mesma do terminal de recebimento e a seleção da capacidade, quantidade de balsas e número de viagens deverá proporcionar o atendimento dos volumes contratados entre suprimento e demanda.

Desenvolveu-se, para este dimensionamento, um modelo matemático de otimização empregando programação linear, com uma formulação de transporte (Kuwahara, Castro e Bajay, 1999). Como algumas das variáveis do problema possuem um comportamento não linear, teve-se que utilizar o mecanismo de linearização por partes. O modelo otimiza o número de barcas criogênicas de uma determinada capacidade, previamente escolhida, e o número de suas viagens requeridas para atender, ao mínimo custo, a demanda de gás nas plantas termelétricas.

Tomando como parâmetro as experiências de transporte de balsas de Coari para Manaus e as distâncias entre os mercados consumidores, apresentados na Tabela 4.5, determina-se o número máximo de viagens, possíveis de realizar, entre Coari e os municípios a serem atendidos com o gás natural liquefeito. No estudo realizado, em função do tempo de viagem, este número máximo é de 3 viagens em um período de 30 dias.

Municípios	Distância a partir de Coari (km)
Belém	2.088
Manaus	441
Almeirim	1.489
Prainha	1.378
Óbidos	1.087
Monte Alegre	1.310
Faro	906
Terra Santa	939
Oriximiná	1.041
Alenquer	1.109

Fonte : (Marinha do Brasil, 1984)

Tabela 4.5 : Distâncias entre Coari e os municípios que devem receber o GNL

A função objetivo do problema é a minimização dos custos de investimento e custos operacionais dos diversos componentes da cadeia. Além do atendimento dos mercados previstos, a função objetivo está sujeita às seguintes restrições :

- 1 - Periodicidade do abastecimento igual a 30 dias.
- 2 - Limite máximo de 3 viagens por mês, por conta dos tempos de viagem, para satisfazer a restrição anterior.

3 - Mínimo de 1 e máximo de 4 balsas para atendimento dos mercados.

Assume-se uma disponibilidade infinita de gás para a planta de liquefação.

Na seção 1 do Apêndice C, se descreve o modelo matemático desenvolvido.

Em função da variação do consumo de gás natural, nas usinas, ao longo do ano, considera-se, para dimensionamento da cadeia de transporte de GNL, o consumo no período de maior demanda do mercado, que, neste caso, ocorre no mês de dezembro. Logo, o volume a ser considerado para dimensionar a cadeia de GNL é de 2.609.987 Nm³/mês.

Devido à perda de 8% do gás natural que se está assumindo que irá ocorrer na armazenagem e no transporte do GNL, é necessário acrescentar este valor ao volume determinado anteriormente. Logo, o volume considerado para atendimento das centrais termelétricas é de 2.818.786 Nm³/mês.

Os custos dos equipamentos da cadeia de gás natural liquefeito para instalação no Brasil não são disponíveis, uma vez que ainda não existem tais equipamentos instalados no País.

As instalações de gás natural liquefeito são projetadas sob encomenda, por empresas especializadas. Logo, o que se dispõe são dados de instalações implantadas no exterior. Na Tabela 4.6 indica-se a faixa de valores encontrada, tanto para o custo de investimento como para o custo de operação.

Sistema	Custo de investimento (US\$/Nm ³)		Custo operacional (US\$/Nm ³)	
	Cenário otimista de custos	Cenário pessimista de custos	Cenário otimista de custos	Cenário pessimista de custos
Unidade de liquefação	42,5	68,0	0,041	0,053
Tanques	7,5	12,0	0,003	0,006
Transporte	20,0	40,0	0,026	0,033
Unidade de vaporização	12,5	28,0	0,01	0,020

Fonte : (PETROBRAS, 1991)

Tabela 4.6 : Custos da cadeia de transporte do gás natural liquefeito (US\$/Nm³)

A seção 2 do Apêndice C indica as hipóteses e valores assumidos para os custos dos componentes, da cadeia de transporte de GNL. Já nas seções 3 e 4 deste apêndice se apresenta os resultados da modelagem.

O modelo proposto, utilizando os valores de custos da Tabela 4.6, determinou que a melhor alternativa para configuração da cadeia de transporte de gás natural liquefeito envolve 4 barcas, cada uma realizando 3 viagens, com uma capacidade unitária de 400 m³ (GNL). O custo anualizado da alternativa selecionada, considerando o cenário “otimista” de custos é de US\$ 4,488,643; no cenário “pessimista” este custo é de US\$ 8,350,382/ano. Nestes cálculos considerou-se uma taxa de remuneração de 15% ao ano, e uma vida econômica dos equipamentos de 15 anos.

4.3 Perspectiva de utilização do GNL nos pequenos e médios mercados de energia elétrica da Amazônia

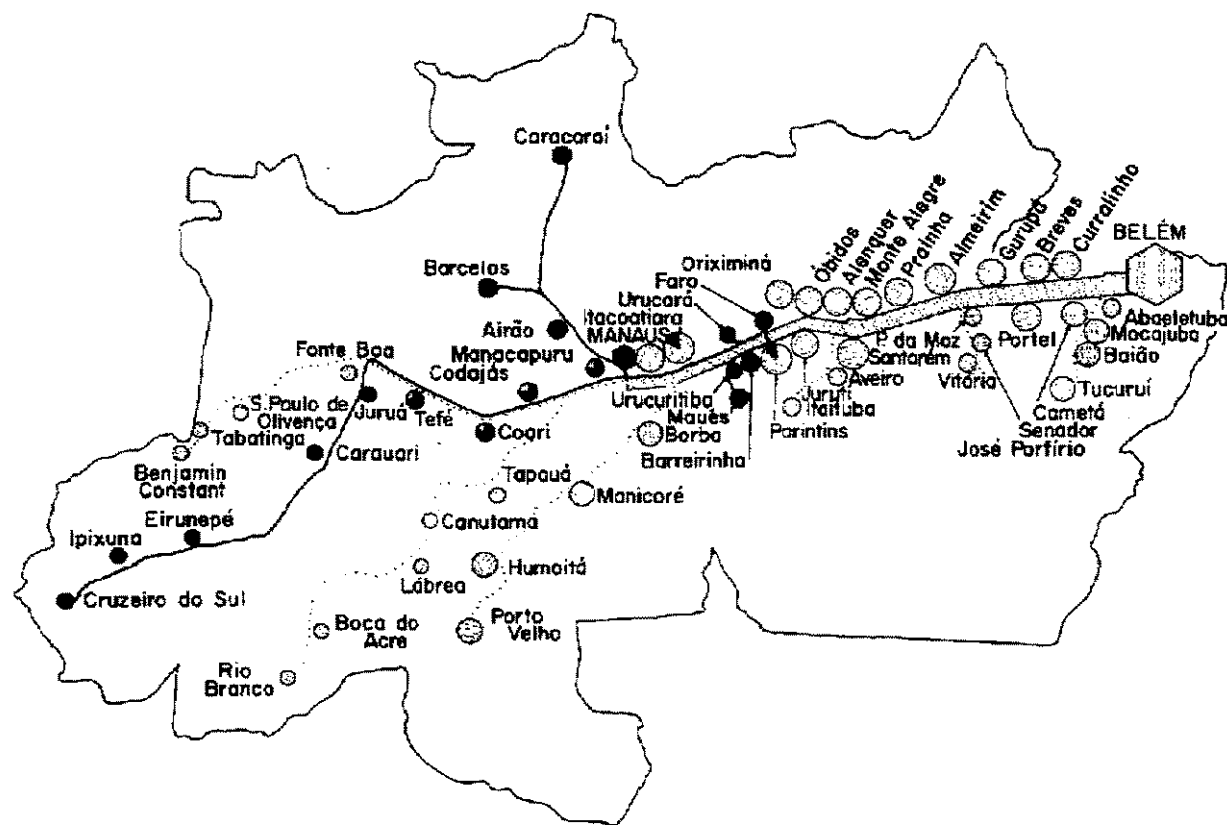
A maioria dos sistemas isolados de pequeno e médio porte do Brasil está localizada na Amazônia. Assim, realizou-se neste trabalho, um levantamento dos possíveis municípios com potencial de utilização do gás natural proveniente da Bacia do Solimões.

Os municípios que apresentam maior atratividade para utilizar o GNL proveniente de Coarí, AM, em suas usinas termelétricas, são os localizados próximos ao rio Amazonas e seus afluentes. Na Figura 4.2 estão indicados alguns dos municípios que podem receber o GNL. Os municípios localizados distantes de hidrovias não são considerados nesta análise, pois os custos de transporte terrestre ou por gasoduto elevariam o custo do gás a ser entregue nas usinas.

Os municípios com possibilidade de acesso por hidrovias, de acordo com dados levantados pelo IBGE (1977), estão listados na Tabela D1 do Apêndice D. Note-se a maior proporção de localidades com potencial de acesso por hidrovias nos Estados do Pará e Amazonas.

Com a finalidade de realizar o levantamento do potencial de utilização do gás natural nestes sistemas isolados, considera-se que os sistemas sejam supridos por turbinas a gás. A seleção destes equipamentos é realizado pelo critério de atendimento da demanda de ponta do mercado. A

Tabela D2 do Apêndice D, relaciona os equipamentos selecionados e o consumo de gás natural correspondente.



Fonte : (IBGE, 1977)

Figura 4.2 : Localização dos mercados potências para utilização do GNL de Coarí

A demanda de potência total destes mercados é de 256 MW. Assim, o consumo potencial de gás natural para geração de energia elétrica é de $310.821.554 \text{ Nm}^3/\text{ano}$ ou $851.565 \text{ Nm}^3/\text{dia}$.

O gasoduto que levará o gás natural de Coarí para Manaus foi inicialmente projetado para uma capacidade de transporte de $5.000.000 \text{ Nm}^3/\text{dia}$. Supondo que o gás seja apenas direcionado para o setor elétrico de Manaus, a capacidade máxima do gasoduto só deverá ser totalmente comprometida no ano 2008, considerando as projeções da demanda de energia elétrica realizadas pela ELETRONORTE (1999), apresentadas na Tabela 4.7. Considerou-se que a geração de energia elétrica seja realizada em usinas termelétricas com uma eficiência de 35%, operando 24 horas/dia, 365 dias/ano, com um fator de capacidade 0,7.

Ano	Energia elétrica* (MWh)	Nm ³ /ano	Nm ³ /dia
1998	2.906.300	683.166.781	1.871.689
1999	2.770.400	651.221.571	1.784.168
2000	3.016.200	709.000.325	1.942.466
2001	3.237.300	760.972.997	2.084.857
2002	4.049.100	951.798.030	2.607.665
2003	4.206.800	988.867.638	2.709.226
2004	4.596.900	1.080.566.142	2.960.455
2005	4.895.800	1.150.826.800	3.152.950
2006	5.566.800	1.308.554.808	3.585.081
2007	6.094.600	1.432.621.638	3.924.990
2008	6.582.168	1.547.231.369	4.238.990

* Estimativa da ELETRONORTE

Tabela 4.7 : Projeções do mercado de energia elétrica em Manaus

Em função da presença do gás natural na cidade de Manaus, diversos outros setores poderão vir a utilizá-lo como fonte energética. Assim, existe a possibilidade de diminuição da disponibilidade do gás natural para o setor elétrico de Manaus no futuro.

Certamente, no momento em que a demanda de gás natural de Manaus estiver na capacidade nominal do gasoduto Coarí-Manaus, o mecanismo de liquefazer o gás natural em Manaus em momentos de baixa solicitação de gás, como, por exemplo, os horários da madrugada, será de extrema importância para a manutenção da estrutura instalada sem preocupação com o racionamento de gás. As instalações de liquefação de gás natural próximas aos pontos de consumo são denominadas plantas de “seguimento de ponta”, ou “peak shaving” em inglês.

Assim, faz sentido a instalação de uma planta de liquefação de gás natural em Manaus, inicialmente para atendimento das demandas de pequenos e médios municípios isolados da Amazônia, em até 851.565 Nm³/dia, e em um futuro próximo, realizar o atendimento de parte da demanda de Manaus.

Também existem mercados da região que não necessitam de gás para geração de energia elétrica, mas que podem vir a utilizar o GNL como fonte energética em outras atividades. Estes mercados potenciais estão indicados na Tabela 4.8.

Outros setores potenciais para utilização do gás natural da Bacia do Solimões merecem destaque, como, por exemplo, o mercado dos grandes projetos instalados no Pará, mencionados na seção 2.7, onde a demanda de gás é de 911.474 Nm³/dia.

Embora a presente seção seja referente aos mercados potenciais de utilização do gás natural para geração de energia elétrica, nota-se, através do exposto, que há uma grande possibilidade de expansão na comercialização do GNL em outros setores. Isto permitirá que os componentes da cadeia de transporte do GNL tenham menores custos, devido a ganhos de escala.

Sabe-se que há na Amazônia uma elevada produção de lenha. Não, se dispõe, neste trabalho, de dados e tempo suficientes para análise dos mercados consumidores finais desta fonte energética, porém, em termos qualitativos pode-se considerar a existência de um expressivo mercado consumidor. A lenha é utilizada em vários processos que demandam calor, como, por exemplo, em padarias e casas de farinha. Logo, aí reside mais um mercado potencial para a utilização do gás natural da Bacia do Solimões, e que proporcionaria, como um benefício colateral, uma redução no desmatamento da floresta Amazônica.

	Município	UF
1	Abaetetuba	PA
2	Baião	PA
3	Belém	PA
4	Cametá	PA
5	Itaituba	PA
6	Limoeiro do Ajurú	PA
7	Mocajuba	PA
8	Santarém	PA
9	Tucuruí	PA
10	Vitória	PA

Tabela 4.8: Locais já conectados ou em processo de conexão com o sistema interligado NNE, mas com potencial de utilização do GNL em atividades outros que a geração de energia elétrica

Assim, considerando que os sistemas isolados tenham uma demanda potencial de GNL de 1.000.000 Nm³/dia, há uma potencial redução no custo anual da cadeia de GNL conforme discutido na seção 4.2. Esta redução por “ganho de escala” pode ocorrer na unidade de liquefação

e no sistema de transporte, mas não nos terminais de vaporização, cuja capacidade só depende dos mercados de cada localidade. Cálculos efetuados na seção 4 do Apêndice C indicam que o arranjo com quatro barcas criogênicas realizando três viagens por mês continua sendo a melhor alternativa para os municípios, do Baixo Amazonas, no Estado do Pará, mesmo com uma demanda potencial de GNL substancialmente maior na Amazônia. O custo anual da cadeia de transporte de GNL para aqueles municípios, no entanto se reduz para US\$ 3,504,436 e US\$ 5,237,075 nos cenários “otimista” e “pessimista” de custo, respectivamente, com os ganhos de escala decorrentes deste mercado maior.

4.4 Custo de geração da energia elétrica

Nesta seção é realizada uma comparação do custo de geração de energia elétrica com o sistema atualmente vigente na região, através de grupos geradores que consomem óleo Diesel, com as termelétricas que utilizam turbinas a gás.

4.4.1 Custo de geração do sistema atual

O atual custo médio de geração de eletricidade nas localidades do Baixo Amazonas, no Estado do Pará, de acordo com o grupo Guascor do Brasil, empresa terceirizada que venceu a concorrência para geração de energia elétrica nos sistemas isolados do Pará é de 96.2 US\$/MWh. A concessionária local - a CELPA - paga pelo óleo Diesel nesses municípios 28.86 US\$/MWh (CELPA, 1997). Assim, observa-se que o custo de geração da empresa Guascor é de 67.33 US\$/MWh.

O custo real do óleo Diesel para as centrais termelétricas do Pará é de 74.84 US\$/MWh, conforme mencionado na seção 3.3, isto é, 61,44 % superior ao valor pago pela CELPA. Logo, 45.98 US\$/MWh é o subsídio pago pelos consumidores finais de energia elétrica no Brasil para estes sistemas isolados.

Assim, o custo de geração de energia elétrica nas centrais termelétricas da empresa Guascor do Brasil, nos sistemas isolados do Pará sem o subsídio CCC-ISO, é de aproximadamente 142.18 US\$/MWh. Este valor é adotado para as comparações de custos de geração ao longo da dissertação.

Em outubro de 1997 a empresa Guascor assinou contrato com a CELPA, para geração de energia elétrica em alguns sistemas isolados do Pará. No ano seguinte, a concessionária estadual foi adquirida pelo Grupo Rede. Em 1999 a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL autorizou a Guascor do Brasil a se instalar como produtor independente em alguns sistemas isolados do Pará, de acordo com a Resolução nº 107, de 14 de maio de 1999.

4.4.2 Custo de geração com turbinas a gás utilizando GNL

O custo total da alternativa de geração termelétrica alimentada a gás natural liquefeito nos municípios paraenses do “Baixo Amazonas” compreende o custo de instalação, operação e manutenção – O&M do novo parque, mais o custo de investimento e O&M da cadeia de GNL, analisados respectivamente nas seções 4.1.3 e 4.2. A demanda total de energia elétrica nestes municípios é de 88.061 MWh/ano.

O Custo dos 29.893.709 Nm³/ano de gás natural está inserido no custo das centrais termelétricas. O valor deste volume com o preço do gás firmado em 3 US\$/MBTU (0.124 US\$/Nm³) corresponde a US\$ 3,720,343. Na Tabela 4.9, estão apresentados os custos anuais das usinas termelétricas e da cadeia de GNL. Considerando que exista um mercado de energia elétrica na Amazônia com capacidade de consumo de 1.000.000 Nm³/dia, conforme discutido na seção 4.3, há a possibilidade de redução no custo da cadeia de GNL, refletindo no custo final da energia a ser gerada. A Tabela 4.10 apresenta este novo custo.

Custo anualizado	Cenário “otimista” de custos	Cenário “pessimista” de custos
Cadeia de GNL (US\$)	4,488,642	8,350,382
Centrais Termelétricas (US\$)	6,704,132	8,218,728

Tabela 4.9: Custos de geração de energia elétrica nos municípios do Baixo Amazonas, no Pará

Custo anualizado	Cenário “otimista” de custos	Cenário “pessimista” de custos
Cadeia de GNL (US\$)	3,504,435	5,237,075

Tabela 4.10: Custos da cadeia de GNL para os municípios do Baixo Amazonas no Pará, com um maior mercado de GNL

Os custos apresentados nas Tabela 4.9 e 4.10 podem variar consideravelmente em função das incertezas nos custos de investimentos dos componentes da cadeia de GNL e das turbinas a gás no mercado, podendo, no entanto, aplicar a já tradicional metodologia de cenarização para quantificar as referidas incertezas. No entanto, ainda persiste sem quantificar a incerteza no custo de geração de energia elétrica ainda da indefinição quanto ao custo do gás natural, pois, em decorrência das mudanças ocorridas no cenário previsto anteriormente pelo governo, o qual considerava o transporte do gás natural através de balsas, é necessário, neste momento, verificar o impacto da variação do custo do gás natural nos mercados analisados. A Tabela 4.11 apresenta as variações previsíveis do preço do gás natural que deverá atender às turbinas a gás dos mercados isolados do Pará indicados na seção 4.1.2 e seu efeito sobre o custo anual de combustíveis das plantas

Preço (US\$/MBTU)	Custo anual do combustível (US\$)
2	2,319,061
2,5	2,898,826
3	3,478,591
3,5	4,058,356
4	4,638,121

Tabela 4.11 : Variações previsíveis do custo do gás natural e seus efeitos sobre o custo anual do combustível

A determinação do custo unitário de geração de energia elétrica é dado pelo somatório dos custos dividido pela energia gerada no mesmo período de tempo considerado. Faz-se, nesta análise, a compilação dos custos em uma base anual.

Na análise de sensibilidade, efetuada nesta seção são apresentados os custos unitários de geração de energia elétrica em centrais com turbinas a gás, levando-se em consideração o custo da cadeia de GNL em um mercado com uma demanda de 90.928 e em um mercado com uma demanda de 1.000.000 Nm³/dia, representados por GNL1 e GNL2, respectivamente. Apresenta-se também, custo unitário de geração com grupos geradores que utilizam óleo Diesel com o subsídio CCC-ISO o que equivale a 96.2 US\$/MWh, e faz-se a suposição de retirada do subsídio CCC-ISO, o que eleva este custo para 142 US\$/MWh (vide a Figura 4.3).

Comparando-se estes custos unitários de geração de energia elétrica, nota-se que a geração com o subsídio CCC-ISO torna o sistema atual mais atrativo; no entanto, quando se retira este subsídio, a alternativa de geração a gás com custos de investimentos “otimistas”, tanto em mercados de 90.928 quanto em mercado de 1.000.000 Nm³/dia, consumindo gás com preço de até 4 US\$/MBTU, tornam-se mais atraentes do que a situação atual.

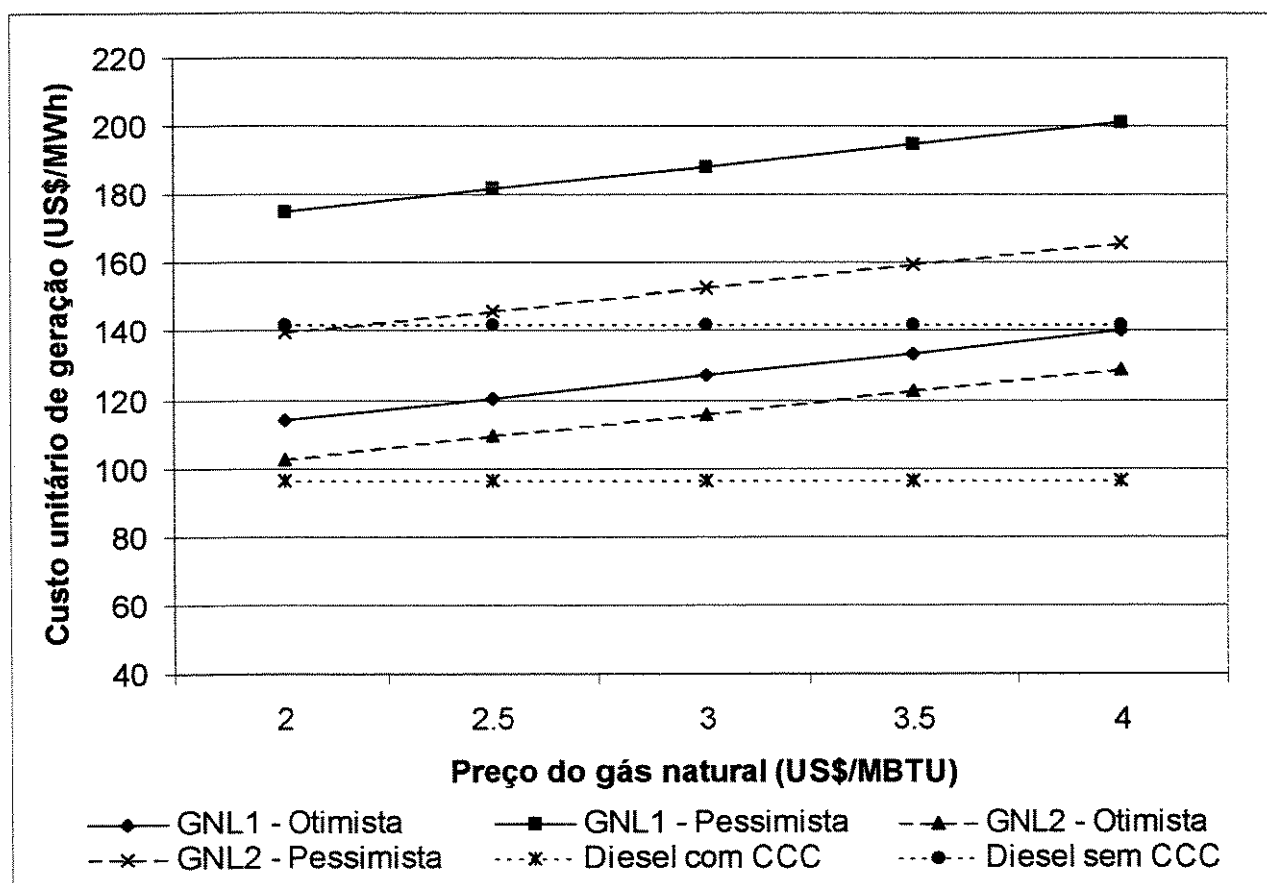


Figura 4.3: Análise de sensibilidade com o preço do gás natural

4.4.3 Análise da geração de energia elétrica utilizando o benefício da CCC - ISO, de acordo com a proposta da ANEEL

Segundo a proposta da ANEEL (consulta pública nº 002/1999) para utilização de recursos provenientes da CCC - ISO, mencionada na seção 3.4, especificamente no seu art. 2º, inciso 4, o cálculo do custo médio de geração das centrais elétricas com turbinas a gás, usando o benefício da CCC-ISO, deve levar em conta o seu impacto no atual sistema de geração.

O benefício, ou subsídio, concedido pela CCC - ISO (V) calculado através da seguinte equação :

$$V = EC \times K \times (1000 \times \rho \times PC - TEH)$$

Considerando que o empreendimento seja realizado ainda em 1999 e que o consumo permaneça constante ao longo da vida econômica do empreendimento, os termos da equação são os seguintes :

EC = energia requerida anualmente. A energia requerida pelos mercados do Baixo Amazonas, no Pará, é de 88.061 MWh.

K = fator relacionado com o período de entrada em operação do empreendimento proposto, como o empreendimento deverá iniciar sua operação antes de 2007, segundo a proposta da Redação da ANEEL K= 0,9.

ρ = Consumo específico da geração termelétrica substituída. Nos casos dos grupos geradores a Diesel $\rho = 0,3$ l/kWh.

PC = preço do combustível substituído. Considerando o preço do óleo Diesel na refinaria de Manaus, acrescido do custo de transporte até os sistemas isolados do Pará, em 1999, tem-se PC = 0.249 US\$/l.

TEH = “tarifa de equivalente hidráulico”. Segunda a Comissão de Estudos de Combustíveis do GCOI, esta tarifa em 1999 é de 22.374 US\$/MWh.

Assim, o valor do benefício que será pago anualmente através da sistemática de rateio da CCC - ISO, para a margem esquerda do Amazonas, no Estado do Pará, será:

$$V = 88.061 \text{ MWh} \times 0,9 \times (1000 \times 0,3 \text{ l/kWh} \times 0.249 \text{ US\$/l} - 22.37 \text{ US\$/MWh}) = \text{US\$ } 4,156,631$$

Na Figura 4.4, apresenta-se o fluxo de caixa do empreendimento, juntamente com o benefício concedido pela ANEEL.

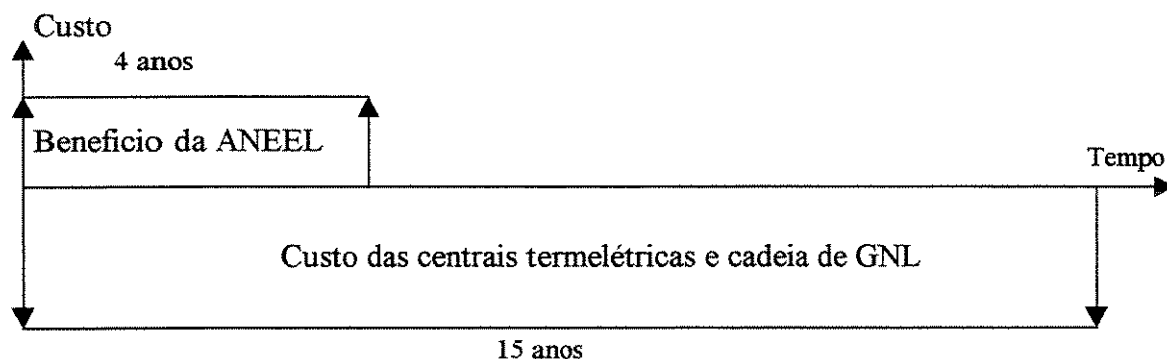


Figura 4.4 : Fluxo de caixa do empreendimento, considerando os subsídios possibilitados pela proposta da ANEEL

Com o intuito de esclarecer valor constante para o custo da energia elétrica determina-se o valor presente do benefício concedido pela proposta da ANEEL, que em seguida é anualizado ao longo da vida econômica do empreendimento.

Considerando uma taxa de retorno de 15% ao ano, o benefício de US\$ 4,156,631 durante 4 anos resulta em valor presente de:

Valor presente do empreendimento = benefício anual x Fator de anualização

$$\text{Fator de anualização} = \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}$$

$$n = 4 \text{ e } i = 0,15$$

$$\text{Fator de anualização} = 2.85$$

$$\text{Valor presente do empreendimento} = 4,156,631 \times 2.85 = \text{US\$ } 11,867,093$$

A anualização do benefício da ANEEL durante os 15 anos de vida econômica do empreendimento, com uma taxa de retorno de 15 % ao ano, tem como valor anual :

$$\text{Benefício anual}_{15 \text{ anos}} = \text{Valor presente do benefício} / \text{Fator de anualização}_{15 \text{ anos}}$$

$$\text{Fator de anualização}_{15 \text{ anos}} = \frac{(1+0,15)^{15} - 1}{0,15(1+0,15)^{15}} = 5.84$$

Benefício anual_{15 anos} = 11,867,093 / 5.84 = US\$ 2,029,475

Com o intuito de verificar o impacto desta proposta na geração alternativa de gás natural, faz-se análise semelhante à realizada no item 4.4.2, onde são mantidos os custos apresentados e é inserido o valor anual deste benefício (vide Figura 4.5).

Apesar do benefício concedido pela ANEEL, o custo de geração de eletricidade com o óleo Diesel, com o subsídio CCC - ISO, ainda é mais favorável. No entanto, quando considera-se preço de gás natural abaixo de 3.5 US\$/MBTU, a alternativa de geração a gás torna-se competitiva com o sistema atual. Note-se, também, que a geração à óleo Diesel sem o subsídio CCC - ISO permite a completa aceitação da alternativa com gás natural no cenário de custos de investimentos “otimistas”.

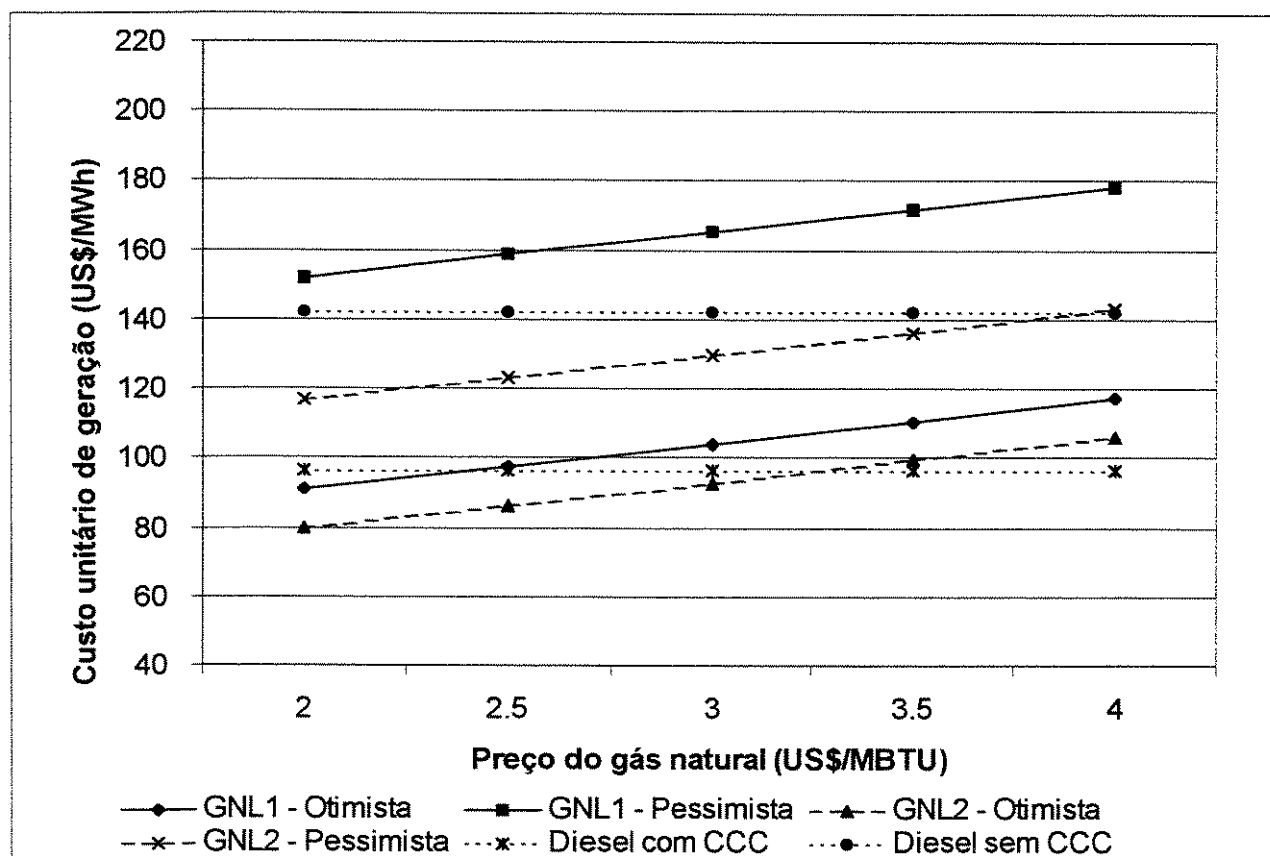


Figura 4.5 : Análise de sensibilidade com o preço do gás natural, considerando o subsídio permitido pela proposta da ANEEL

4.4.4 Geração de energia elétrica com GNL utilizando o valor pleno de rateio da CCC – ISO, no sistema atual

Calcula-se, nesta seção, o custo de geração elétrica com GNL beneficiando-se do subsídio da CCC-ISO durante o seu período de vigência, até o ano 2013, de acordo com a Resolução nº 261, de 13 de agosto de 1998, da ANEEL.

Com o caso um novo sistema não vir a ser implantado, o valor do “rateio” da CCC-ISO para cobertura do consumo de óleo Diesel ainda permanecerá vigente, a situação aqui simulada corresponde à simples transferência destes subsídios para a nova tecnologia.

De acordo com os cálculos efetuados na seção 3.3, o “rateio” referente ao consumo anual de óleo Diesel nos mercados analisados é de US\$ 4,618,479.

Neste cálculo considera-se que o consumo de energia seja constante ao longo do tempo, o que também torna constante o consumo de combustível.

A análise de sensibilidade incorporando este novo caso está apresentada na Figura 4.6.

Comparando-se o custo de geração do sistema à gás natural que utiliza o benefício da CCC-ISO com o sistema atual à óleo Diesel, nota-se vantagens na utilização dos empreendimentos a gás natural que possuem custos otimistas, mesmo que o preço do gás atinja 4 US\$/MBTU.

A alternativa de empreendimento com custos pessimistas, mas com um mercado de gás natural com demanda de 1.000.000 Nm³/dia, sendo o preço do gás menor do que 3 US\$/MBTU, também apresenta vantagem econômica em relação ao sistema de geração atual.

Com exceção da alternativa com um mercado de gás natural com demanda de 90.928 Nm³/dia em cenário pessimista de custos de investimentos, sendo o preço do gás superior a aproximadamente 3.5 US\$/MBTU, todas as outras apresentam vantagens econômicas em relação a geração atual sem o subsídio CCC-ISO.

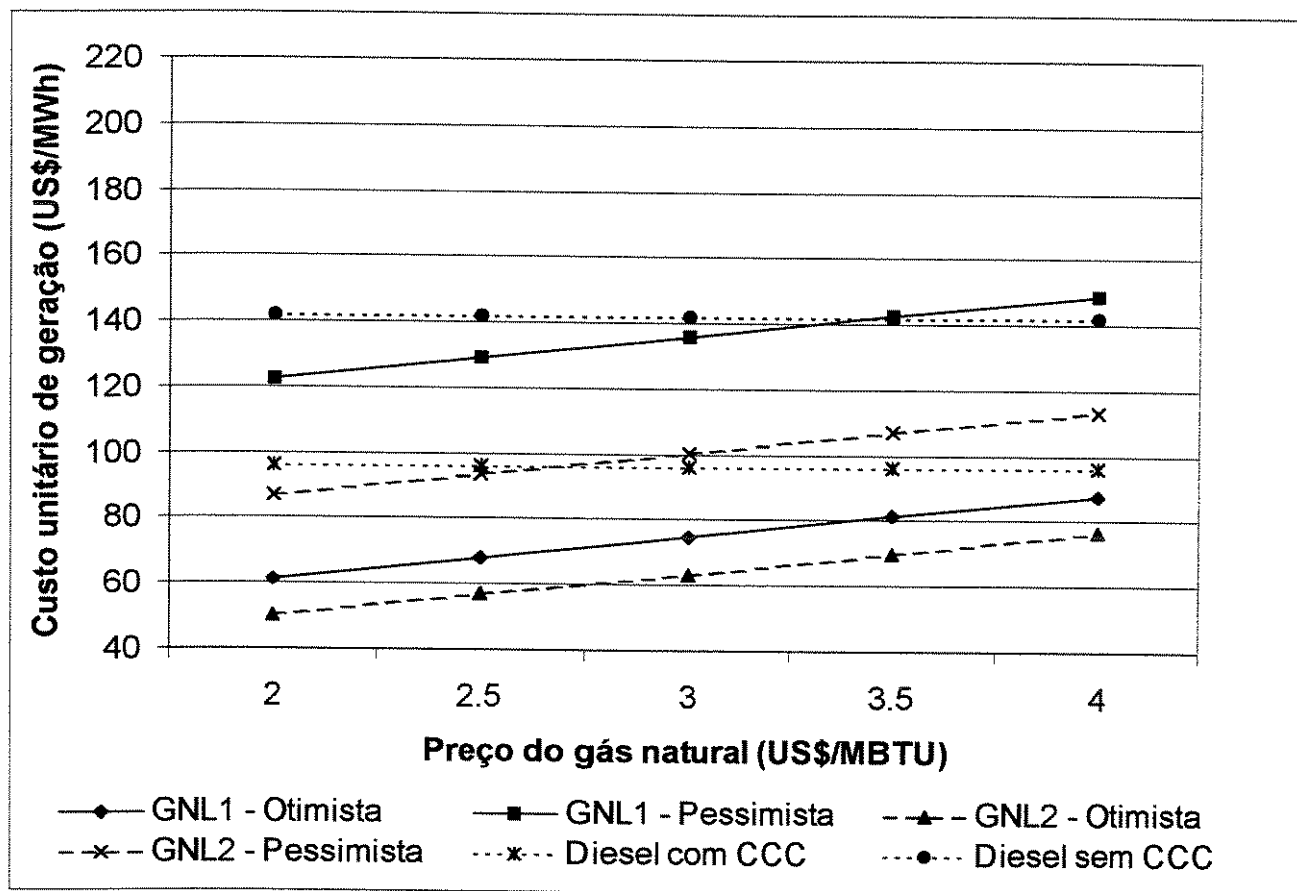


Figura 4.6 : Análise de sensibilidade com o preço do gás natural, uso integral do “rateio” até 2013

4.4.5 Geração de energia elétrica com GNL propondo utilização do valor concedido pela ANEEL para empreendimentos alternativos

De acordo com a Resolução nº 245, 11/08/1999, da ANEEL, os empreendimentos energéticos que utilizem fontes renováveis, terão o incentivo num período de 96 meses.

Em função da não existência de propostas para o incentivo de outras fontes, logo é considerado que o repasse a ser realizado para as fontes renováveis, conforme mencionado no parágrafo anterior, também seja aplicado para usinas termelétricas que utilizam gás natural.

O benefício concedido anualmente deverá ser de US\$ 4,156,631, durante 8 anos. Anualizando-se este durante os 15 anos de vida econômica dos equipamentos obtêm-se benefício anual de US\$ 3,189,834. A análise de sensibilidade, considerando este caso está apresentada na Figura 4.7.

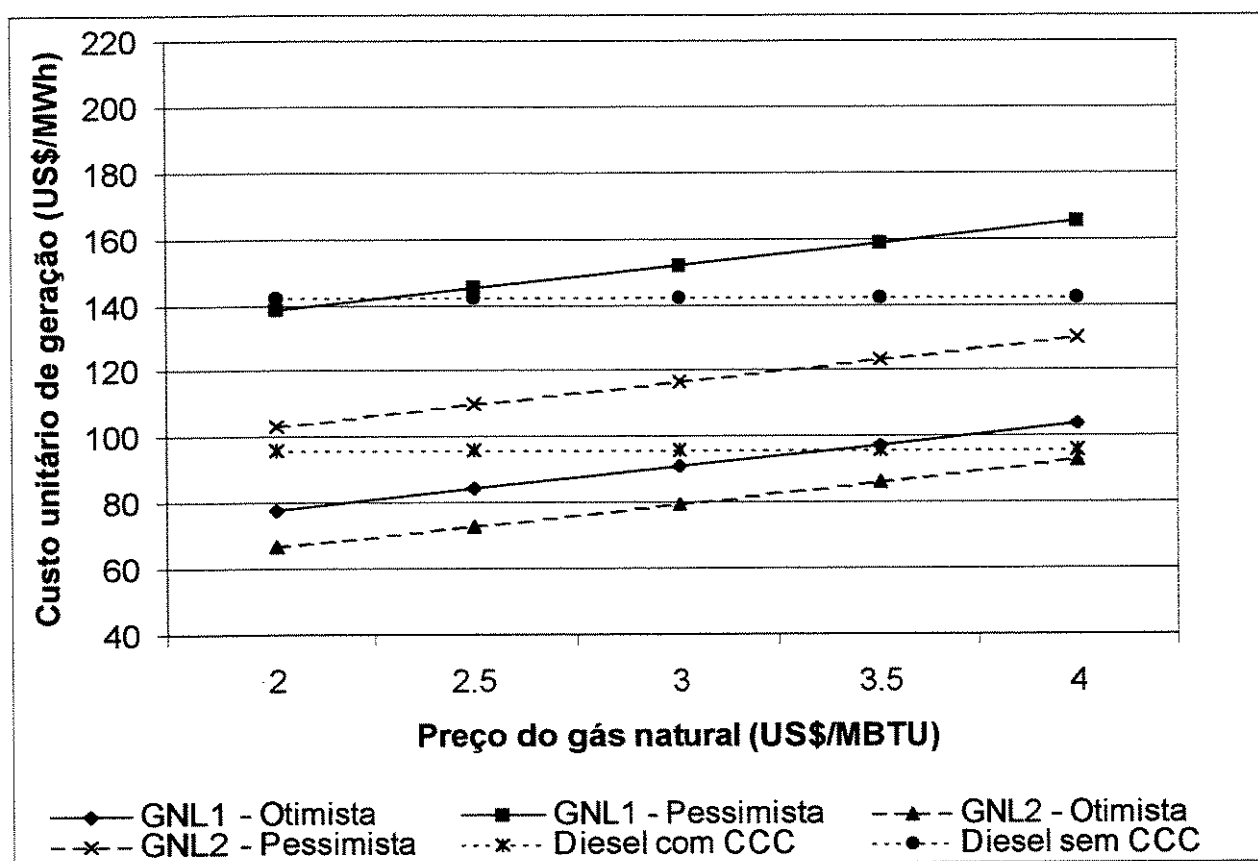


Figura 4.7 : Análise de sensibilidade com o preço do gás natural, uso do benefício durante 96 meses

O gás natural com preços abaixo de 3.5 US\$/MBTU permite que os empreendimentos a gás natural, com custos de investimentos otimistas, apresente custos de geração de energia elétrica menores do que o sistema de geração atual.

4.4.6 Geração de energia elétrica com GNL propondo utilização de metade do benefício com redução gradual até o ano 2013

Faz-se a proposta de utilização de metade do “rateio”, que deveria ser repassado para os sistemas isolados até o ano 2013, para financiamento de usinas termelétricas a gás natural. É realizado o procedimento do repasse de maneira que ao longo tempo haja redução gradual do benefício até sua completa extinção no ano 2013, conforme indicado na Figura 4.8. O benefício no primeiro ano deverá ser de US\$ 4,618,479, enquanto que nos anos seguintes os valores dos benefícios serão menores, sendo que no ano 2013 não mais existirá o benefício CCC-ISO.

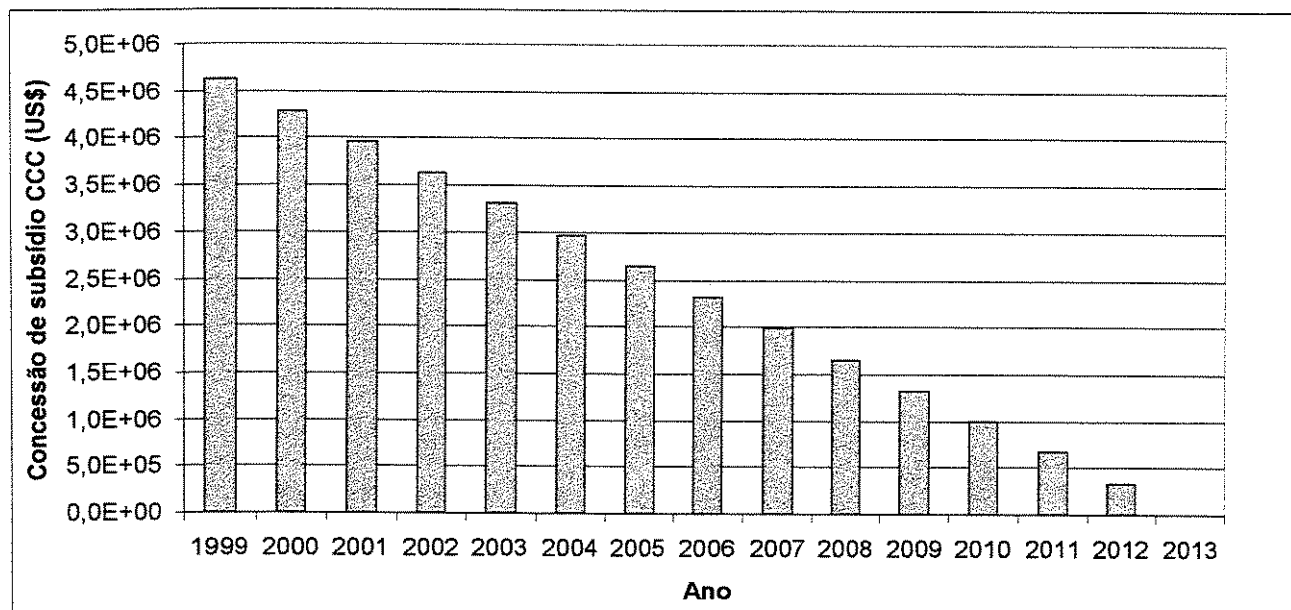


Figura 4.8 : Repasse de benefício CCC-ISO, de forma gradual decrescente

Com o intuito de apresentar valores anuais constantes, realiza-se a anualização da soma dos valores presentes dos benefícios a serem concedidos.

Considerando uma taxa de retorno de 15% ao ano, o benefício anual para os sistemas isolados analisados deverá ser US\$ 3,579,418.

Os custos unitários de geração de energia elétrica considerando variações no preço do gás natural estão apresentados na Figura 4.9.

Verifica-se que as alternativas de usinas termelétricas a gás natural, com custos de investimentos otimistas e com preço de gás abaixo de 4 US\$/MBTU, apresentam custos de geração de energia elétrica menores do que os sistemas atuais que utilizam subsídio para o óleo Diesel.

No caso da retirada do benefício da CCC-ISO para o óleo Diesel no sistema atual, a alternativa de usina termelétrica a gás torna-se mais atrativa, com excessão de custos pessimistas de investimentos em mercado de consumo de 90.928 Nm³/dia, com preço de gás natural superior a 2.5 US\$/MBTU.

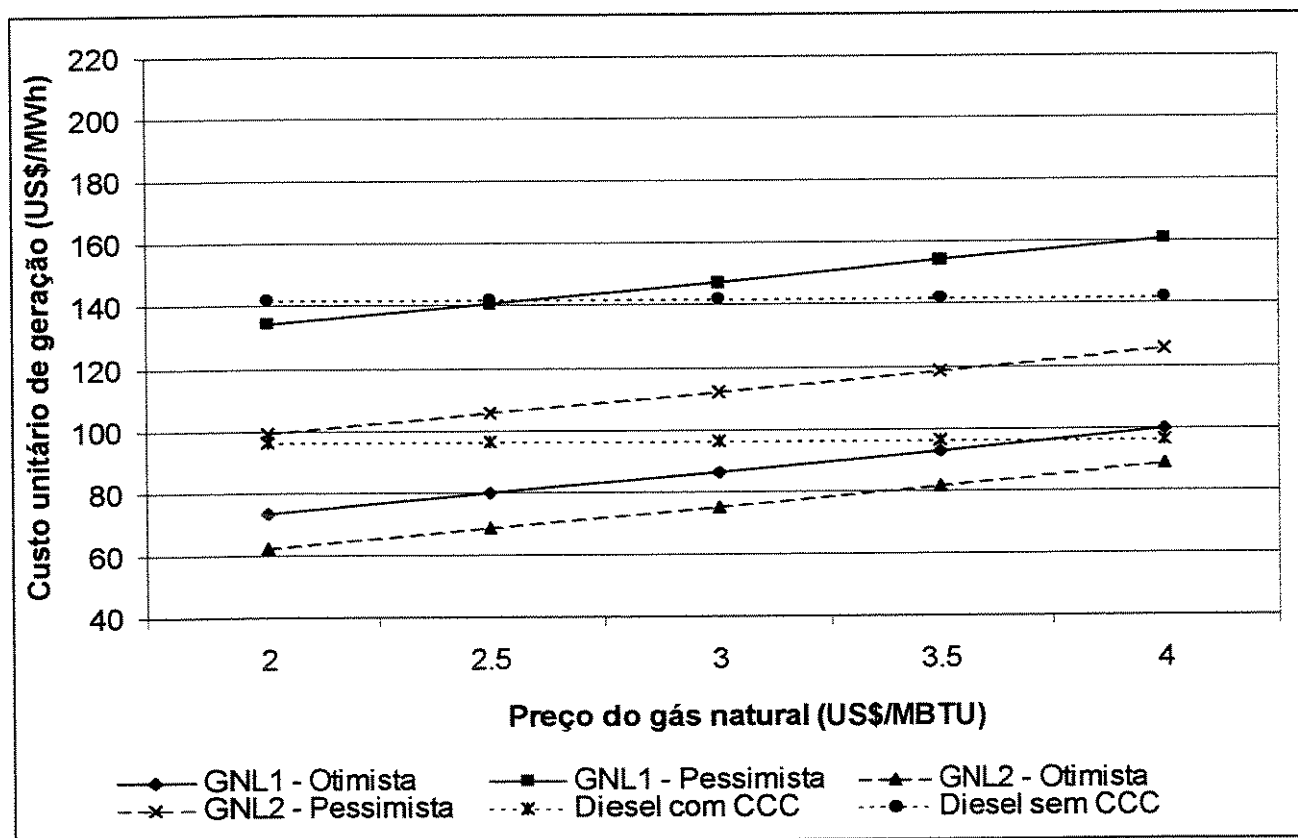


Figura 4.9 : Análise de sensibilidade com o preço do gás natural, uso da metade do subsídio até o ano 2013 pelo sistema de rateio atual

Capítulo 5

Medidas de regulação de empreendimentos energéticos à gás natural na região Amazônica

5.1 Política energética, planejamento indicativo e regulação

As políticas energéticas na região amazônica tem sido função dos programas de desenvolvimento econômico do governo federal na região. Estes programas, por seu turno, tem sido fortemente direcionados para as indústrias de mineração, metalurgia e um parque eletro-eletrônico instalado em Manaus, este último sustentado por incentivos fiscais, sem os quais ele seria inviável.

O modelo de desenvolvimento econômico implementado na região tornou o setor energético ainda mais centralizador, pois busca-se apenas o atendimento das maiores cargas em detrimento ao atendimento de grande parte da população amazônica. Destaque-se, também, a insuficiente preocupação com a preservação ambiental da região.

Um dos poucos benefícios do setor elétrico para a região amazônica foi a criação da CCC-ISO, que ocorreu sobre tudo para facilitar o atendimento das capitais dos estados da Amazônia.

Em grande parte, os sistemas de suprimento de energia elétrica das capitais foram instalados com o intuito de atender as demandas industriais. Logo, o subsídio CCC-ISO utilizado nas capitais da Amazônia beneficia sobretudo os consumidores industriais.

As maiores beneficiárias da CCC-ISO na região são as usinas termelétricas instaladas nas capitais. As termelétricas do interior possuem aproximadamente 49% da capacidade instalada nas capitais (vide Tabela 5.1).

No futuro, a expansão do serviço de energia elétrica na Amazônia deve ocorrer com novas políticas de desenvolvimento econômico. Estas devem atender aos reais potenciais regionais, os quais encontram-se dispersos em toda a área Amazônica. Logo, a política energética deverá ter uma característica descentralizada.

	Capital	Interior
Amazonas	494,00	129,00
Amapá	64,35	23,00
Acre	83,80	26,00
Rondônia	105,10	81,00
Roraima	97,90	15,00
Pará	Interligado	58,71
Mato Grosso	Interligado	75,00
Tocantins	Interligado	7,00
Maranhão	Interligado	2,00
Total	845,15	417,00

Tabela 5.1 : Capacidade instalada, em MW, das termelétricas da Amazônia

No novo mercado de energia elétrica, é necessário a realização de um planejamento energético indicativo, que sinalize aos inúmeros agentes deste mercado, a maior parte deles privado, as prioridades governamentais em cada região. É importante, neste planejamento, a internalização de externalidades macroeconômicas, sociais e ambientais, o que deverá beneficiar a escolha de alternativas menos poluidoras e socialmente mais atrativas.

Associado à novas políticas energéticas e num planejamento indicativo eficiente, há necessidade de elaboração de mecanismos de regulação técnica/econômica e fiscalização que garantam níveis satisfatórios de fornecimento de energia elétrica para toda a população da Amazônia.

5.2 As políticas energéticas vigentes na região amazônica

A maioria dos empreendimentos na Amazônia tem sido associada a instalações de grandes empresas. Evidentemente, este é um procedimento racional e comum, pois a energia é um insumo básico de qualquer atividade produtiva. No entanto, os benefícios para a sociedade local tem sido baixos e os impactos ambientais negativos elevados. Há, ainda, um grande ônus para o governo, dados aos pesados subsídios concedidos para a instalação destas empresas na Amazônia.

O modelo de desenvolvimento econômico aplicado na Amazônia desde a década de 60, baseado em subsídios tem sido empregado até a atualidade. Isto reflete na política energética implementada na região, a qual utiliza metodologias e experiências dos sistemas interligados, nos inúmeros sistemas isolados dispersos pela vasta área amazônica. Certamente este é um grande equívoco.

Percebe-se nas discussões mais recentes sobre o uso do gás natural da Bacia do Solimões, que a política energética atualmente utilizada na região deverá ser mantida, isto é, o atendimento preferencial das grandes cargas. Assim, parece que só há a preocupação de se suprir o gás natural da região para Manaus e Porto Velho, através de gasodutos.

Com o intuito de mudar este enfoque, é necessária a elaboração de medidas e políticas que possibilitem a extensão do consumo do gás natural na Amazônia para os mercados de pequenas e médias cargas também.

5.3 Um desenvolvimento econômico descentralizado

Embora não seja pretensão desta dissertação a discussão de modelos de desenvolvimento econômico, relaciona-se, abaixo, de uma forma sintética, algumas alternativas que podem contribuir para um suprimento energético mais descentralizado :

- A região amazônica possui um enorme potencial turístico, em toda a sua extensão. No entanto, pouco tem sido feito para o desenvolvimento deste setor.

- A grande variedade de frutas regionais tem despertado interesse nos mercados nacional e internacional. A exploração e comercialização de algumas delas tem ocorrido de maneira modesta.
- Existe a possibilidade de cultivo de espécies que produzem óleos vegetais de grande valor econômico e boa aceitação nos mercados nacional e internacional.
- Uma importante alternativa em desenvolvimento econômico que está sendo verificada é a pesquisa da biodiversidade, através da qual efetua-se a patente dos princípios ativos das espécies da região, os quais servem de matéria-prima para a indústria farmacêutica. Isto deverá proporcionar a instalação de diversos laboratórios farmacêuticos no distrito industrial de Manaus. A pesquisa da biodiversidade estará a cargo do Centro de Biotecnologia da Amazônia, que está sendo montado no distrito industrial de Manaus (MMA, 1999).

Em quase todas as localidades da Amazônia há um potencial de desenvolvimento de atividades semelhantes às acima mencionadas.

5.4 Internalização do custo de externalidades no planejamento energético indicativo

O planejamento energético indicativo deverá avaliar diferentes alternativas de expansão para o setor elétrico, quantificando seus custos e benefícios econômicos, sociais e ambientais, e sinalizando aos agentes as prioridades governamentais, em termos de políticas energéticas nacionais e regionais. A possibilidade de utilização do gás natural é discutida no Capítulo 4, outras alternativas também devem ser avaliadas.

Nestes estudos de planejamento indicativo é importante a contabilização dos custos das externalidades geradas pelas alternativas energéticas a serem utilizadas na região.

Os estudos de inventário das potencialidades hidráulicas da Amazônia ainda são insuficientes, porém estima-se que existe um grande potencial de utilização de seus rios para geração de energia elétrica. Discute-se, a seguir, as questões da área alagada com a possível utilização de hidrelétricas para atendimento dos pequenos e médios mercados isolados e da perda do potencial de absorção de carbono da atmosfera com a degradação da floresta, em função da formação dos reservatórios das hidrelétricas.

Discute-se, também, a emissão de poluentes, com a queima de combustíveis nas centrais termelétricas dos pequenos e médios sistemas isolados.

5.4.1 O aproveitamento do potencial hidráulico

São poucos os dados disponíveis sobre potenciais hidráulicos para atendimento das localidades com possibilidade de recebimento de GNL, as quais foram definidas na seção 4.3. Os rios inventariados na Amazônia, em grande parte estão localizados em regiões objeto de planos de desenvolvimento do governo federal. Em função de mudanças em alguns dos projetos, determinados rios inventariados não sofreram avanços nas etapas de estudo para a construção das hidrelétricas. Um bom exemplo disto é a UHE Cachoeira Porteira, localizada no município de Oriximiná, PA, que atenderia a um complexo minero-metalurgico no mesmo município, mas que teve sua construção paralisada após o desinteresse pela instalação do complexo na região.

O Sistema de Informação do Potencial Hidrelétrico Brasileiro – SIPOT, do DPE/DPEH/ELETROBRAS, dispõe de informações sobre os potenciais hidrelétricos do Brasil. No Anexo E, estão listados alguns aproveitamentos hidrelétricos disponíveis em rios da Amazônia. Note-se, nestes, os seguintes valores médios de área alagada por potência disponível (km^2/MW) :

Pará : 1,45

Amazonas : 3,21

Amapá : 0,59

Rondônia : 1,32

Estes valores são referentes à médias das relações área/potência dos potenciais hidráulicos disponíveis, com exceção de alguns rios com relações substancialmente elevadas em comparação com as médias. A ação de desconsiderar os potenciais hidráulicos que possuem elevadas relações área alagada por potência é devido aos grandes impactos ambientais que estes podem provocar na região.

Com o intuito de avaliar o provável impacto no ambiente, no caso em termos de área a ser alagada, associado à possível construção de hidrelétricas para atendimento das demandas de

energia elétrica nos municípios isolados da Amazônia com potencial de recebimento de GNL, utiliza-se as relações área alagada/potência disponível supra-citadas, para os estados envolvidos. A Tabela 5.2, apresenta os resultados obtidos.

Logo, o atendimento das demandas de energia elétrica das referidas localidades com UHE's poderá provocar o alagamento de uma área de 490 km² de floresta Amazônica. Caso este potencial hidráulico seja aproveitado, aparentemente o impacto “médio” no meio ambiente não deve ser elevado. No entanto, as regiões que deverão ser atingidas com este aproveitamento devem, obviamente, ser analisadas com maior profundidade, em termos de seus impactos locais.

Municípios dos estados de :	Potência (MW)	Área alagada/pot. Disponível (km ² /MW)	Área a ser alagada (km ²)
Amazonas	106	3,21	342
Amapá	99	0,59	59
Pará	52	1,45	75
Rondônia	10	1,32	14
Total			490

Tabela 5.2: Áreas alagadas com a construção de hidrelétricas para suprir a demanda de eletricidade dos sistemas isolados, da Amazônia aptos a receber o GNL

Ressalta-se que os fatores de área alagada por potência instalada, considerados anteriormente, são referentes as médias observadas de inventários realizados. Assim há incerteza quanto aos fatores que podem ser encontrados nos diferentes rios da região. Além do que nas localizações destes sistemas isolados, próximos do rio Amazonas e afluentes, são poucos prováveis as existências de baixos fatores.

Recentemente, o governador do Estado do Amapá, divulgou seu interesse em não privatizar a concessionária estadual de eletricidade. Também foi comunicado a existência de um convênio entre o Governo do Estado do Amapá com instituições da França para o aproveitamento do potencial hídrico da região, com o intuito de geração de energia elétrica. Conforme pode ser verificado na Tabela 5.2, o Amapá possui um dos melhores quocientes “área alagada por potência”. Se este plano do governo do estado para geração elétrica com o potencial hídrico local

for concretizado, o mercado de GNL para o mesmo fim na região deve sofrer um impacto considerável, pois o sistema elétrico do Amapá possui um elevado potencial de utilização do GNL.

5.4.2 A perda do potencial de absorção de carbono

Os setores elétrico e industrial no mundo são os grandes responsáveis pela emissão de carbono na atmosfera, basicamente pela queima de combustíveis fósseis. O carbono possivelmente tem contribuído com o aumento da temperatura na terra, por conta do denominado “efeito estufa”.

Diversos encontros sobre o meio ambiente, como o do Rio-92 e o Kyoto-97, tem sinalizado a necessidade de redução das emissões de gases que provocam o efeito estufa. Um dos mecanismos para realizar esta ação é através de projetos de implementação conjunta (“*joint implementation*”). Esta parceria envolveria países que emitem elevadas quantidades de gases que provocam efeito estufa realizando projetos de redução de emissão de poluentes em outros países.

Dentre os tipos de projetos considerados para “implementação conjunta” há os projetos de conservação de florestas no mundo, pois elas possuem uma boa capacidade de absorver carbono da atmosfera. Tal qual as tecnologias mais eficientes, do ponto de vista de consumo energético, e que provoquem menores níveis de emissões, elas podem ser utilizadas para a compensação de emissões.

Logo, atividades que venham a degradar áreas potenciais de conservação de florestas devem levar em consideração o custo perdido dos recursos que poderiam ser disponibilizados, pelos países poluidores.

Nesta seção estima-se a perda da capacidade de absorção de carbono por florestas, a partir da construção de reservatórios de usinas hidrelétricas na região, para atendimento dos municípios isolados com potencial de utilização de GNL.

A floresta Amazônica tem um potencial anual médio de absorção de carbono de 328,5 toneladas / km² (Victória, 1991). Assim, caso uma área de 490 km² na Amazônia fosse alagada, esta perderia um potencial de absorção de 160.965 toneladas de carbono/ano.

Embora os sistemas isolados também possam vir a contribuir com a degradação do meio ambiente, através da possível inundação de áreas da floresta amazônica, isto pode ser justificado em uma retrospectiva dos empreendimentos energéticos realizados na região, os quais no passado, pouco tem beneficiado os pequenos e médios sistemas isolados.

5.4.3 A emissão de poluentes em centrais termelétricas

Nesta seção compara-se os níveis de emissões de poluentes das centrais termelétricas que atendem ou podem vir a atender os municípios que possuem potencial de recebimento do GNL, apresentados no Apêndice D.

Realiza-se, aqui, um simples balanço de massa para a determinação do CO_2 nos produtos da combustão. Sua formação ocorre de uma maneira mais complexa do que a adotada aqui.

No Apêndice F, é apresentada análise de combustão em turbinas a gás e grupos geradores de ciclo Diesel. Os níveis de emissões de CO_2 destas tecnologias estão apresentados na Tabela 5.3.

Centrais termelétricas	Emissão (kg/s)
Turbinas a gás	33,33
Grupos geradores de ciclo Diesel	40,20

Tabela 5.3 : Níveis de emissões de CO_2 nas centrais termelétricas

Para as emissões de NO_x e SO_2 não são realizados balanços de massa, pois é de difícil tarefa o modelamento matemático de previsão na combustão, realizada em diferentes tecnologias de conversão. Assim, considera-se os fatores de emissão apresentado na Tabela 5.4.

Centrais termelétricas	Emissão (kg/s)	
	NO_x	SO_2
Turbinas a gás	0,014	0,000
Grupos geradores de ciclo Diesel	0,040	0,018

Fonte : (Santo et al, 1998)

Tabela 5.4 : Emissões de NO_x e SO_2 em centrais termelétricas de 100 MW de capacidade

Através dos níveis de emissões apresentados na Tabela 5.4, determina-se a emissão de poluentes nas centrais termelétricas que devem atender os sistemas isolados da Amazônia, listados na Tabela D1 do Apêndice D, estão apresentados na Tabela 5.5.

Centrais termelétricas	Emissão (kg/s)	
	NO _x	SO ₂
Turbinas a gás	0,035	0,000
Grupos geradores de ciclo Diesel	0,102	0,046

Tabela 5.5 : Níveis de emissões de NO_x e SO₂ das centrais termelétricas dos sistemas isolados da Amazônia

Verifica-se que as centrais termelétricas à turbina a gás emitem um pouco menos CO₂ do que os grupos geradores de ciclo Diesel. Logo, a opção por instalação de turbinas a gás para atendimento das demandas de energia elétrica dos sistemas isolados, ainda pode ser acompanhado de bons mecanismos para o abatimento das emissões.

5.4 Medidas regulatórias para o setor elétrico na Amazônia

A regulação do mercado de energia elétrica é o último elo da cadeia - política energética / planejamento indicativo / regulação - das intervenções do governo neste setor em um novo ambiente em que se procura fomentar a competição possível.

Cabe à regulação encontrar os melhores instrumentos regulatórios, devidamente amparados na legislação vigente, para implementar as diretrizes de política energética e tentar atingir as metas fixadas pelo planejamento indicativo.

No caso da Amazônia, certamente uma das grandes preocupações do órgão regulador do setor elétrico – a ANEEL – é com a universalização do fornecimento de eletricidade. Esta é a região do País com a menor taxa de atendimento, sobre tudo no meio rural.

Um outro problema grave do setor na região, envolvendo o aparato regulatório, é a baixa qualidade do fornecimento na maior parte das localidades.

A substituição da cara e precária geração termelétrica com unidades geradoras à óleo Diesel por tecnologias alternativas, como PCH's, plantas de cogeração, unidades termelétricas consumindo biomassa ou resíduos, geradores eólicos, células fotovoltaicas e, evidentemente, centrais termelétricas alimentadas a gás natural, certamente também está entre as grandes preocupações da ANEEL, junto com a Agência nacional de Petróleo – ANP, responsável pela regulação da produção, importação e transporte do gás natural e as agências estaduais de regulação, responsáveis, constitucionalmente pela regulação da distribuição deste energético.

Capítulo 6

Conclusões e recomendações

A motivação para atendimento das demandas de energia na Amazônia tem ocorrido principalmente por conta da existência de grupos econômicos interessados em se instalar na região, estimulados por substanciais incentivos financeiros concedidos pelo governo federal.

As dificuldades financeiras do Brasil, aliada à frágil legislação ambiental e falta de estudos de alternativas econômicas sustentáveis, tem feito com que indústrias multinacionais energo-intensivas e de elevado nível de poluição venham a se instalar na Amazônia.

Um melhor atendimento das necessidades energéticas na Amazônia só deve ocorrer com mudanças nas políticas de desenvolvimento econômico na região, entre outras coisas abrindo mais espaço para atividades descentralizadas.

A CCC-ISO tem beneficiado mais os grupos econômicos industriais do que as populações da Amazônia. Por outro lado, término deste subsídio provocará maior impacto nas pequenas e médias localidades, pois são poucos os estudos de alternativas de suprimento de energia para estas e menor ainda o interesse de atendê-las adequadamente..

A criação da CCC-ISO não foi justificada explicitamente no instrumento legal de sua criação, contrariamente ao que ocorreu com a CCC dos sistemas interligados, cuja justificativa é suprir as necessidades de energia elétrica em períodos de estiagem. A não existência de uma boa justificativa para a CCC-ISO transmite uma imagem negativa da região como um todo.

A viabilização do consumo do gás natural da Bacia do Solimões nos pequenos e médios sistemas isolados da Amazônia, será mais fácil de ocorrer com a identificação de outros setores potenciais para consumir este energético.

Custos unitários de geração de energia elétrica menores do que os praticados atualmente podem ser alcançados com o repasse do “rateio” da CCC-ISO, até o ano 2013, para os empreendimentos a gás natural. A utilização da proposta da ANEEL, discutida na seção 4.4.3, não conduz a resultados satisfatórios. Duas outras alternativas de “rateio” da CCC-ISO para as centrais a gás são propostas no Capítulo 4 desta dissertação, com a respectiva quantificação dos custos de geração.

No Capítulo 5 da dissertação se discute as relações entre políticas energéticas, planejamento indicativo e regulação no setor elétrico e como elas se colocam para enfrentar os grandes desafios do setor na Amazônia. Um destes desafios é como se internalizar as externalidades dos empreendimentos, no planejamento indicativo do setor. Algumas propostas são feitas, envolvendo externalidades ambientais.

Como sugestões para trabalhos futuros são identificados os seguintes tópicos :

- O modelo de otimização linear desenvolvido nesta dissertação avalia apenas a variável econômica, buscando-se o menor custo de formação da cadeia de transporte de GNL. Há a possibilidade de se aprimorar o modelo, de forma a proporcionar a análise de outras variáveis, sociais e ambientais, por exemplo. O novo modelo seria, então, multiobjetivo.
- Outras alternativas para geração de energia elétrica nos sistemas isolados da Amazônia, podem ser analisadas para comparar com o GNL, verificando-se os tipos de mecanismos de incentivos que podem ser utilizados para a sua implantação.
- A identificação de setores da economia que podem atuar de maneira descentralizadas na região também deve favorecer políticas energéticas descentralizadas. Assim, um levantamento das potencialidades econômica da região amazônica é de fundamental importância para a definição de melhores diretrizes para o setor elétrico na região.

Referências Bibliográficas

- Acord, H. K. LNG Ventures Raise Economic, Technical, Partnership Issues, in Oil and Gas Jornal, jul, n. 3, p. 33-36, 1995.
- Benchimol, S. Petróleo na Selva do Juruá, Ed. Universidade do Amazonas, Manaus, 1979.
- BRASIL ENERGIA, p. 32-34, nº 208, março, 1998a.
- BRASIL ENERGIA, p. 81, nº 215, outubro, 1998b.
- BRASIL ENERGIA, p. 25-25, nº 209, abril, 1998c.
- BRASIL ENERGIA, p. 38, nº 216, novembro, 1998d.
- CELPA , Expansão do sistema elétrico, 1997/1999, Belém 1996.
- ELETOBRAS, GTSI. Dados e critérios básicos para estudos dos sistemas elétricos isolados, Rio de Janeiro, 1994.
- ELETOBRAS, Plano Decenal, 1998.
- ELETRONORTE, Área de Estudos e Projeção de Mercado, “Sistema Manaus – Projeção da demanda e perspectivas sócio-econômicas ciclo 98/99”. Brasília, março, 1999.
- Grunvald, V. Usina hidrelétrica de Porteira e sistema de transmissão do oeste do Pará. In : O desenvolvimento e a defesa da economia paraense, Seminário : FIEPA, Belém, 1991.
- Grupo Técnico Operacional da Região Norte-GTON, Plano de Operação para 1997, Sistemas Isolados, Dezembro, 1996.
- Hall, A. L. Amazônia desenvolvimento para quem? Desmatamento e conflitos sociais no programa Grande Carajás, trad. Ruy Jungmann, Jorge Zahar Editor, Rio de Janeiro, 1991.

- HISTÓRIA & ENERGIA. O capital privado na reestruturação do setor elétrico brasileiro. Eletropaulo: Departamento de Patrimônio Histórico, São Paulo, v. 6, 1996. 220p.
- IBGE, Diretoria Técnica, Geografia do Brasil, “Região norte”, vol 1, SERGRAF, Rio de Janeiro, 1977.
- IDESP, Síntese estatística dos municípios do Baixo Amazonas, Belém, 1996.
- IDESP, Síntese estatística dos municípios do Baixo Amazonas, Belém, 1997.
- Kuwahara, N., Castro, L. N. e Bajay, S. V. Liquefied natural gas supply optimisation, artigo submetido para publicação na revista Energy Conversion and Management, 1999.
- Loureiro, V. R. Amazônia: estado, homem, natureza, Coleção Amazoniana nº 1, CEJUP, Belém, 1992.
- Marinha do Brasil, Tábua de distâncias dos rios da Bacia Amazônica, Brasil, 1984.
- Mattos, C. M. Uma geopolítica pan-amazônica. Biblioteca do Exército, Rio de Janeiro, 1980.
- McDermott, J. Liquefied natural gas technology, Noyes Data Corporation, New Jersey, 1973.
- Memória da Eletricidade, Panorama do setor de energia elétrica no Brasil / Centro da Memória da Eletricidade no Brasil; textos de Ligia Maria Martins Cabral, Paulo Brandi de Barros Cachapuz, Sérgio Tadeu de Niemeyer Camarão; coordenação de Renato Feliciano Dias – Rio de Janeiro : Centro de Memória da Eletricidade no Brasil, 1988.
- Ministério de Minas e Energia, Suprimento de energia elétrica na Amazônia Legal, agosto, 1995.
- Ministério do Meio Ambiente – MMA, Relatório PROBEM, Disponível na Internet. <http://www.mma.gov.br/port/CGMI/novidade/relat/probem.html>, Última atualização em 22 de abril de 1999.
- Moreira, Alexandre Cesar Mendes, A inserção de riscos e incertezas em metodologias para a avaliação de custos de energia e potência elétrica de centrais geradoras, tese de doutorado da FEM, UNICAMP, 1993.
- PETROBRAS, Curso de gás natural liquefeito, Rio de Janeiro, novembro, 1991.

- PETROBRAS, Reserva de gás natural da Província de Silves, Engenheiro PETROBRAS-AM José Luiz Roque, comunicação pessoal, Manaus, 16 de abril de 1999.
- Pinho, João Tavares, Alternativas Energéticas para a Amazônia, p. 63-68, in : Energia na Amazônia, vol I, MPGE - UFPA - UNAMAZ, Belém, 1996.
- Pinto, L. F. Carajás, o ataque ao coração da Amazônia, Editora Marco Zero, Rio de Janeiro, 1982.
- Santo, D. B. E. et al. Análise de emissões de gases poluentes em usinas térmicas de produção de eletricidade. In : ENCIT, 7, 1998, Rio de Janeiro. Anais do ENCIT98 Rio de Janeiro : PUC-Rio, 1998. V. 2, p. 1213-1219.
- SECTAM, “As possibilidades do Uso do Gás natural no Estado do Pará, relatório final”, Belém, dezembro, 1995.
- Sintese Estatística dos Municípios do Baixo Amazonas, Instituto do Desenvolvimento Econômico-Social do Pará - IDESP, Belém, 1997.
- Teixeira, M. G. et al. Análise dos relatórios de impactos ambientais de grandes hidrelétricas no Brasil, in: Previsão de Impactos: o Estudo de Impacto Ambiental no leste, oeste e sul. Experiências no Brasil, Rússia e na Alemanha/Aziz Nacib Ab'Sáber, Clarita Müller-Plateberg (orgs.) 2. Ed. – São Paulo : Editora da Universidade de São Paulo, 1998.
- Valverde, O. Grande Carajás : Planejamento da destruição, Forense Universitária, Universidade de São Paulo, Fundação Universidade de Brasília, Rio de Janeiro, 1989.
- Victória, R. L. et al. A Amazônia brasileira e seu papel no aumento da concentração de CO₂ na atmosfera. In : Bases científicas para estratégia de preservação e desenvolvimento da Amazônia : Fatos e perspectivas. Vol I, p 9-20, Manaus, INPA, 1991.

Apêndice A

Figura 1 : Sistema Elétrico Pará/Tocantins/Maranhão



Figura 2 : Sistema Elétrico de Mato Grosso

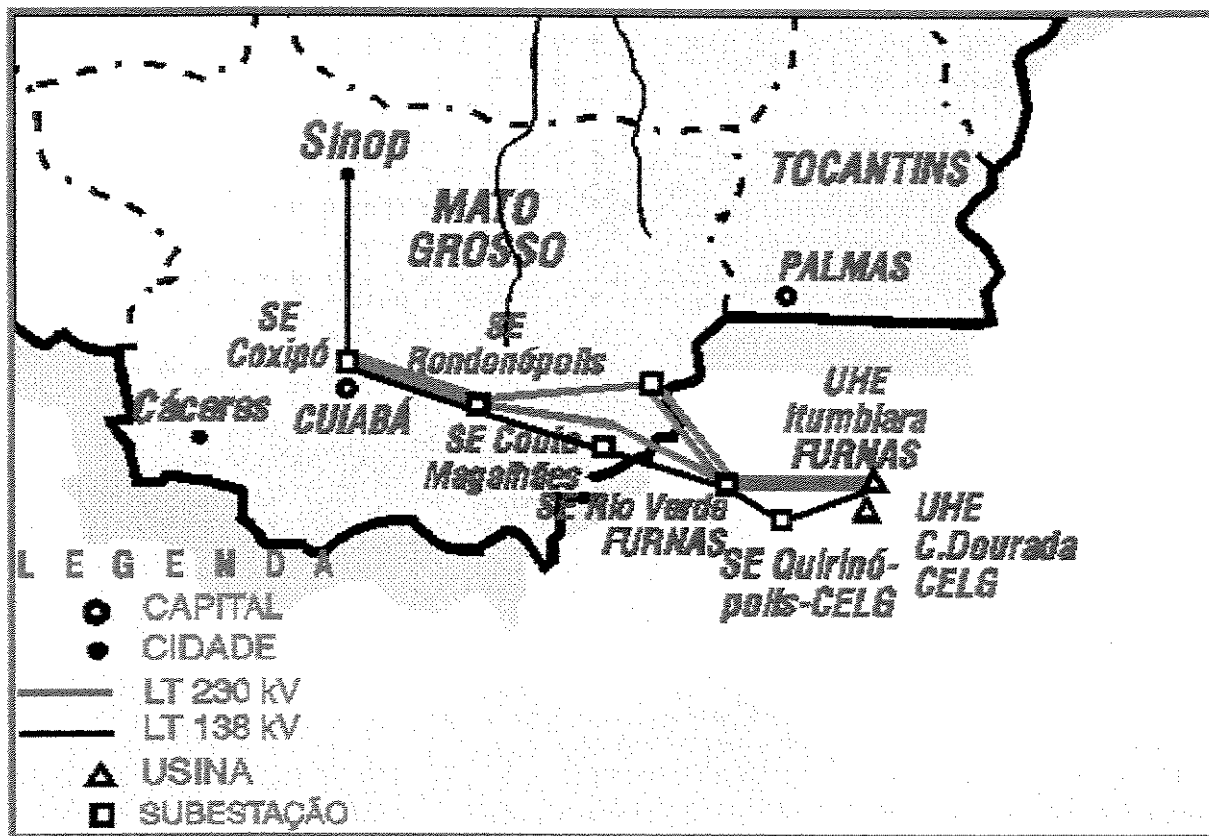


Figura 3 : Sistema Elétrico do Amazonas

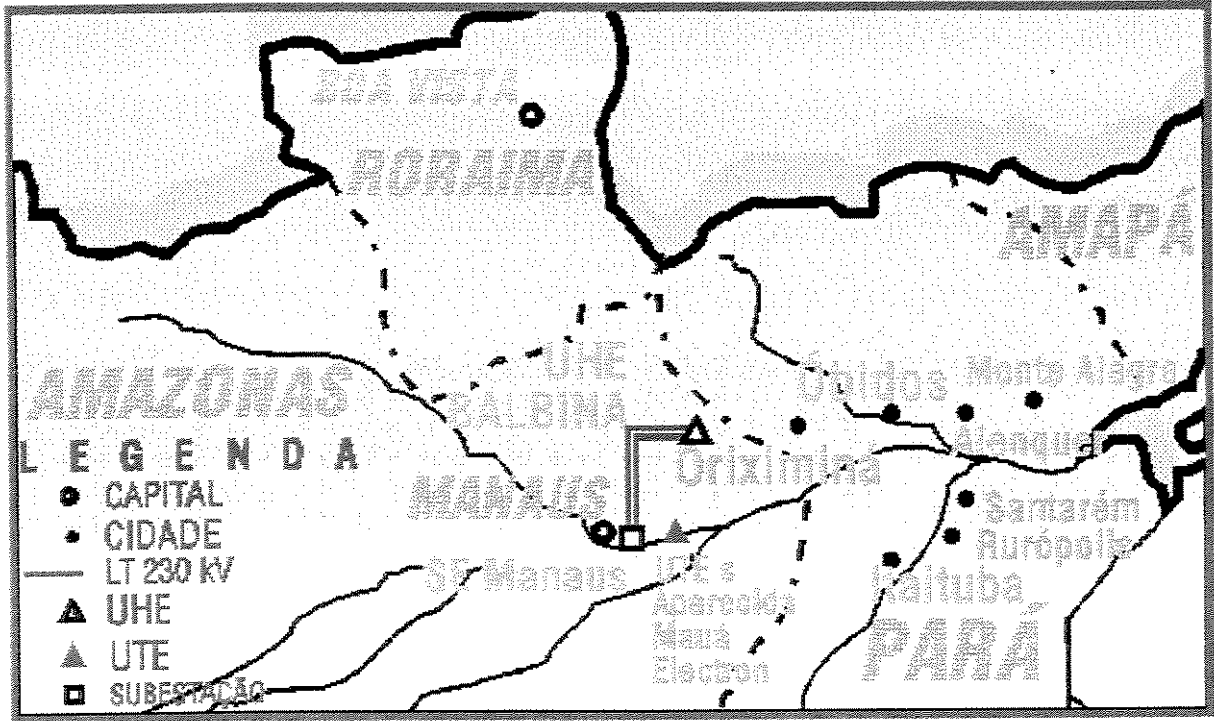


Figura 4 : Sistema Elétrico de Amapá

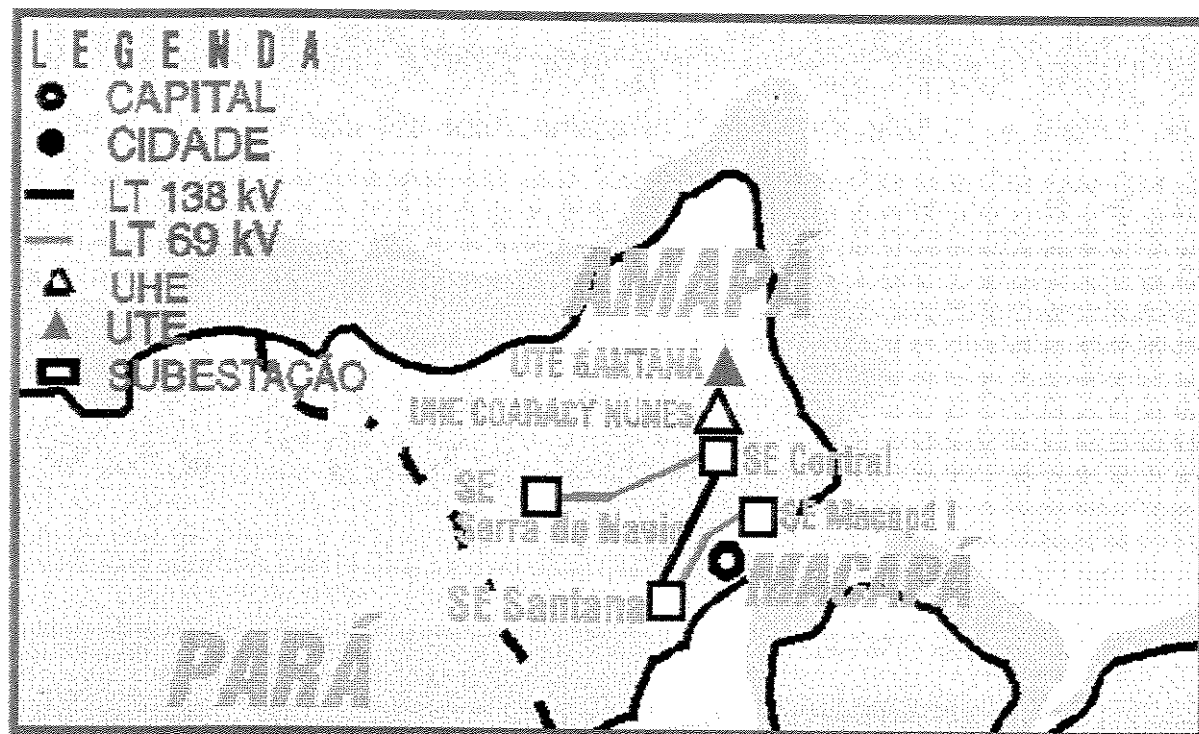


Figura 5 : Sistema Elétrico do Acre/Rondônia

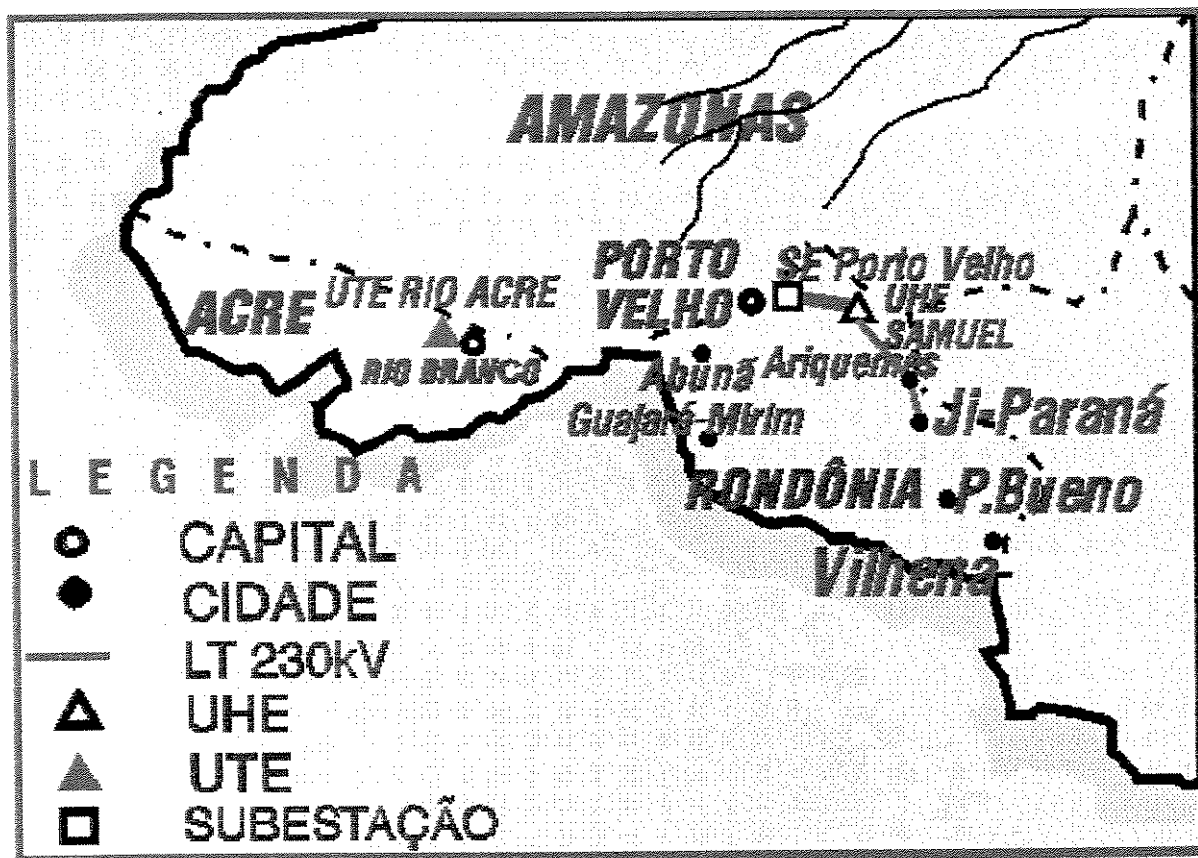


Figura 6 : Sistema Elétrico de Roraima

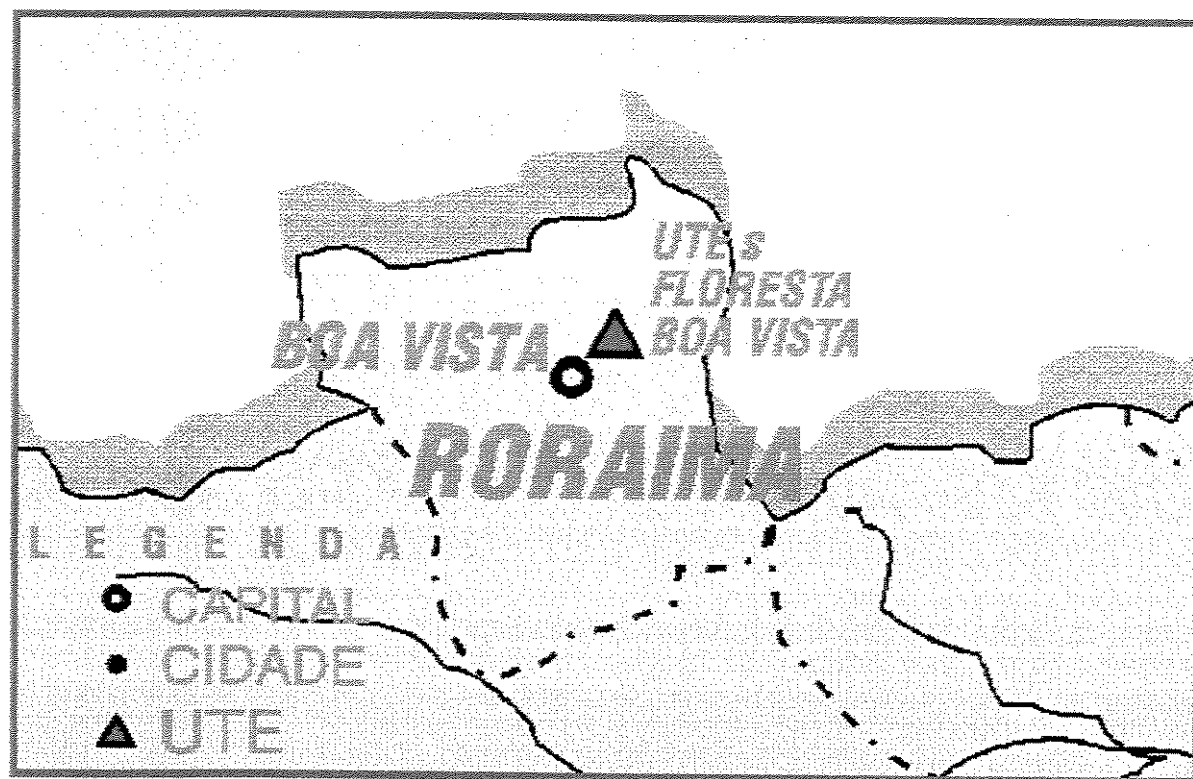
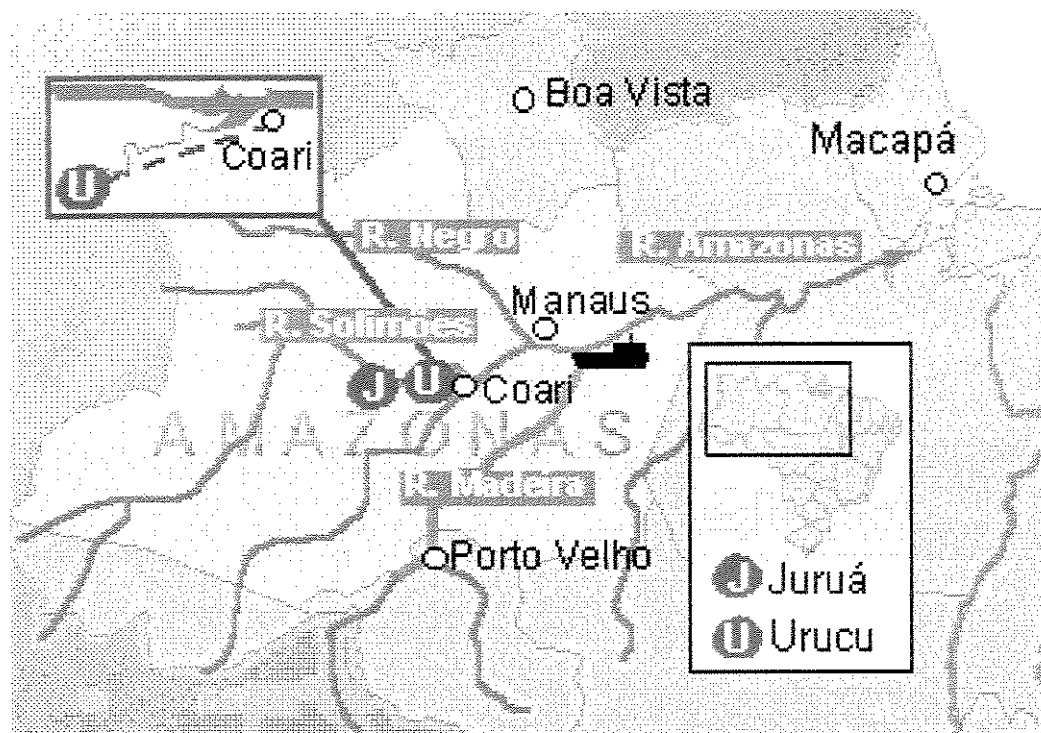
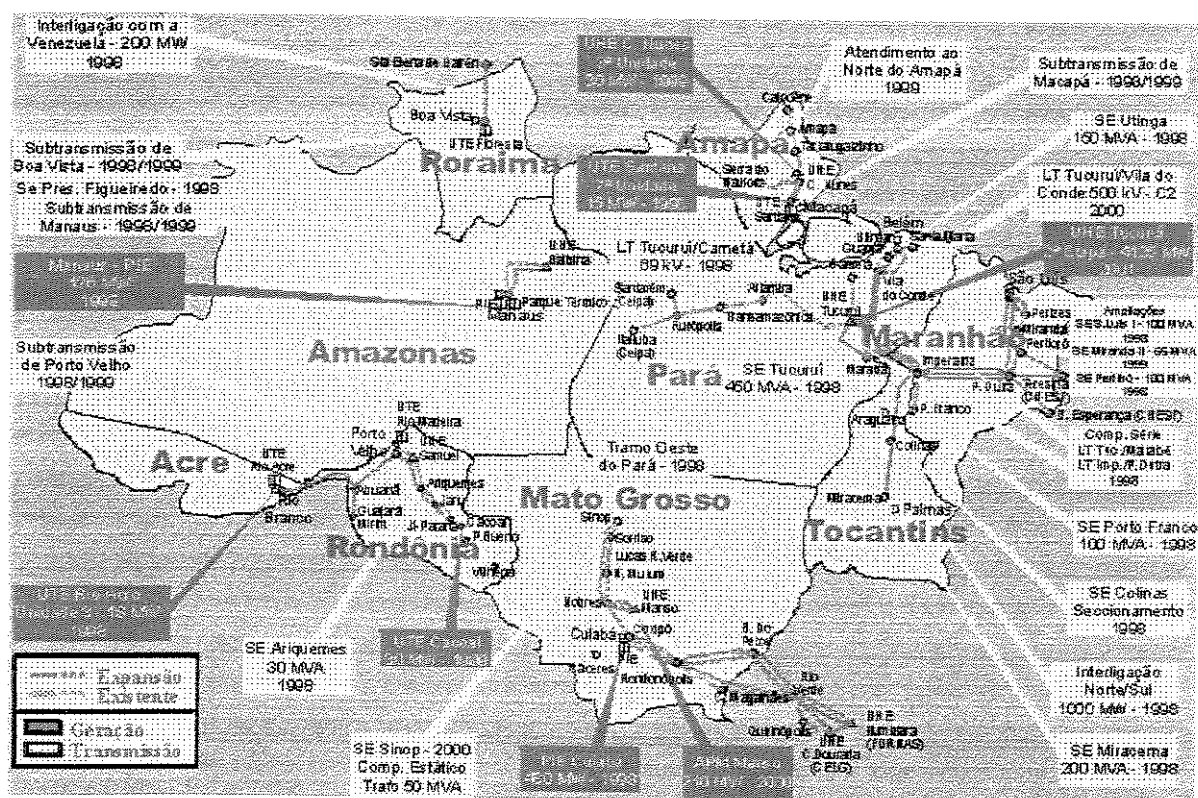


Figura 7 : Posição da Bacia do Solimões





Apêndice B

A demanda anual de energia e demanda de ponta nos mercados analisados estão indicados nas Tabelas 2.5 e 2.6.

Seguindo as recomendações do Grupo de Trabalho para os Sistemas Isolados – GTSI da ELETROBRAS, selecionou-se equipamentos que tenham 3,5 % de potência superior à demanda de ponta do mercado a ser atendido.

1. Característica do mercado

Variação da demanda de carga diária, como uma fração da carga máxima, durante os dias de semana

Horário	Janeiro	Março	Abril	Julho	Outubro	Novembro
01:00	0,526	0,544	0,536	0,563	0,590	0,617
02:00	0,526	0,544	0,536	0,563	0,590	0,617
03:00	0,526	0,544	0,536	0,563	0,590	0,617
04:00	0,526	0,544	0,536	0,563	0,590	0,617
05:00	0,526	0,544	0,536	0,563	0,590	0,617
06:00	0,569	0,588	0,579	0,608	0,638	0,667
07:00	0,526	0,544	0,536	0,563	0,590	0,617
08:00	0,512	0,529	0,521	0,547	0,574	0,600
09:00	0,554	0,573	0,564	0,593	0,621	0,650
10:00	0,597	0,617	0,608	0,638	0,669	0,700
11:00	0,597	0,617	0,608	0,638	0,669	0,700
12:00	0,583	0,602	0,593	0,623	0,653	0,683
13:00	0,554	0,573	0,564	0,593	0,621	0,650
14:00	0,526	0,544	0,536	0,563	0,590	0,617
15:00	0,526	0,544	0,536	0,563	0,590	0,617
16:00	0,540	0,558	0,549	0,577	0,605	0,633
17:00	0,540	0,558	0,549	0,577	0,605	0,633
18:00	0,654	0,676	0,666	0,700	0,733	0,767
19:00	0,853	0,882	0,868	0,912	0,956	1,000
20:00	0,853	0,882	0,868	0,912	0,956	1,000
21:00	0,796	0,823	0,810	0,851	0,892	0,933
22:00	0,740	0,765	0,753	0,791	0,829	0,867
23:00	0,682	0,706	0,694	0,730	0,765	0,800
24:00	0,569	0,588	0,579	0,608	0,638	0,667

Variação da demanda de carga diária, como uma fração da carga máxima, durante os domingos

Horário	Janeiro	Março	Abril	Julho	Outubro	Novembro
01:00	0,612	0,632	0,622	0,654	0,685	0,717
02:00	0,597	0,617	0,608	0,638	0,669	0,700
03:00	0,597	0,617	0,608	0,638	0,669	0,700
04:00	0,597	0,617	0,608	0,638	0,669	0,700
05:00	0,597	0,617	0,608	0,638	0,669	0,700
06:00	0,583	0,602	0,593	0,623	0,653	0,683
07:00	0,512	0,529	0,521	0,547	0,574	0,600
08:00	0,484	0,500	0,492	0,517	0,542	0,567
09:00	0,484	0,500	0,492	0,517	0,542	0,567
10:00	0,484	0,500	0,492	0,517	0,542	0,567
11:00	0,484	0,500	0,492	0,517	0,542	0,567
12:00	0,484	0,500	0,492	0,517	0,542	0,567
13:00	0,484	0,500	0,492	0,517	0,542	0,567
14:00	0,469	0,485	0,477	0,502	0,526	0,550
15:00	0,469	0,485	0,477	0,502	0,526	0,550
16:00	0,469	0,485	0,477	0,502	0,526	0,550
17:00	0,469	0,485	0,477	0,502	0,526	0,550
18:00	0,554	0,573	0,564	0,593	0,621	0,650
19:00	0,853	0,882	0,868	0,912	0,956	1,000
20:00	0,853	0,882	0,868	0,912	0,956	1,000
21:00	0,853	0,882	0,868	0,912	0,956	1,000
22:00	0,825	0,853	0,839	0,882	0,924	0,967
23:00	0,725	0,750	0,738	0,775	0,813	0,850
24:00	0,668	0,691	0,680	0,714	0,749	0,783

Sendo compatíveis as carga de :

Fevereiro = Janeiro

Março = Maio = Junho

Julho = Agosto = Setembro

Dezembro = Novembro

2. Custo de investimento

2.1. Grupos geradores a gás

Os equipamentos considerados para a análise estão apresentados na Tabela 2.

Modelo	Potência (kW)	Eficiência
16V-AT27GL	2619	0,35
12V-AT27GL	1890	0,33
9500GSI	1327,5	0,26
8L-AT27GL	1260	0,33
7100GSI	990	0,27
4800GSI	657	0,27
3600GSI	495	0,27

Tabela 1 : Potências e eficiências de grupos geradores a gás

Com os dados apresentados na Tabela 1 foi possível determinar a função que descreve a variação da eficiência, dos grupos geradores a gás, com suas respectivas potências. Na Figura 1 está representada a curva real dos grupos geradores e a calculada.

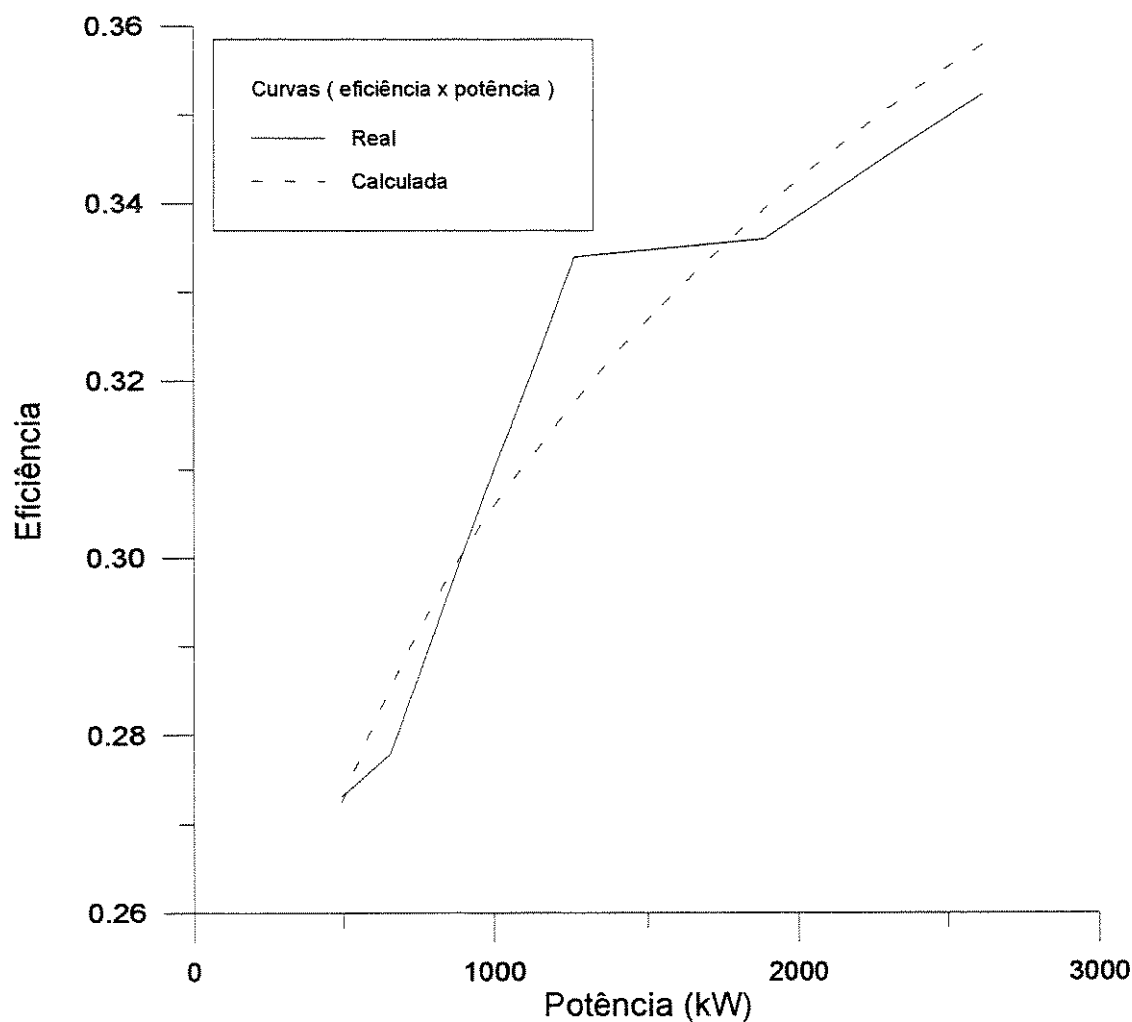


Figura 1 : Curva dos grupos geradores a gás (eficiência x potência)

A curva de eficiência em função da potência é dada por :

$$\text{Eficiência} = (\text{Potência}^{0,163833}) \times 0,09861$$

Assim, considerando-se a demanda a ser suprida nos mercados analisados, conforme a Tabela 2.6, são determinadas as potências e eficiências dos grupos geradores a gás, na Tabela 3 estão apresentados estes valores.

Município	Potência (kW)	Eficiência
Oriximiná	5.247,45	0,40
Óbidos	4.598,51	0,39
Alenquer	4.372,88	0,39
Monte Alegre	4.372,88	0,39
Almeirim	2.337,03	0,35
Prainha	869,40	0,30
Terra Santa	745,20	0,29
Faro	724,50	0,29

Tabela 2 : Potências e eficiências dos grupos geradores a gás dos mercados isolados do Pará

Os custos de investimento FOB, de alguns grupos geradores a gás estão apresentados na Tabela 3.

Modelo	FOB(US\$)
16V-AT27GL	1,644,000
12V-AT27GL	1,254,000
9500GSI	879,000
8L-AT27GL	929,000
7100GSI	654,000
4800GSI	390,000
3600GSI	307,000

Tabela 3 : Custo FOB de grupos geradores a gás

Através dos custos apresentados na Tabela 3 e das potências indicadas na Tabela 2, foi possível determinar a curva que descreve o custo de investimento em função da potência dos equipamentos. Na Figura 2, está apresentadas a referida curva.

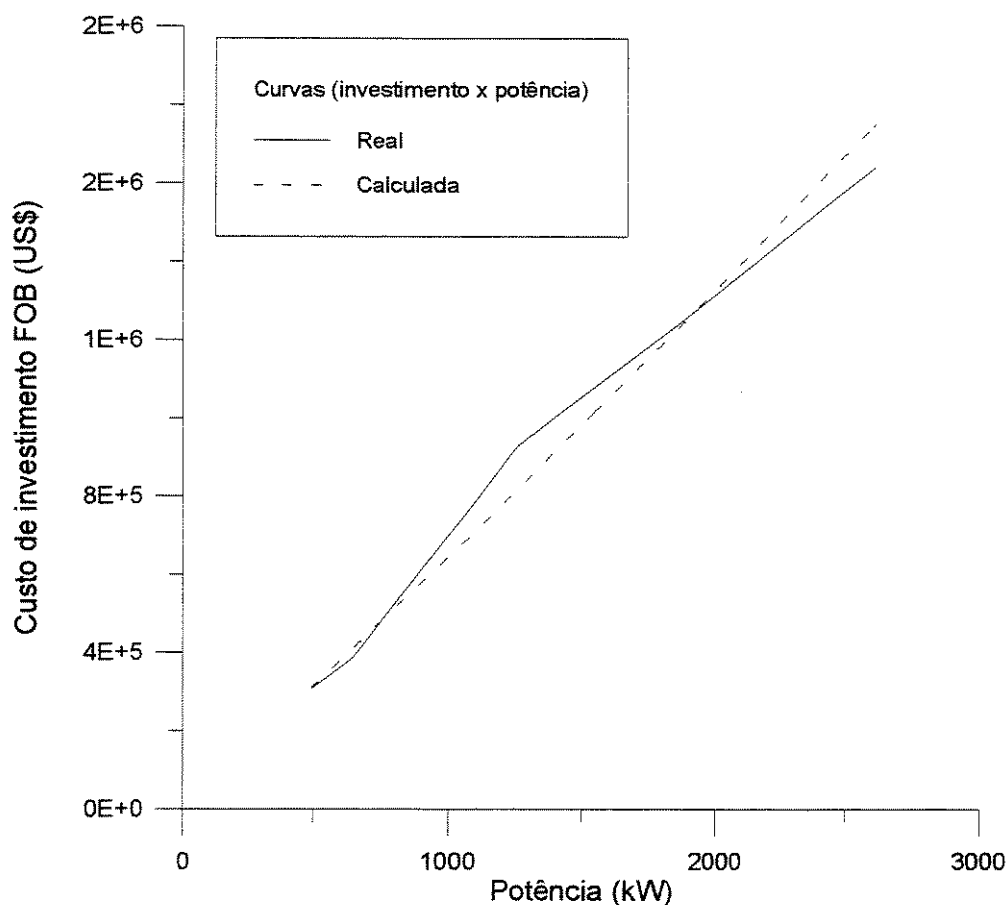


Figura 2 : Curva de investimento x potência de grupos geradores a gás

A curva de custo de investimento FOB em função da potência é dada por :

$$\text{Investimento} = (\text{Potência}^{1,04264}) \times 478,765$$

Logo, o custo de instalação de usinas termelétricas formadas por grupos geradores a gás, nos mercados isolados do Pará, está apresentado na Tabela 4.

Localidade	Custo FOB (US\$)
Oriximiná	3,619,839
Óbidos	3,154,372
Alenquer	2,993,172
Monte Alegre	2,993,172
Almeirim	1,557,494
Prainha	555,482
Terra Santa	473,008
Faro	459,317

Tabela 4 : Custos de investimento FOB em grupos geradores a gás para sistemas isolados do Pará

Em função dos custos de importação e de instalação nos locais em análise não serem facilmente definidos, considerou-se a possibilidade do valor do equipamento instalado situar-se em uma faixa de 1,5 a 2,5 do custo FOB, os quais são considerados como valores “otimistas” e “pessimistas” respectivamente. Os valores das usinas termelétricas instaladas nas Região, estão indicadas na Tabela 5.

Município	Otimista (US\$)	Pessimista (US\$)
Oriximiná	5,429,759	9,049,598
Óbidos	4,731,559	7,885,932
Alenquer	4,489,758	7,482,931
Monte Alegre	4,489,758	7,482,931
Almeirim	2,336,241	3,893,736
Prainha	833,223	1,388,706
Terra Santa	709,512	1,182,521
Faro	688,975	1,148,293
Total	23,708,790	39,514,650

Tabela 5 : Custos otimistas e pessimistas de grupos geradores a gás.

2.2. Turbinas a gás.

As turbinas utilizadas para análise estão na Tabela 6.

Equipamento	Potência (kW)	Eficiência
M7A-01	5.256	0,27
Taurus 60	4.680	0,27
501KH5	4.455	0,26
501KH5	4.455	0,26
OGT2500	2.385	0,24
Makila TI	945	0,24
Makila TI	945	0,24
ST6L-813	733,5	0,22

Tabela 6 : Turbinas a gás

Com os dados da Tabela 6 é possível determinar a função de eficiência x potência das turbinas a gás. Na Figura 3, é apresentada a curva representativa da função eficiência x potência.

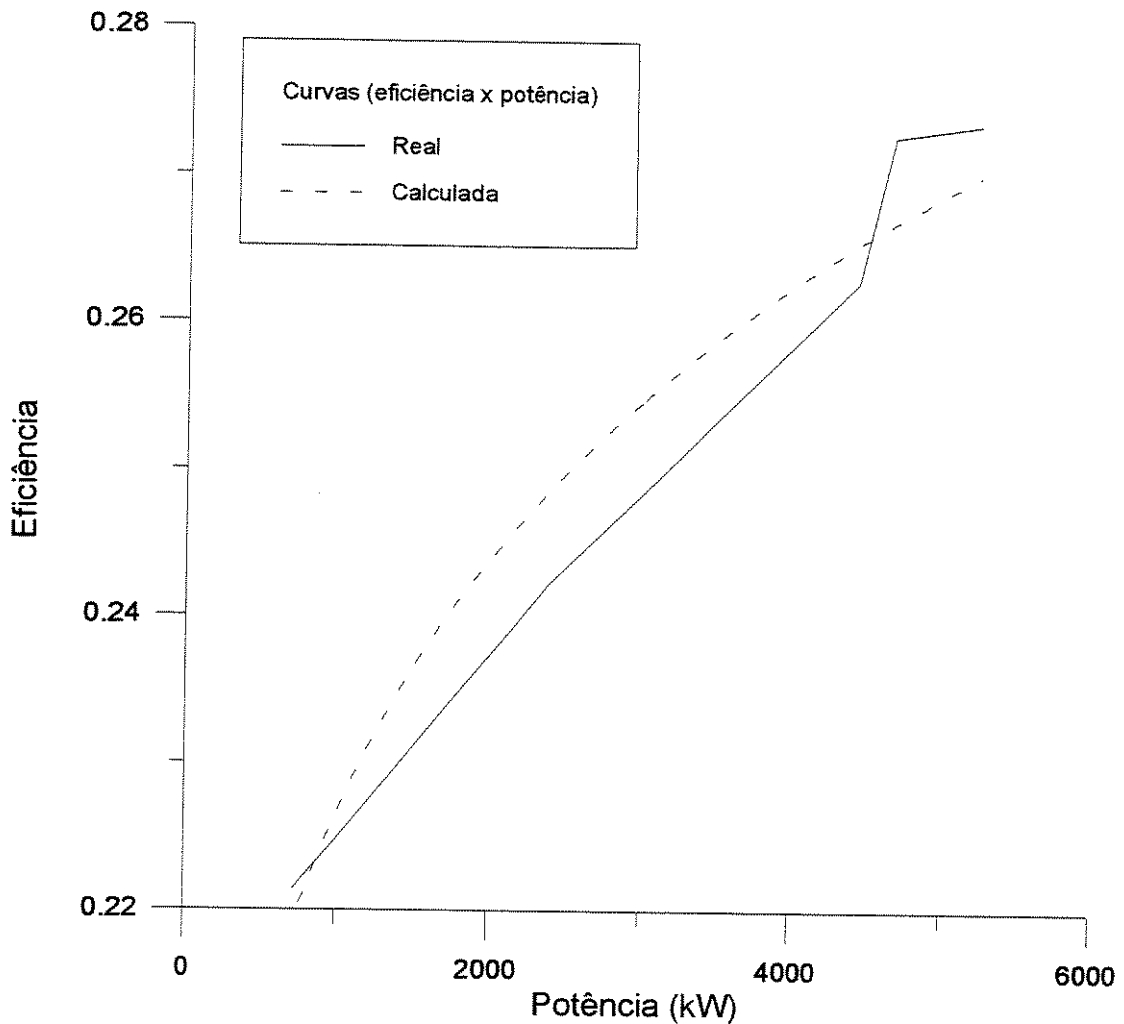


Figura 3 : Curva eficiência x potência de turbinas a gás

Através dos dados da Figura 3, é possível determinar a eficiência das turbinas que deverão atender os sistemas isolados do Pará.

A curva de eficiência em função da potência é dada por :

$$\text{Eficiência} = (\text{Potência}^{0,106377}) \times 0,108584$$

Logo, considerando-se a demanda a ser suprida nos mercados analisados, conforme a Tabela 2.6, são determinadas as potências e eficiências das turbinas a gás, na Tabela 7 estão apresentados estes valores.

Município	Potência (kW)	Eficiência
Oriximiná	5.247	0,27
Óbidos	4.598	0,27
Alenquer	4.372	0,26
Monte Alegre	4.372	0,26
Almeirim	2.337	0,25
Prainha	869	0,22
Terra Santa	745	0,22
Faro	724	0,22

Tabela 7 : Potências e eficiências das usinas termelétricas compostas de turbinas a gás

O custo FOB de turbinas a gás pode ser verificado na Tabela 8.

Equipamento	Potência (kW)	FOB (US\$)
M7A-01	5.256	2,044,000
Taurus60	4.680	1,990,000
501KH5	4.455	1,925,000
501KH5	4.455	1,925,000
OGT2500	2.385	1,275,000
MakilaTI	945	875,000
MakilaTI	945	875,000
ST6L-813	733	678,100

Tabela 8 : Custo FOB de turbinas a gás

Na Figura 4, está apresentado a curva de custo de investimento FOB das turbinas a gás em função da potências destas máquinas, a partir da análise dos dados da Tabela 8.

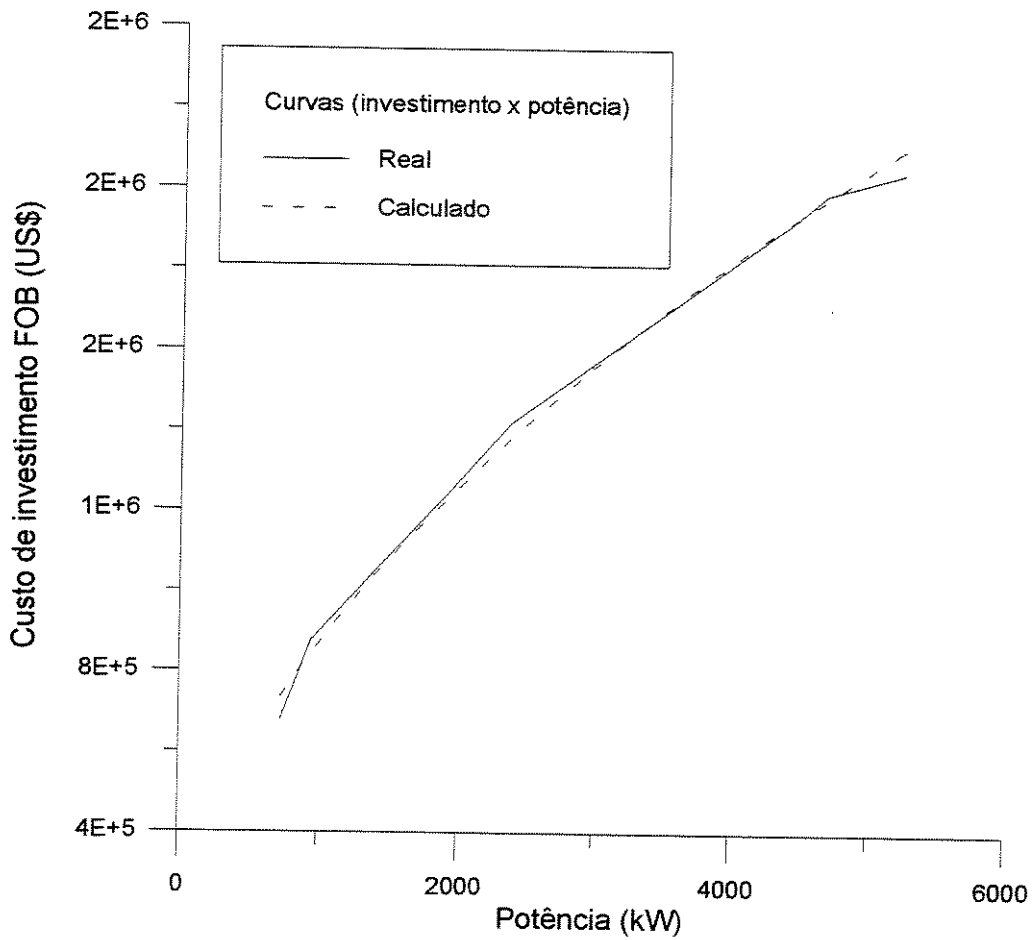


Figura 3 : Curva de custo de investimento x potência de turbinas a gás

A função custo de investimento é definida por :

$$\text{Investimento} = (\text{Potência}^{0,534741}) \times 21565,5.$$

Logo, o custo FOB das usinas termelétricas, compostas de turbinas a gás com capacidade de atendimento da demanda apresentada na Tabela 2.6, está apresentada na Tabela 9.

Município	Capacidade (kW)	FOB (US\$)
Oriximiná	5.247	2,103,625
Óbidos	4.598	1,960,247
Alenquer	4.372	1,908,213
Monte Alegre	4.372	1,908,213
Almeirim	2.337	1,364,967
Prainha	869	804,416
Terra Santa	745	740,766
Faro	724	729,691

Tabela 9 : Custo FOB das turbinas a gás para atendimento dos mercados do Baixo Amazonas

Semelhante à análise feita sobre os custos de importação e de instalação dos grupos geradores a gás, a determinação do custo das turbinas instalados nos locais em questão é uma tarefa difícil. Logo, considerou-se que o custo das centrais elétricas compostas por turbinas a gás instaladas nos municípios podem se situar em uma faixa de 1,5 a 2,5 do custo FOB, cujos extremos são considerados como valores “otimistas” e “pessimistas”, respectivamente. Os valores das térmicas instaladas, compostas por turbinas a gás, estão apresentadas na Tabela 10.

Termelétrica	Inv. Otimista (US\$)	Inv. Pessimista (US\$)
Oriximiná	3,155,438	5,259,063
Óbidos	2,940,370	4,900,617
Alenquer	2,862,320	4,770,533
Monte Alegre	2,862,320	4,770,533
Almeirim	2,047,451	3,412,419
Prainha	1,206,624	2,011,040
Terra Santa	1,111,150	1,851,917
Faro	1,094,537	1,824,228
Total =	17,280,213	28,800,354

Tabela 10 : Custos das usinas térmicas à turbinas a gás instaladas na região

2.3. Anualização dos investimentos

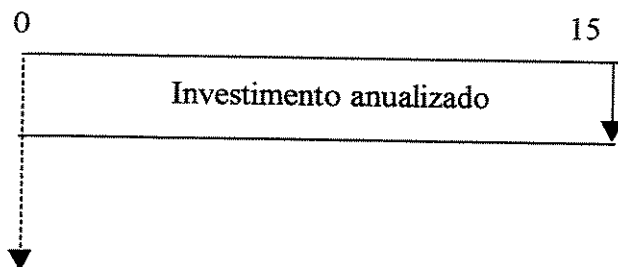
A comparação econômica das duas alternativa tecnológicas é realizado com auxílio do método dos custos anuais uniformes. Logo, é necessário se colocar os custos de investimento das usinas termelétricas analisadas em uma base anual.

Considera-se aqui que ambos os tipos de termelétricas tenham a mesma vida econômica e taxa de recuperação de capital.

Vida econômica dos equipamentos (n) = 15 anos

Taxa de recuperação do capital (i) = 10 % ao ano

- Equação de anualização de custo de investimento :



Valor presente do investimento

Custo de investimento anualizado = Valor presente do investimento / Fator de anualização

$$\text{Fator de anualização} = \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} = \frac{(1+0,1)^{15} - 1}{0,1(1+0,1)^{15}} = 7,60608$$

- Valor presente total das centrais elétricas :

Centrais termelétricas com :	Valor presente do investimento (US\$)	
	Cenário “otimista” de custos	Cenário “pessimista” de custos
Grupos geradores a gás	23,708,790	39,514,650
Turbinas a gás	17,280,213	28,800,354

- Custo de investimento anualizado das centrais elétricas :

Centrais termelétricas com :	Custo de investimento anual US\$	
	Cenário “otimista” de custos	Cenário “pessimista” de custos
Grupos geradores a gás	3,117,084	5,195,140
Turbina a gás	2,271,894	3,786,491

2.4 – Custo do combustível e custos de O&M

- Consumo de gás natural nas termelétricas

Preço do gás = 3 US\$/MBTU

Poder calorífico do gás = 41.484,126 BTU/m³

- Nas centrais com turbinas a gás o consumo é :

Localidade	Consumo anual de energia elétrica		Consumo anual de gás
	kWh	BTU	m ³
Oriximiná	19.866.024	251.022.418.961	6.051.047
Óbidos	17.409.220	223.089.758.169	5.377.713
Alenquer	16.555.020	213.282.060.538	5.141.293
Monte Alegre	16.555.020	213.282.060.538	5.141.293
Almeirim	8.847.629	121.842.002.784	2.937.075
Prainha	3.291.412	50.354.166.461	1.213.817
Terra Santa	2.821.210	43.874.301.952	1.057.616
Faro	2.742.843	42.783.590.458	1.031.324
Total =			27.951.182
Total diário =			76.578

- Nas centrais formadas por grupos geradores :

Localidade	Consumo anual de energia elétrica		Consumo anual de gás
	kWh	BTU	m ³
Oriximiná	19.866.024	168.944.492.208	4.072.509
Óbidos	17.409.220	151.288.252.786	3.646.895
Alenquer	16.555.020	145.055.864.948	3.496.659
Monte Alegre	16.555.020	145.055.864.948	3.496.659
Almeirim	8.847.629	85.903.712.154	2.070.761
Prainha	3.291.412	37.577.205.984	905.821
Terra Santa	2.821.210	33.032.830.489	796.276
Faro	2.742.843	32.263.816.592	777.738
Total =			19.263.321
Total diário =			52.776

Centrais termelétricas	Consumo anual de gás	
	Volume(m ³)	Valor(US\$)
Grupos geradores a gás	19.263.321	2,397,366
Turbina a gás	27.951.182	3,478,591

- Custos de O&M

Centrais termelétricas	Fixo(US\$/kWano)	Variável(US\$/MWh)
Grupo gerador a gás	47	28
Turbinas a gás	15	7

Centrais termelétricas	Custo anual(US\$)
Grupogerador a gás	3,522,332
Turbina a gás	953,646

3. Custo anual total

Centrais termelétricas com :	Custo anual (US\$)	
	Cenário “otimista” de custos	Cenário “pessimista” de custos
Grupo gerador a gás	9,036,782	11,114,838
Turbina a gás	6,704,132	8,218,728

Logo, a alternativa de usinas termelétricas com turbinas a gás é mais barato do que a com grupos geradores a gás.

Apêndice C

1. O modelo matemático para otimização da cadeia de transporte de GNL

As siglas utilizadas no modelo estão indicadas a seguir :

CI = Custo de investimento

CO = Custo operacional

D = Dimensão

G = Consumo

UL = Unidade de liquefação

B = Barcaças criogênicas

NV = Número de viagens

T = Tanque

TV = Terminal de vaporização

nB = Número de barcaças

Faz-se uma combinação das siglas anteriores para indicar custos de investimento e custos operacionais dos sistemas da cadeia de GNL. Exs : CITUL = Custo de investimento no tanque da unidade de liquefação, COB = Custo operacional da barcaça

A combinação de X com as siglas anteriores indica o valor a ser determinado no modelo. Exs : XTU = Capacidade do tanque da unidade de liquefação, XDB = Dimensão da barcaça

Foram feitas as seguintes considerações no modelo :

- Periodicidade do abastecimento : 30 dias
- Número máximo de viagens possíveis de serem realizadas por uma barcaça em um mês = 3 (Em função do tempo de viagem que as embarcações podem realizar no trecho analisado)
- Número máximo de 4 barcaças para atendimento dos mercados

Município :	Índices :
Oriximiná	1
Obidos	2
Alenquer	3
Monte Alegre	4
Almeirim	5
Prainha	6
Terra Santa	7
Faro	8

Adotou-se o método dos custos anuais uniformes na formulação do problema.

A seguir é listado o modelo para determinação das dimensões da cadeia de GNL, proporcionando mínimo custo :

Função objetivo :

MIN (Minimizar)

$CIUL \cdot XGUL/30 + COUL \cdot XGUL + CITUL \cdot XTUL/30 + COTUL \cdot XTUL + CIB \cdot XDB \cdot nB + COB$
 $DISTANCIA \cdot XNV \cdot nB + CITV (XGTV1 + XGTV2 + XGTV3 + XGTV4 + XGTV5 + XGTV6 +$
 $XGTV7 + XGTV8)/30 + COTV (XGTV1 + XGTV2 + XGTV3 + XGTV4 + XGTV5 + XGTV6 +$
 $XGTV7 + XGTV8) + CITTIV (XTTV1 + XTTV2 + XTTV3 + XTTV4 + XTTV5 + XTTV6 +$
 $XTTV7 + XTTV8)/30 + COTTIV (XTTV1 + XTTV2 + XTTV3 + XTTV4 + XTTV5 + XTTV6$
 $+ XTTV7 + XTTV8)$

Restrições matemáticas do problema

SUBJECT TO (Sujeito a)

XGTV1 >= Demanda mensal do município 1

XGTV2 >= Demanda mensal do município 2

XGTV3 >= Demanda mensal do município 3

XGTV4 >= Demanda mensal do município 4

XGTV5 >= Demanda mensal do município 5

XGTV6 >= Demanda mensal do município 6

XGTV7 >= Demanda mensal do município 7

XGTV8 >= Demanda mensal do município 8

XTTV1 > Capacidade diária do tanque 1 [30 dias/(XNV nb)]

XTTV2 > Capacidade diária do tanque 2 [30 dias/(XNV nb)]

XTTV3 > Capacidade diária do tanque 3 [30 dias/(XNV nb)]

XTTV4 > Capacidade diária do tanque 4 [30 dias/(XNV nb)]

XTTV5 > Capacidade diária do tanque 5 [30 dias/(XNV nb)]

XTTV6 > Capacidade diária do tanque 6 [30 dias/(XNV nb)]

XTTV7 > Capacidade diária do tanque 7 [30 dias/(XNV nb)]

XTTV8 > Capacidade diária do tanque 8 [30 dias/(XNV nb)]

$$XDB \leq \sum_{i=1}^8 \text{Demanda mensal do município } i$$

XDB > 0

XNV nb XDB - XGTV1 - XGTV2 - XGTV3 - XGTV4 - XGTV5 - XGTV6 - XGTV7 -

XGTV8 >= 0

XDB - XTTV1 - XTTV2 - XTTV3 - XTTV4 - XTTV5 - XTTV6 - XTTV7 - XTTV8 >= 0

XTUL - XDB > 0

XGUL - nb XNV XDB >= 0

XNV = INTEIRO

END

do custo por capacidade das plantas de liquefação, com a capacidade de produção.

2. Custos da cadeia de GNL

Sistema	Custo de investimento (US\$/Nm ³)	
	Cenário “otimista” de custos	Cenário “pessimista” de custos
Terminal de liquefação	50	80

Os custos de investimento dos demais elementos da cadeia de GNL são proporcionais aos custos das unidades de liquefação, de acordo com as seguintes relações :

Custo da unidade de vaporização = 40% do custo da unidade de liquefação

Custo das barcaças = 40% do custo da unidade de liquefação

Sistema	Custo de investimento (US\$/Nm ³)	
	Cenário “otimista” de custos	Cenário “pessimista” de custos
Terminal de vaporização	20	40
Barcaça	20	40

O investimento em tanques representa cerca de 15% dos custos totais de investimento dos terminais de liquefação e vaporização. Logo, subtraindo o custos de investimento do, tanque, das tabelas anteriores, para destacar este elemento da cadeia, tem-se a seguinte distribuição final dos custos unitários de investimento para os quatro elementos da cadeia de transporte de GNL.

Sistema	Custo de investimento (US\$/Nm ³)	
	Cenário “otimista” de custos	Cenário “pessimista” de custos
Unidade de liquefação	42,5	68,0
Tanques	7,5	12,0
Barcaça	20,0	40,0
Unidade de vaporização	12,5	28,0

Os custos operacionais unitários, destes elementos da cadeia estão indicados, abaixo :

Sistema	Custos operacionais (US\$/Nm ³)	
	Cenário “otimista” de custos	Cenário “pessimista” de custos
Unidade de liquefação	0,041	0,053
Tanques	0,003	0,006
Barcaça	0,026	0,033
Unidade de vaporização	0,012	0,020

3. Resultados da modelagem considerando só os mercados da margem esquerda do Baixo Amazonas

Os resultados modelagem, em termos de custos anuais (US\$), para os dois cenários de custos, estão indicados abaixo :

No cenário “otimista” de custos :

Nº de barcas	Nº de viagens		
	1	2	3
1	19,922,641	11,044,693	8,085,377
2	14,819,923	7,970,646	5,687,554
3	13,119,017	6,945,964	4,888,280
4	12,268,564	6,433,623	4,488,643

No cenário “pessimista” de custos :

Nº de barcas	Nº de viagens		
	1	2	3
1	35,434,777	19,237,542	13,838,464
2	27,405,373	14,486,151	10,179,743
3	24,728,905	12,902,353	8,960,169
4	23,390,671	12,110,455	8,350,382

Os resultados indicam que o sistema que proporciona menor custo é o composto por 4 barcas realizando 3 viagens/mês. A capacidade das barcas, neste caso, é de 392 m³ de GNL.

Observe-se que o custo anual diminui com o número de viagens.

Com o intuito de verificar o efeito do número de barcas no custo anual total da cadeia de GNL, simulou-se diferentes números de barcas realizando três viagens. A Figura C1 ilustra os resultados obtidos. Ela indica que o custo da cadeia tende a permanecer constante a partir de uma frota de 11 barcas. A consideração da deseconomia de escala com a diminuição da capacidade

unitária de transporte das barcaças criogênicas, com o aumento do número de viagens, deve produzir um ponto de custo mínimo para um número de viagens ainda relativamente pequeno, na Figura C1. Esta deseconomia de escala não foi levada em conta neste trabalho por falta de dados suficientes de custos.

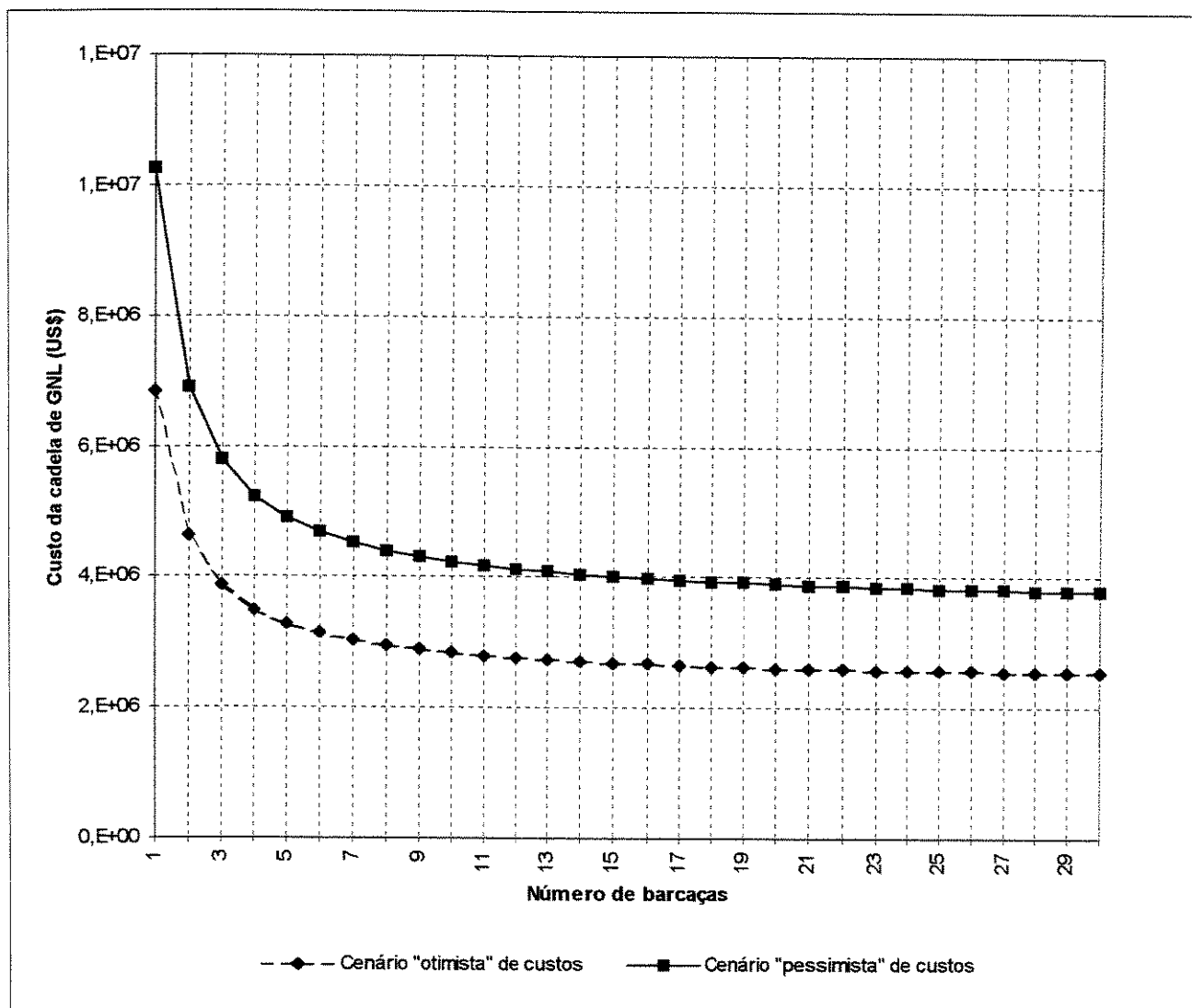


Figura C1 : Variação do custo anual da cadeia de GNL com o número de barcaças realizando três viagens

Apêndice D

Municípios com potencial de utilização de GNL

Tabela D1 : Municípios com acesso por hidrovias.

	Município	UF	Potência (kW)	Empresa
1	Cruzeiro do Sul	RO	10.188	CERON
2	Afuá	PA	1.690	Produtor independente
3	Alenquer	PA	4.225	Produtor independente
4	Almeirim	PA	2.258	Produtor independente
5	Alveiro	PA	200	CELPA
6	Breves	PA	5.070	Produtor independente
7	Cachoeira do Arari	PA	1.050	Produtor independente
8	Chaves	PA	480	CELPA
9	Curralinhos	PA	840	Produtor independente
10	Faro	PA	700	Produtor independente
11	Gurupá	PA	1.690	Produtor independente
12	Juruti	PA	1.690	Produtor independente
13	Monte Alegre	PA	4.225	Produtor independente
14	Muaná	PA	1.190	Produtor independente
15	Óbidos	PA	4.443	Produtor independente
16	Oriximiná	PA	5.070	Produtor independente
17	Portel	PA	2.535	Produtor independente
18	Porto da Moz	PA	1.050	Produtor independente
19	Prainha	PA	840	Produtor independente
20	São Sebastião da Boa Vista	PA	834	Produtor independente
21	Senador José Porfírio	PA	700	Produtor independente
22	Airão	AM	1.068	CEAM
23	Anori	AM	1.340	CEAM
24	Autazes	AM	2.700	CEAM
25	Barcelos	AM	825	CEAM
26	Barreirinha	AM	1.440	CEAM
27	Benjamin Constant	AM	4.534	CEAM

28	Boca do Acre	AM	2.460	CEAM
29	Borba	AM	1.548	CEAM
30	Canumã	AM	0	*
31	Canutama	AM	1.200	CEAM
32	Caracaraí	AM	0	*
33	Carauari	AM	2.476	CEAM
34	Careiro	AM	928	CEAM
35	Carvoeiro	AM	0	*
36	Coari	AM	8.630	CEAM
37	Codajás	AM	3.636	CEAM
38	Eirunepé	AM	2.100	CEAM
39	Fonte Boa	AM	1.180	CEAM
40	Humaitá	AM	3.762	CEAM
41	Ipixuna	AM	890	CEAM
42	Itacoatiara	AM	18.160	CEAM
43	Itapiranga	AM	868	CEAM
44	Juruá	AM	590	CEAM
45	Lábrea	AM	4.790	CEAM
46	Manacapuru	AM	13.020	CEAM
47	Manicoré	AM	3.736	CEAM
48	Maués	AM	4.798	CEAM
49	Nhamundá	AM	1.550	CEAM
50	Nova Olinda	AM	1.850	CEAM
51	Novo Aripuanã	AM	1.220	CEAM
52	Santo Antônio do Içá	AM	974	CEAM
53	São Paulo de Olivença	AM	1.420	CEAM
54	Silves	AM	874	CEAM
55	Tabatinga	AM	3.218	CEAM
56	Tapauá	AM	1.325	CEAM
57	Tefé	AM	4.159	CEAM
58	Urucará	AM	1.340	CEAM
59	Urucurituba	AM	1.522	CEAM
60	Mazagão/Santana	AP	99.000	Sistema Amapá

Potência total (kW)	256.099
---------------------	---------

* Sem informes.

O produtor independente que está atuando no Pará é a empresa Guascor do Brasil Ltda.

4. Resultados da modelagem considerando um mercado mais amplo, na região para o GNL

Como o mercado de energia elétrica dos sistemas isolados da Amazônia pode consumir até 1.000.000 Nm³/dia de gás, os custos unitários de na planta de liquefação podem cair para 36 e 54 US\$/ Nm³, nos cenários “otimista” e “pessimista” de custos, respectivamente.

Um mercado maior implica em custos unitários de investimento menores para a planta de liquefação e para as barcas criogênicas. No entanto, o custo unitário de investimento das plantas de vaporização permanece o mesmo, já que ele só depende da magnitude do mercado local

Os novos custos unitários de investimento dos componentes da cadeia de transporte de GNL estão indicados na tabela a seguir :

Sistema	Custo unitário de investimento (US\$/Nm ³)	
	Cenário “otimista” de custos	Cenário “pessimista” de custos
Unidade de liquefação	30,6	45,9
Tanque da planta de liquefação	5,4	8,1
Barcas	14,4	21,6
Tanque da planta de vaporização	7,5	12
Unidade de vaporização	12,5	28

Os custos unitários operacionais unitários dos componentes de cadeia de transporte de GNL não mudam com o aumento do mercado da região.

Simulando-se o modelo com os novos valores de custos unitários de investimentos para atendimento do mercado dos municípios do Baixo Amazonas, no Estado do Pará, obtém-se :

Cenário “otimista” de custos :

Nº de barcas	Nº de viagens		
	1	2	3
1	16,210,775	9,188,759	6,848,088
2	11,614,220	6,367,795	4,618,986
3	10,082,035	5,427,473	3,875,952
4	9,315,943	4,957,312	3,504,435

Cenário “pessimista” de custos :

Nº de barcas	Nº de viagens		
	1	2	3
1	24,684,827	13,862,567	10,255,148
2	17,595,441	9,581,185	6,909,766
3	15,232,313	8,154,057	5,794,638
4	14,050,748	7,440,493	5,237,075

Assim, o arranjo que continua sendo a melhor alternativa é o de 4 barcas realizando 3 viagens/mês.

Tabela D2 : Seleção de equipamentos e cálculo de consumo

	Município	Fabricante	Eficiência LHV	Energia em kWh		Nm ³
				E. Elétrica	Consumo de gás	
1	Cruzeiro do Sul	Mars 100	32,5	39.920.129	136.479.075	11.228.466
2	Afuá	KG2-3E	16,2	6.622.008	45.418.437	3.736.685
3	Alenquer	501KB7	29,2	16.555.020	62.994.750	5.182.731
4	Almeirim	OGT250	26,9	8.847.630	36.545.352	3.006.675
5	Alveiro	IE831	21,3	783.670	4.088.000	336.330
6	Breves	MTA-01	30,4	19.866.024	72.609.738	5.973.780
7	Cachoeira do Arari	KG2-3C	15,8	4.114.265	28.932.949	2.380.384
8	Chaves	IE831	21,3	1.880.807	9.811.200	807.191
9	Curralinhos	Makila TI	27,1	3.291.412	13.494.925	1.110.260
10	Faro	ST6L-813	24,6	2.742.844	12.388.634	1.019.243
11	Gurupá	KG2-3E	16,2	6.622.008	45.418.437	3.736.685
12	Juruti	KG2-3E	16,2	6.622.008	45.418.437	3.736.685
13	Monte Alegre	501KB7	29,2	16.555.020	62.994.750	5.182.731
14	Muaná	KG2-3C	15,8	4.662.834	32.790.676	2.697.769
15	Óbidos	501KB7	29,2	17.409.220	66.245.130	5.450.148
16	Oriximiná	Typhoon 5.2	30,6	19.866.024	72.135.165	5.934.736
17	Portel	GT5	27,2	9.933.012	40.576.030	3.338.289
18	Porto da Moz	KG2-3C	15,8	4.114.265	28.932.949	2.380.384
19	Prainha	Makila TI	27,1	3.291.412	13.494.925	1.110.260
20	São Sebastião da Boa Vista	Makila TI	27,1	3.267.902	13.398.533	1.102.330
21	Terra Santa	Makila TI	27,1	2.821.211	11.567.079	951.652
22	Senador José Porfírio	ST6L-813	24,6	2.742.844	12.388.634	1.019.243
23	Airão	KG2-3C	15,8	4.184.796	29.428.943	2.421.191
24	Anori	KG2-3C	15,8	5.250.586	36.923.954	3.037.824
25	Autazes	Centaur 40	27,9	10.579.540	42.132.774	3.466.366
26	Barcelos	Makila TI	27,1	3.232.637	13.253.945	1.090.434

27	Barreirinha	Hurricane	24,5	5.642.421	25.589.211	2.105.287
28	Benjamin Constant	501KB7	29,2	17.765.790	67.601.940	5.561.776
29	Boca do Acre	GT5	27,2	9.639.136	39.375.556	3.239.523
30	Borba	Hurricane	24,5	6.065.603	27.508.402	2.263.183
31	Canumã			-	-	-
32	Canutama	KG2-3C	15,8	4.702.018	33.066.228	2.720.439
33	Caracará			-	-	-
34	Carauari	GT5	27,2	9.701.830	39.631.657	3.260.593
35	Careiro	Makila TI	27,1	3.636.227	14.908.680	1.226.573
36	Carvoeiro			-	-	-
37	Coarí	Mars 90S	31,7	33.815.343	118.525.563	9.751.387
38	Codajás	Centaur 50S	29,2	14.247.113	54.212.760	4.460.216
39	Eirunepé	OGT2500	26,9	8.228.531	33.988.149	2.796.288
40	Fonte Boa	KG2-3C	15,8	4.623.651	32.515.124	2.675.098
41	Humaitá	Centaur 50S	29,2	14.740.825	56.091.420	4.614.778
42	Ipixuna	Makila TI	27,1	3.487.330	14.298.195	1.176.347
43	Itacoatiara	PGT25	35,5	71.157.200	222.714.240	18.323.243
44	Itapiranga	Makila TI	27,1	3.401.126	13.944.756	1.147.269
45	Juruá	ST6L-813	24,6	2.311.825	10.441.849	859.076
46	Lábrea	Taurus 60	30,3	18.768.887	68.826.135	5.662.494
47	Manacapuru	RLM1600	35,1	51.016.891	161.496.964	13.286.748
48	Manicoré	Centaur 50S	29,2	14.638.948	55.703.760	4.582.884
49	Maués	Taurus 60	30,3	18.800.234	68.941.084	5.671.951
50	Nhamundá	Hurricane	24,5	6.073.439	27.543.943	2.266.107
51	Nova Olinda	PGT2	25	7.248.944	32.217.528	2.650.614
52	Novo Aripuanã	KG2-3C	15,8	4.780.385	33.617.332	2.765.780
53	Santo Antônio do Içá	Makila TI	27,1	3.816.471	15.647.687	1.287.373
54	São Paulo de Olivença	Hurricane	24,5	5.564.054	25.233.806	2.076.047
55	Silves	Makila TI	27,1	3.424.636	14.041.149	1.155.199
56	Tabatinga	Centaur 40	27,9	12.609.244	50.216.025	4.131.395
57	Tapauá	KG2-3C	15,8	5.191.811	36.510.627	3.003.818

58	Tefé	Centaur 50S	29,2	16.296.409	62.010.690	5.101.770
59	Urucará	KG2-3C	15,8	5.250.586	36.923.954	3.037.824
60	Urucurituba	Hurricane	24,5	5.963.726	27.046.375	2.225.171
61	Mazagão/Santana	V84.2	34	387.916.452	1.267.700.824	104.296.832
			Consumo total anual de gás natural (Nm ³)			310.821.554
			Consumo total diário de gás natural (Nm ³)			851.565

Considerou-se que os sistemas operarão 24 horas/dia, 365 dias/semana, com um fator de capacidade 0,7.

O fator de carga médio dos municípios isolados do Pará é de 63%. Assumiu-se, aqui, este mesmo valor para todos os mercados isolados da Amazônia.

Apêndice E

Nome	Rio	UF	Estágio	Empresa fonte	Proprietário	Potência (MW)	Área Máxima (km ²)	Rel. área/pot. (km ² /MW)
SANTA ISABEL	ARAGUAIA	TO/PA	Projeto básico	ELETRONORTE		2.200,00	2944	1,3381818
ESTREITO	TOCANTINS	TO/MA	Inventário	ELETRONORTE		1.200,00	710	0,5916667
MANUEL ALVES GRANDE	MANUEL ALVES GRANDE	TO/MA	Inventário	ELETRONORTE		130,00	440	3,3846154
SERRA QUEBRADA	TOCANTINS	TO/MA	Viabilidade	ELETRONORTE		1.328,00	420	0,3162651
BALSAS I	BALSAS	TO	Inventário	ELETRONORTE		95,00	188	1,9789474
CORUJÃO	LONTRA	TO	Operação	ELETRONORTE	CELTINS	0,74	2,6	3,5135135
DIACAL	PALMEIRAS	TO	Operação	ELETRONORTE	CELTINS	1,04		0
IPUEIRAS	TOCANTINS	TO	Inventário	ELETRONORTE		600,00	1008	1,68
ISAMU IKEDA	BALSAS	TO	Operação	ELETROBRÁS	CELTINS	26,80	10	0,3731343
LAJEADO	LAJEADO	TO	Operação	ELETRONORTE	CELTINS	1,84	0,11	0,0597826
LAJEADO MONTANTE	TOCANTINS	TO	Viabilidade	ELETROBRÁS		850,00	626	0,7364706
LAJES	LAJES	TO	Operação	ELETRONORTE	CELTINS	2,20	2,25	1,0227273
NATIVIDADE I	MANOEL ALVES NATIVIDADE	TO	Inventário	ELETRONORTE		69,00	500	7,2463768
NATIVIDADE 2	MANOEL ALVES NATIVIDADE	TO	Inventário	ELETRONORTE		65,00	119	1,8307692
NOVO I	NOVO	TO	Inventário	ELETRONORTE		91,00	38,3	0,4208791
PALMA	PALMA	TO	Inventário	FURNAS		79,10	196,51	2,4843236
PEIXE	TOCANTINS	TO	Inventário	FURNAS		1.106,00	940	0,8499096
PONTE ALTA DO BOM JESUS	RIBEIRÃO SÃO JOSÉ	TO	Operação	ELETRONORTE	CELTINS	0,28		0

SÃO DOMINGOS	PARANÁ	TO	Inventário	FURNAS		200,00	295,63	1,47815
SONO 1	SONO	TO	Inventário	ELETRONORTE		142,00	51	0,3591549
SONO 3B	SONO	TO	Inventário	ELETRONORTE		900,00	1942	2,1577778
TUPIRATINS	TOCANTINS	TO	Inventário	ELETRONORTE		1.000,00	545	0,545
ALTO JATAPU	JATAPU	RR	Construção	ELETRONORTE	CODESAIMA	10,00	15	1,5
BACURAU	COTINGO	RR	Inventário	ELETRONORTE		158,00	13,7	0,0867089
BEIEM QUERER/CARACARAÍ	BRANCO	RR	Inventário	ELETRONORTE		348,00	640	1,8390805
GAVIÃO	COTINGO	RR	Inventário	ELETRONORTE		57,00	86,8	1,522807
PAREDÃO	MUCAIM	RR	Viabilidade	ELETRONORTE		27,00	5,58	0,2066667
SANTO ANTÔNIO 1	COTINGO	RR	Viabilidade	ELETRONORTE		120,00	15,91	0,1325833
SANTO ANTÔNIO 1	COTINGO	RR	Viabilidade	ELETRONORTE		120,00	36,81	0,30675
SANTO ANTÔNIO 2	COTINGO	RR	Viabilidade	ELETRONORTE		84,00	58,2	0,6928571
TIPORÊ	COTINGO	RR	Inventário	ELETRONORTE		37,00	41,6	1,1243243
ALTA FLORESTA	BRANCO	RO	Projeto básico	ELETRONORTE	ENCO	4,40	0,05	0,0113636
APERTADINHO	COMEMORAÇÃO	RO	Inventário	ELETROBRAS		30,00	5,4	0,18
CABIPI	CABIPI	RO	Construção	ELETRONORTE	CASSOL IND.	3,00		0
CACHIMBO	BRANCO	RO	Projeto básico	ELETRONORTE	ENCO	5,00	0,05	0,01
CACHOEIRA	ÁVILA	RO	Projeto básico	ELETROBRAS	ELETROGOES	10,52		0
CASTAMAN	ENGANADO	RO	Operação	ELETRONORTE	A.CASTAMAN	1,50		0
CORÇÃO 289,20	COMEMORAÇÃO	RO	Inventário	ELETROBRAS		15,00	29,2	1,9466667
ELETROSSOL	COLORADO	RO	Operação	ELETRONORTE	CASSOL IND.	1,04	0,6	0,5769231
FOZ. DO ÁVILA	COMEMORAÇÃO	RO	Inventário	ELETROBRAS		10,00	26,1	2,61
JIPARANÁ	JIPARANÁ	RO	Viabilidade	ELETRONORTE		512,00	957	1,8691406
MADEIREIRA URUPA	PRETO	RO	Operação	ELETRONORTE	GRUPO ZORZI	0,25		0
MINERAÇÃO ORIENTE NOVO	PACIÊNCIA	RO	Operação	ELETRONORTE	BRUMADINHO	0,05		0
MONTI CRISTO	JAMARI	RO	Inventário	ELETRONORTE		58,40	243	4,1609589
RIO VERMELHO	VERMELHO	RO	Operação	ELETRONORTE	CERON	2,34		0
RONDON 1	COMEMORAÇÃO	RO	Inventário	ELETROBRAS		12,00	7,06	0,5883333
RONDON 2	COMEMORAÇÃO	RO	Inventário	ELETROBRAS		51,00	23,08	0,452549
SAMUEL	JAMARI	RO	Operação	ELETRONORTE	ELETRONORTE	216,00	560,08	2,592963
TABAJARA	JIPARANÁ	RO	Inventário	ELETRONORTE		725,00	674	0,9296552
ALTAMIRA	XINGU	PA	Viabilidade	ELETRONORTE		6.588,00	6140	0,9319976
ANANAI	CACHORRO	PA	Inventário	ELETRONORTE		208,10	84,1	0,4041326

APARAI	MAICURU	PA	Projeto básico	ELETRONORTE	CELPA	35,00	42,12	1,2034286
ARMAZÉM	EREPECURU	PA	Inventário	ELETRONORTE		590,00	1076	1,8237288
BELO MONTE	XINGU	PA	Viabilidade	ELETRONORTE		11.000,00	1225	0,1113636
CACHOEIRA PORTEIRA 1	TROMBETAS	PA	Projeto básico	ELETRONORTE		700,00	911,99	1,3028429
CACHOEIRA PORTEIRA 2	TROMBETAS	PA	Viabilidade	ELETRONORTE	ELETRONORTE	350,00	1094,07	3,1259143
CARAIPANÁ	EREPECURU	PA	Inventário	ELETRONORTE		920,00	82,8	0,09
CARONA	MAPUERA	PA	Inventário	ELETRONORTE		254,50	974	3,827112
CURUA-UNA	CURUA-UNA	PA	Operação	CELPA	CELPA	30,00	78	2,6
CURUA-UNA	CURUA-UNA	PA	Inventário	CELPA	CELPA	10,00	78	7,8
CURUA-UNA	CURUA-UNA	PA	Viabilidade	ELETRONORTE	CELPA	40,00	160	4
FOZ DO ARU	XINGU	PA	Inventário	ELETRONORTE		1.900,00	3270	1,7210526
IPIXUNA	XINGU	PA	Inventário	ELETRONORTE		770,00	4060	5,2727273
IRIRI	IRIRI	PA	Inventário	ELETRONORTE		135,00	1030	7,6296296
ITACAIUNAS 1	ITACAIUNAS	PA	Inventário	ELETRONORTE		182,60	910	4,9835706
ITACAIUNAS 2	ITACAIUNAS	PA	Inventário	ELETRONORTE	CELPA	8,20		0
ITAPACURÁ 1	ITAPACURÁ	PA	Inventário	ELETRONORTE	CELPA	6,70		0
ITAPACURÁ 2	ITAPACURÁ	PA	Inventário	ELETRONORTE		620,00	1900	3,0645161
JARINA	XINGU	PA	Inventário	ELETRONORTE		1.490,00	1770	1,1879195
KOKRAIMORO	XINGU	PA	Inventário	ELETRONORTE		83,00	72,3	0,8710843
MANIVA	TROMBETAS	PA	Inventário	ELETRONORTE		163,00	50,8	0,3116564
MANOEL JOSÉ	TROMBETAS	PA	Inventário	ELETRONORTE		2.070,00	1689	0,815942
MARABÁ	TOCANTINS	PA	Inventário	ELETRONORTE		748,00	27,3	0,0364973
MEL	EREPECURU	PA	Inventário	ELETRONORTE		16,00	52	3,25
MOJU	MOJU	PA	Inventário	ELETRONORTE	CELPA	625,00	366	0,5856
PACIÊNCIA	EREPECURU	PA	Inventário	ELETRONORTE		98,00	224	2,2857143
PONTA DA ILHA	TROMBETAS	PA	Inventário	ELETRONORTE		271,70	543	1,9985278
TAIA	TROMBETAS	PA	Inventário	ELETRONORTE		168,00	64,7	0,385119
TREZE QUEDAS	TROMBETAS	PA	Inventário	ELETRONORTE	ELETRONORTE	4.200,00	2430	0,5785714
TUCURUI 1	TOCANTINS	PA	Operação	ELETRONORTE	ELETRONORTE	7.965,00	2430	0,3050847
TUCURUI ½	TOCANTINS	PA	Operação	ELETRONORTE	ELETRONORTE	4.125,00	2430	0,5890909
TUCURUI 2	TOCANTINS	PA	Projeto básico	ELETRONORTE	ELETRONORTE	40,00		0
TUCURUI PILOTO	TOCANTINS	PA	Operação	ELETRONORTE		55,00	58,5	1,0636364
TURUNA	TURUNA	PA	Inventário	ELETRONORTE		1,20	0,03	0,025
ÁGUA SUJA	ÁGUA SUJA	MT	Operação	CEMAT	CEMAT			

ALTO GARCAS	ONÇA	MT	Operação	CEMAT	CEMAT	0,28	0,02	0,0714286
APIACÁS	APIACÁS	MT	Construção	CEMAT		19,20	2,9	0,1510417
ARIPUANÁ	ARIPUANÁ	MT	Operação	CEMAT	CEMAT	0,85		0
BARUTO	DO SANGUE	MT	Projeto básico	CEMAT	GLOBAL	9,45	1,05	0,1111111
BRAÇO NORTE II	BRAÇO NORTE	MT	Operação	CEMAT	ELETRAM S/A	9,20	7,05	0,7663043
CAIABIS	DOS PEIXES	MT	Projeto básico	CEMAT		30,00	3	0,1
CÂNDIDO RONDON	CASCA	MT	Desativado	CEMAT	CEMAT	0,99	0,04	0,040404
CASCA 3	CASCA	MT	Operação	CEMAT	CEMAT	12,00	0,35	0,0291667
COMODORO	PRATA	MT	Operação	CEMAT	HIDRECOM	1,50		0
CULUENE	CULUENE	MT	Operação	CEMAT	CEMAT	1,92	0,39	0,203125
DOZE DE OUTUBRO	DOZE DE OUTUBRO	MT	Projeto básico	ELETRONORTE	ELETROGOES	12,00	0,04	0,0033333
FERNANDO C.COSTA	CASCA	MT	Operação	CEMAT	CEMAT	3,52		0
FOZ DO NODORE	MORTES	MT	Projeto básico	CEMAT	CEMAT	129,00	88,4	0,6852713
GUAPORÉ	GUAPORÉ	MT	Projeto básico	ELETROBRÁS	SANTA ELINA	20,00	0,59	0,0295
ITIQUEIRA I e II	ITIQUEIRA	MT	Projeto básico	ELETROBRÁS	GRUPO TRIUNFO	156,00	4,17	0,0267308
JACIARA	TENENTE AMARAL	MT	Operação	CEMAT		4,30		0
JAURU	JAURU	MT	Projeto básico	CEMAT	CEMAT	60,80	2,79	0,0458882
JKO (BRAÇO NORTE)	BRAÇO NORTE	MT	Operação	CEMAT	CEMAT	4,82	0,2	0,0414938
JOSÉ FRAGELLI	POXORÉU	MT	Operação	CEMAT	CEMAT	0,76	0,18	0,2368421
JUBA I	JUBA	MT	Construção	CEMAT	ITACEL	42,00	0,87	0,0207143
JUBA II	JUBA	MT	Construção	CEMAT	ITACEL	42,00	2,62	0,062381
JUBA III	JUBA	MT	Projeto básico	ELETROBRÁS		19,20	37	1,9270833
JUBA IV	JUBA	MT	Projeto básico	ELETROBRÁS		7,10	1,1	0,1549296
JUBINHA I	JUBINHA	MT	Projeto básico	ELETROBRÁS		10,40	44	4,2307692
JUBINHA II	JUBINHA	MT	Projeto básico	ELETROBRÁS		15,60	3,5	0,224359
JUBINHA III	JUBINHA	MT	Projeto básico	ELETROBRÁS		4,00	0,08	0,02
JUÍNA	ARIPUANÁ	MT	Operação	CEMAT	CEMAT	1,97		0
MAGESSI	TELES PIRES	MT	Projeto básico	CEMAT	CEMAT	8,40	9	1,0714286
MANSO	MANSO	MT	Construção	ELETRONORTE	ELETRONORTE	210,00	387	1,8428571
PEDRO PEDROSSIAN	PARAGUAI	MT	Operação	CEMAT	CEMAT	1,68		0
PONTE DE PEDRA	SUCURUÍNA	MT	Projeto básico	CEMAT	ELMA LTDA	25,00	0,2	0,008
PRIMAVERA	MORTES	MT	Operação	CEMAT	CEMAT	8,10	2,91	0,3592593
SALTO BELO	NODORE	MT	Construção	CEMAT	ENERCOOP	4,00	0,7	0,175

TORIXORÉU	SÃO DOMINGOS	MT	Operação	CEMAT	CEMAT	2,00	0,53	0,265
SANTO ANTONIO DO JARI	JARI	AP/PA	Projeto básico	ELETRONORTE	CIA DO JARI	100,00		0
COARACY NUNES 1	ARAGUARI	AP	Operação	ELETRONORTE	ELETRONORTE	40,00	23,3	0,5825
COARACY NUNES 2	ARAGUARI	AP	Projeto básico	ELETRONORTE	ELETRONORTE	27,00	23,3	0,862963
COARACY NUNES DPEG	ARAGUARI	AP	Projeto básico	ELETROBRAS	ELETRONORTE	67,00	23,3	0,3477612
CORONEL ARLINDO E. CORREIA	AMAPÁ GRANDE	AP	Viabilidade	ELETRONORTE		4,00		0
ROQUE DE SOUZA PENNAFORT	CRICOU	AP	Viabilidade	ELETRONORTE		6,00		0
SENADOR MANOEL VALENTE	IRATAPURU	AP	Viabilidade	ELETRONORTE		60,00	150	2,5
ELEXA								
APUI	JUMA	AM	Projeto básico	ELETRONORTE	CEAM	1,60	9,12	5,7
BALBINA	UATUMÁ	AM	Operação	ELETRONORTE	ELETRONORTE	250,00	2359,53	9,43812
FUMAÇA	PTINGA	AM	Inventário	ELETRONORTE		107,00	204	1,9065421
IAUARETE	PAPURI	AM	Projeto básico	ELETRONORTE	CEAM	0,60		0
KATUEMA	JATAPU	AM	Inventário	ELETRONORTE		346,00	1524	4,4046243
ONÇA	JATAPU	AM	Inventário	ELETRONORTE		306,00	220	0,7189542
PTINGA	PTINGA	AM	Operação	ELETRONORTE	MIN.TABOCA	10,00	18,7	1,87
SÃO GABRIEL DA CACHOEIRA	MIUA	AM	Projeto básico	ELETROBRAS		6,08	26	4,2798354

Apêndice F

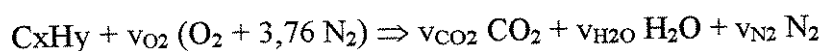
1. Procedimento de determinação de ar estequiométrico na combustão de hidrocarboneto

Composição do ar :

Elemento	Porcentagem (%)	Peso molecular
O ₂	21	32
N ₂	79	28,16

Obs : A parcela de Argônio contido no ar está inserido no elemento Nitrogênio.

1.1. Equação geral de combustão de hidrocarboneto :



$$C : v_{CO_2} = X$$

$$H : 2 v_{H_2O} = Y$$

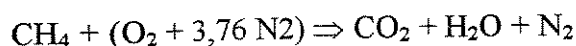
$$N_2 : v_{N_2} = 3,76 v_{O_2}$$

$$O_2 : v_{O_2} = v_{CO_2} + v_{H_2O} / 2 = X + Y/4$$

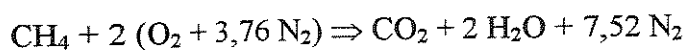
Relação ar combustível (ar estequiométrico) :

$$AC_{est} = 4,76 v_{O_2} = 4,76 (X + Y/4)$$

1.2. Combustão do metano (Combustível das turbinas a gás):



Tem-se no balanceamento :



$$C : v_{CO_2} = X = 1$$

$$H : 2 v_{H_2O} = Y = 4$$

$$N_2 : v_{N_2} = 3,76 v_{O_2} = 7,52$$

$$O_2 : v_{O_2} = v_{CO_2} + v_{H_2O} / 2 = X + Y/4 = 2$$

Logo, o número de kmol de ar por kmol de combustível é :

$$AC_{est} = 4,76 (1 + 4/4) = 9,52$$

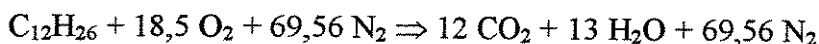
1.3. Combustão do $C_{12}H_{26}$ (representação do óleo diesel):

Com o intuito de facilitar os cálculos de combustão do óleo Diesel, considera-se que este seja representado pelo duodecano.

Assim, tem-se :



Tem-se no balanceamento :



$$C : v_{CO_2} = X = 12$$

$$H : 2 v_{H_2O} = Y = 26$$

$$O_2 : v_{O_2} = v_{CO_2} + v_{H_2O} / 2 = X + Y/4 = 18,5$$

$$N_2 : v_{N_2} = 3,76 v_{O_2} = 69,56$$

Logo, o número de kmol de ar por kmol de combustível é :

$$AC_{est} = 4,76 v_{O_2} = 4,76 (X + Y/4)$$

$$AC_{est} = 4,76 (18,5)$$

$$AC_{est} = 88,06$$

2. Determinação dos produtos de combustão proveniente de turbina a gás

2.1. Características da turbina a gás

Modelo : Mars 100

Eficiência : 32,5 %

Fluxo de massa na turbina : 104.934,01 kg/h

Consumo de combustível (considerando poder calorífico 47439,486 BTU/kg e sabendo que 1 kWh = 3413 BTU).

Fluxo de combustível = 1.579,92 kg_{CH₄}/h

Assim, o fluxo de ar é dado pela diferença da vazão de massa na turbina com o fluxo de combustível.

Fluxo_{ar} = 103.354,09 kg_{ar}/h

Relação ar combustível (real) :

$$AC_{\text{real}} = \text{Fluxo}_{\text{ar}} / \text{Consumo}_{\text{comb}}$$

$$AC_{\text{real massa}} = 103.354,09 / 1.579,92 = 65,42 \text{ (relação de fluxo de massas)}$$

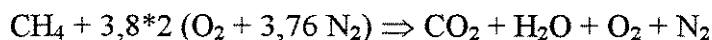
$$AC_{\text{real molar}} = AC_{\text{real massa}} (16,04)/(28,97) = 36,22$$

2.2. Determinação de excesso de ar na combustão :

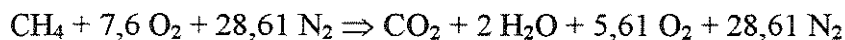
$$\text{Excesso de ar} = AC_{\text{real}} / AC_{\text{est}} (100)$$

$$\text{Excesso de ar} = 36,22/9,52 = 3,8$$

2.3. Análise da combustão com excesso de ar :



No balanço tem-se :



Determinação da percentagem mássica dos produtos :

Elemento	Peso molecular	Kmol	Massa total	Percentagem mássica (%)
CO ₂	44,01	1	44,01	$44,01/1065,21 = 4,13$
H ₂ O	18,015	2	36,03	$36,03/1065,21 = 3,38$
O ₂	32	5,61	174,49	$174,49/1065,21 = 16,85$
N ₂	28,16	28,61	805,67	$805,67/1065,21 = 75,63$
			Total = 1065,21	

Determinação da massa dos componentes no produto de combustão

Fluxo de massa na turbina = 104.934,01 kg/h

Elemento	Percentagem mássica (%)	kg/h
CO ₂	4,3	4.335,42
H ₂ O	3,38	3.549,31
O ₂	16,85	17.682,08
N ₂	75,63	79.367,21

Seguindo o procedimento de cálculo para determinação de emissões em turbinas a gás, levantou-se o potencial de emissão do parque termelétrico dos sistemas isolados, os quais podem receber o GNL. Na Tabela 1 é listado as térmicas e o nível de emissão total.

Tabela 1 : Produtos de combustão das turbinas a gás

	Município	kgCH4/h	kgar/h	kgtotal/h	kgCO2/h	kgH2O/h	kgO2/h	kgN2/h
1	Cruzeiro do Sul	1.579	103.354	104.934	4.335	3.549	17.682	79.367
2	Afuá	525	37.195	37.721	1.442	1.181	6.534	28.563
3	Alenquer	729	50.251	50.981	2.001	1.638	8.752	38.589
4	Almeirim	423	36.383	36.806	1.160	950	6.755	27.939
5	Alveiro	47	2.696	2.743	129	106	436	2.070
6	Breves	835	50.831	51.666	2.291	1.875	8.464	39.034
7	Cachoeira do Arari	334	31.899	32.234	919	752	6.066	24.496
8	Chaves	113	6.470	6.584	311	255	1.048	4.968
9	Curralinhos	156	12.919	13.075	428	350	2.374	9.921
10	Faro	143	9.458	9.601	393	322	1.622	7.263
11	Grupá	525	37.195	37.721	1.442	1.181	6.534	28.563
12	Juruti	525	37.195	37.721	1.442	1.181	6.534	28.563
13	Monte Alegre	729	50.251	50.981	2.001	1.638	8.752	38.589
14	Muaná	379	31.855	32.234	1.041	852	5.878	24.461
15	Óbidos	766	50.214	50.981	2.104	1.722	8.593	38.560
16	Oriximiná	835	50.831	51.666	2.291	1.875	8.464	39.034
17	Portel	469	37.823	38.292	1.288	1.055	6.903	29.045
18	Porto da Moz	334	31.899	32.234	919	752	6.066	24.496
19	Praíha	156	12.919	13.075	428	350	2.374	9.921
20	São Sebastião da Boa Vista	155	12.827	12.982	425	348	2.358	9.850
21	Terra Santa	133	11.073	11.207	367	300	2.035	8.503
22	Senador José Porfírio	143	9.458	9.601	393	322	1.622	7.263
23	Airão	340	31.893	32.234	934	765	6.042	24.491
24	Anori	427	31.807	32.234	1.172	960	5.676	24.425
25	Autazes	487	46.378	46.865	1.338	1.095	8.817	35.614
26	Barcelos	153	12.688	12.842	421	344	2.332	9.743
27	Barreirinha	296	19.456	19.752	812	665	3.333	14.940
28	Benjamin Constant	782	50.198	50.981	2.147	1.758	8.527	38.548
29	Boca do Acre	455	37.837	38.292	1.250	1.024	6.962	29.055

30	Borba	318	20.915	21.233	873	715	3.583	16.061
31	Canumã	-	-	-	-	-	-	-
32	Canutama	382	31.851	32.234	1.050	859	5.864	24.459
33	Caracarái	-	-	-	-	-	-	-
34	Carauari	458	37.834	38.292	1.258	1.030	6.949	29.053
35	Careiro	172	14.272	14.445	473	387	2.623	10.960
36	Carvoeiro	-	-	-	-	-	-	-
37	Coarí	1.372	97.389	98.761	3.765	3.082	17.127	74.786
38	Codajás	627	47.267	47.894	1.722	1.409	8.465	36.297
39	Eirunepé	393	36.413	36.806	1.079	883	6.880	27.962
40	Fonte Boa	376	31.858	32.234	1.032	845	5.891	24.464
41	Humaitá	649	47.245	47.894	1.781	1.458	8.373	36.280
42	Ipixuna	165	13.688	13.853	454	371	2.516	10.511
43	Itacoatiara	2.578	168.539	171.117	7.074	5.791	28.826	129.424
44	Itapiranga	161	13.350	13.511	442	362	2.454	10.251
45	Juruá	120	9.480	9.601	331	271	1.718	7.280
46	Lábrea	796	53.041	53.838	2.186	1.789	9.130	40.731
47	Manacapuru	1.869	116.438	118.307	5.130	4.199	19.563	89.414
48	Manicoré	644	47.249	47.894	1.769	1.448	8.392	36.283
49	Maués	798	53.040	53.838	2.189	1.792	9.125	40.730
50	Nhamundá	318	20.942	21.261	874	716	3.587	16.081
51	Nova Olinda	372	26.603	26.976	1.023	837	4.685	20.429
52	Novo Aripuanã	389	31.845	32.234	1.067	874	5.837	24.454
53	Santo Antônio do Içá	181	14.980	15.161	497	406	2.753	11.503
54	São Paulo de Olivença	292	19.185	19.477	801	656	3.287	14.733
55	Silves	162	13.442	13.604	446	365	2.471	10.322
56	Tabatinga	581	46.284	46.865	1.595	1.305	8.422	35.542
57	Tapauá	422	31.811	32.234	1.159	949	5.696	24.428
58	Tefé	717	47.176	47.894	1.969	1.612	8.084	36.227
59	Urucará	427	31.807	32.234	1.172	960	5.676	24.425
60	Urucurituba	313	20.563	20.877	859	703	3.523	15.791
61	Mazagão/Santana	14.675	883.779	898.454	40.269	32.968	146.548	678.667

Total		43.729	2.973.567	3.017.296	119.996	98.238	515.613	2.283.448
	kg/h							
	kg/s	12	825	838	33	27	143	634

3. Determinação dos produtos de combustão provenientes de grupos geradores a óleo Diesel

3.1. Características dos grupos geradores de ciclo Diesel

Eficiência : 31 %

Poder calorífico = 10750 kcal/kg

Assume-se que os equipamentos possuem relação ar/combustível igual aproximadamente a

27.

$$AC_{\text{real}} = 27$$

$$AC_{\text{real molar}} = AC_{\text{real massa}} (170,32)/(28,97)$$

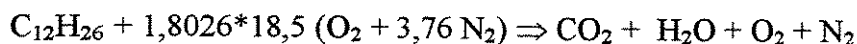
$$AC_{\text{real molar}} = 27 (170,32)/(28,97) = 158,74$$

3.2. Determinação de excesso de ar na combustão

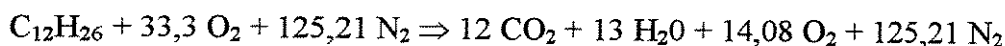
$$\text{Excesso de ar} = AC_{\text{real molar}} / AC_{\text{est}} (100)$$

$$\text{Excesso de ar} = 158,74/88,06 = 1,8026$$

3.3. Análise da combustão com excesso de ar



No balanço tem-se :



Determinação da percentagem mássica dos produtos :

Elemento	Peso molecular	Kmol	Massa total	Percentagem mássica (%)
CO ₂	44,01	12	528,12	528,12/4.739,04 = 11,14
H ₂ O	18,015	13	234,19	234,19/4.739,04 = 4,94
O ₂	32	14,08	450,81	450,81/4.739,04 = 9,51
N ₂	28,16	125,21	3.525,91	3.525,91/4.739,04 = 74,40
			4.739,04	

3.4. Determinação da massa dos componentes no produto de combustão

Considerando uma demanda de energia elétrica de 62.472.816 kWh/ano, um grupo gerador com eficiência de 31 % consome 1.839 kg/h de óleo diesel, sendo necessário 49.679 kg/h de ar para a combustão. Logo, o fluxo mássico total (combustível + ar) do produto de combustão é de 51.519 kg/h.

Elemento	Percentagem mássica (%)	kg/h
CO ₂	11,14	5.741
H ₂ O	4,49	2.546
O ₂	9,50	2.898
N ₂	74,40	38.333

Seguindo o procedimento de cálculo para determinação de emissões em grupos geradores, levantou-se o potencial de emissão do parque termelétrico dos sistemas isolados, que devem utilizar óleo diesel. Na Tabela 2 é listado as térmicas e o nível de emissão total.

Tabela 2 : Produtos de combustão dos grupos geradores

	Município	kgC ₁₂ H ₂₂ /h	kgar/h	kgtotal/h	kgco ₂ /h	kgH ₂ O/h	kgO ₂ /h	kgN ₂ /h
1	Cruzeiro do Sul	1.839	49.679	51.519	5.741	2.546	4.898	38.333
2	Afuá	305	8.240	8.546	952	422	812	6.358
3	Alenquer	763	20.602	21.365	2.381	1.055	2.031	15.896
4	Almeirim	407	11.010	11.418	1.272	564	1.085	8.495
5	Alveiro	36	975	1.011	112	49	96	752
6	Breves	915	24.722	25.638	2.857	1.267	2.437	19.076
7	Cachoeira do Arari	189	5.120	5.309	591	262	504	3.950
8	Chaves	86	2.340	2.427	270	119	230	1.806
9	Curralinhos	151	4.096	4.247	473	209	403	3.160
10	Faro	126	3.413	3.539	394	174	336	2.633
11	Gurupá	305	8.240	8.546	952	422	812	6.358
12	Juruti	305	8.240	8.546	952	422	812	6.358
13	Monte Alegre	763	20.602	21.365	2.381	1.055	2.031	15.896
14	Muaná	214	5.802	6.017	670	297	572	4.477
15	Obidos	802	21.665	22.467	2.503	1.110	2.136	16.717
16	Oriximiná	915	24.722	25.638	2.857	1.267	2.437	19.076
17	Portel	457	12.361	12.819	1.428	633	1.218	9.538
18	Porto da Moz	189	5.120	5.309	591	262	504	3.950
19	Praíha	151	4.096	4.247	473	209	403	3.160
20	São Sebastião da Boa Vista	150	4.066	4.217	470	208	400	3.138
21	Terra Santa	130	3.510	3.640	405	179	346	2.709
22	Senador José Porfírio	126	3.413	3.539	394	174	336	2.633
23	Airão	192	5.207	5.400	601	266	513	4.018
24	Anori	242	6.534	6.776	755	334	644	5.041
25	Autazes	487	13.165	13.653	1.521	674	1.298	10.159
26	Barcelos	149	4.022	4.171	464	206	396	3.104
27	Barreirinha	260	7.021	7.281	811	359	692	5.418
28	Benjamin Constant	818	22.109	22.927	2.555	1.133	2.179	17.059

29	Boca do Acre	444	11.995	12.439	1.386	614	1.182	9.255
30	Borba	279	7.548	7.828	872	386	744	5.824
31	Canumã	-	-	-	-	-	-	-
32	Canutama	216	5.851	6.068	676	299	576	4.515
33	Caracarái	-	-	-	-	-	-	-
34	Carauari	447	12.073	12.520	1.395	618	1.190	9.316
35	Careiro	167	4.525	4.692	522	231	446	3.491
36	Carvoeiro	-	-	-	-	-	-	-
37	Coarí	1.558	42.082	43.640	4.863	2.156	4.149	32.471
38	Codajás	656	17.730	18.386	2.049	908	1.748	13.680
39	Eirunepé	379	10.240	10.619	1.183	524	1.009	7.901
40	Fonte Boa	213	5.754	5.967	665	294	567	4.439
41	Humaitá	679	18.344	19.024	2.120	940	1.808	14.154
42	Ipixuna	160	4.339	4.500	501	222	427	3.348
43	Itacoatiara	3.279	88.553	91.833	10.234	4.538	8.731	68.328
44	Itapiranga	156	4.232	4.389	489	216	417	3.265
45	Juruá	106	2.877	2.983	332	147	283	2.219
46	Lábrea	865	23.357	24.222	2.699	1.197	2.303	18.022
47	Manacapuru	2.351	63.489	65.840	7.337	3.253	6.260	48.989
48	Manicoré	674	18.217	18.892	2.105	933	1.796	14.057
49	Maués	866	23.396	24.262	2.704	1.199	2.306	18.052
50	Nhamundá	279	7.558	7.838	873	387	745	5.832
51	Nova Olinda	334	9.021	9.355	1.042	462	889	6.960
52	Novo Aripuanã	220	5.949	6.169	687	304	586	4.590
53	Santo Antônio do Içá	175	4.749	4.925	548	243	468	3.664
54	São Paulo de Olivença	256	6.924	7.180	800	354	682	5.342
55	Silves	157	4.261	4.419	492	218	420	3.288
56	Tabatinga	581	15.691	16.273	1.813	804	1.547	12.108
57	Tapauá	239	6.461	6.700	746	331	637	4.985
58	Tefé	751	20.280	21.031	2.343	1.039	1.999	15.648
59	Urucará	242	6.534	6.776	755	334	644	5.041
60	Urucurituba	274	7.421	7.696	857	380	731	5.726

61	Mazagão/Santana	17.879	482.752	500.631	55.793	24.741	47.599	372.497
Total	kg/h	46.382	1.252.322	1.298.704	144.735	64.183	123.479	966.306
	kg/s	12	347	360	40	17	34	268