

GUIDO ANTONIO CARRERA ZAMALLOA

**UTILIZAÇÃO DO GÁS NATURAL DE CAMISEA (PERU) PARA A
VIABILIZAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS E DE GÁS NO
NORTE E CENTRO OESTE DO BRASIL**

**Dissertação apresentada ao Programa
Interunidades de Pós - Graduação em
Energia (EP/FEA/IEE/IF) da Universidade
de São Paulo para obtenção do título de
Mestre em Energia.**

Orientador : Prof. Dr. Otavio Mielnik

SÃO PAULO

NOVEMBRO 1998

DEDICATÓRIA

**Aos meus pais Guido e Rina, as
minhas irmãs Patricia e Melvin
pelo carinho e constante
motivação;**

**A Luz, minha esposa, pelo seu
amor, apoio e incentivo que recebi
durante a realização deste
trabalho e pelos momentos
inesquecíveis que passamos
neste belo país.**



AGRADECIMENTOS

Agradeço à “International Energy Initiative” pelo apoio financeiro; ao Professor Dr. Otavio Mielnik pela sua orientação, aos membros da comissão examinadora e a todos os professores e amigos do Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia da Universidade de São Paulo por compartilhar seus conhecimentos e amizade.

SUMARIO

Sumario

Lista de figuras

Lista de tabelas

Lista de abreviaturas

Resumo

“Abstract”

Introdução 16

Objetivo geral..... 20

Objetivos específicos..... 20

Alcance da dissertação..... 21

Metodologia..... 21

CAPITULO I

A situação energética Peruana e o potencial da jazida do gás de Camisea 24

1.1. Energia elétrica..... 25

1.2. Hidrocarbonetos..... 26

1.2.1. Petróleo cru..... 27

1.2.2. Gás natural..... 30

CAPITULO II

Gás natural na Região Centro Sul da América Latina (Argentina, Bolívia, Brasil) 48

2.1 Gás natural na Argentina..... 49

2.1.1 Restruturação e regulamentação dos sistemas de gás..... 51

2.1.2.	Reservas.....	53
2.1.3.	Produção de gás.....	54
2.1.4.	Preço do gás.....	56
2.1.5.	Importação e exportação do gás.....	57
2.1.6.	Projeção de exportações de gás natural.....	59
2.1.7.	Projeção de requerimentos totais de gás natural.....	61
2.1.8.	Projeto em Cuiabá.....	62
2.2.	Gás natural na Bolívia.....	63
2.2.1.	Marco legal e de regulamentação.....	63
2.2.2.	Reservas de gás natural na Bolívia.....	64
2.2.3.	Preço do gás da Bolívia.....	64
2.2.4.	Importação e exportação do gás.....	65
2.2.5.	Gasoduto Bolívia - Brasil.....	66
2.3.	Gás natural no Brasil.....	68
2.3.1.	Reservas provadas de gás natural no Brasil.....	68
2.3.2.	Reservas de gás natural na região amazônica.....	70

CAPITULO III

	<i>Avaliação do mercado de óleo combustível e óleo diesel para a substituição com gás natural nos estados do Acre, Rondônia, Amazonas e Mato Grosso.....</i>	75
3.1.	Descrição das áreas de influencia.....	76
3.1.1.	Estados do Acre e Rondônia	76
3.1.2.	Estado do Amazonas.....	78
3.1.3.	Estado do Mato Grosso.....	82
3.2.	Determinação do mercado potencial para o gás natural nos estados do Acre, Rondônia, Mato Grosso e Amazonas.....	85
3.2.1.	Metodologia.....	85
3.2.1.1.	Setor energia elétrica.....	85
3.2.1.2.	Setor industrial.....	89

3.2.2. Resultados.....	96
3.2.2.1. Projeção da demanda de energia e de gás natural - setor elétrico.....	96
3.2.2.2. Projeção do consumo de óleo diesel e óleo combustível.....	100
3.2.2.3. Requerimento de gás natural total dos setores energia elétrica e industrial.....	101

CAPITULO IV

Proposta para o transporte de gás natural seco da jazida de Camisea à Região Norte e Centro Oeste do Brasil.....

4.1. Metodologia e premissas.....	104
4.1.1. Seleção do percurso do gasoduto para as diferentes alternativas.....	104
4.1.2. Dimensionamento dos gasodutos.....	104
4.1.2.1 Fluxos de desenho.....	105
4.1.2.2 Pressão de desenho e estações de compressão.....	106
4.1.2.3 Parâmetros gerais de desenho.....	107
4.2. Resultados.....	107
4.2.1. Alternativa 1 : Camisea – Porto Velho.....	107
4.2.2. Alternativa 2 : Camisea – Porto Velho –Manaus.....	111
4.2.3 Alternativa 3 : Camisea – Porto Velho – Cáceres.....	112
4.2.4. Alternativa 4 : Camisea – Porto Velho, Porto Velho – Manaus e Porto Velho – Cáceres.....	114

CAPITULO V

Viabilidade econômica.....

5.1. Metodologia.....	119
5.1.1. Determinação do preço de transporte.....	119

5.1.2.	Determinação do preço dos combustíveis substitutos.....	129
5.1.3.	Determinação dos “net-back values” das exportações de gás natural ao Norte e Centro Oeste do Brasil	131
	Conclusões e Recomendações.....	138
	Anexo 1.1.....	143
-	Terminologia	
	Anexo 1.2.....	148
-	Capacidade Instalada do Sistema Inter conectado Centro Norte, Peru.	
-	Capacidade Instalada do Sistema Inter conectado Sul, Peru.	
-	Sistemas Inter conectados do Peru.	
	Anexo 1.3.....	151
-	Contratos vigentes para a exploração de hidrocarbonetos no Peru.	
-	Lotes de contratos de operações petrolíferas no Peru.	
	Referências bibliográficas.....	154
	Apêndice 1	
-	Projeções de demanda (MWh/h) e energia (MWh) dos últimos cinco ciclos de planejamento, Eletrobras, Brasil.	
	Apêndice.2	
-	Mapa Geométrico da Região, Brasil.	

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Evolução das reservas provadas de petróleo cru, Peru.....	27
Figura 1.2. Produção de petróleo cru, Peru.....	28
Figura 1.3. Balança comercial de combustíveis e produtos derivados de petróleo.....	29
Figura 1.4. Produção de gás natural, Peru.....	30
Figura 1.5. Projeto energético integrado de Aguaytia, Peru.....	32
Figura 1.6. Projeto Camisea, Peru.....	42
Figura 1.7. Oferta e demanda de energia elétrica, SICN Peru.....	45
Figura 1.8. Oferta e Demanda de energia elétrica, SISUR Peru.....	46
Figura 2.1. Gasodutos Argentinos.....	50
Figura 2.2. Sistema de transporte de gás natural na Argentina.....	52
Figura 2.3. Jazidas Argentinas em produção.....	55
Figura 2.4. Gasoduto a Cuiabá	62
Figura 2.5. Gasoduto Bolívia - Brasil.....	67
Figura 2.6. Reservas provadas de gás natural – Brasil.....	69
Figura 2.7. Produção de gás natural – Brasil.....	69
Figura 2.8. Poliduto Urucu – Solimões.....	71
Figura 2.9. Projeto Urucu.....	72
Figura 2.10. Projeto Urucu.....	73
Figura 3.1. Consumo de óleo diesel - Rondônia.....	91
Figura 3.2. Consumo de óleo diesel - Acre.....	91
Figura 3.3. Consumo de óleo diesel - Amazonas.....	91
Figura 3.4. Consumo de óleo diesel - Mato Grosso.....	91
Figura 3.5. Consumo de óleo combustível - Rondônia.....	93
Figura 3.6. Consumo de óleo combustível - Acre.....	93
Figura 3.7. Consumo de óleo combustível - Amazonas.....	93
Figura 3.8. Consumo de óleo combustível - Mato Grosso.....	93
Figura 3.9. Consumo de óleo diesel por tipo de consumidor em Acre, Rondônia, Amazonas e Mato Grosso.....	94

Figura 3.10 Consumo de óleo combustível por tipo de consumidor em Acre, Rondônia, Amazonas e Mato Grosso.....	95
Figura 4.1 Relação Demanda Média e Demanda Máxima.....	105
Figura 4.2. Percurso Gasoduto Camisea – Porto Velho.	108
Figura 4.3. Percurso Gasoduto Camisea – Fronteira Peru – Brasil..	109
Figura 4.4. Detalhe percurso Gasoduto Camisea – Fronteira Peru – Brasil.....	110
Figura 4.5. Percurso Gasoduto Camisea – Porto Velho – Manaus...	112
Figura 4.6. Percurso Gasoduto Camisea – Porto Velho – Cáceres..	114
Figura 4.7. Percurso Gasoduto Camisea – Porto Velho – Manaus e Porto Velho – Cuiabá.	116
Figura 5.1. Relação “Capital Próprio/empréstimo” assumida.....	121
Figura 5.2. Esquema de fluxo de caixa utilizado.....	122

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1. Importação e exportação de combustíveis e derivados de petróleo, Peru.	29
Tabela 1.2. Propriedades do gás combustível de Camisea.	33
Tabela 1.3. Composição do gás combustível de Camisea, Peru.	34
Tabela 1.4. Reservas do gás natural de Camisea – Classificação.	35
Tabela 1.5. Reservas provadas e prováveis do gás de Camisea.	36
Tabela 1.6. Prognóstico de produção com planta de refrigeração externa da jazida de Camisea.	39
Tabela 1.7. Prognóstico de produção com planta de turbo expansão da jazida de Camisea.	39
Tabela 1.9. Projeção de demanda de gás natural, combustível no mercado Peruano.....	43
Tabela 2.1. Reservas de gás natural Argentina por jazida.....	54
Tabela 2.2. Preço do gás natural Argentino, por jazida.....	57
Tabela 2.3. Autorizações de exportação de gás natural outorgadas.	58
Tabela 2.4. Autorizações de exportação de gás natural em tramite.....	59
Tabela 2.5. Projeção de exportações de gás natural Argentinas por jazida, caso A, altas exportações.	60
Tabela 2.6. Projeção de exportações de gás natural Argentinas por jazida, caso B, baixas exportações.....	60
Tabela 2.7. Projeção de requerimento de gás nat. Argentino, caso A.....	61
Tabela 2.8. Projeção de requerimento de gás nat. Argentino, caso B.....	61
Tabela 2.9. Reservas de gás natural Bolivianas.	64
Tabela 2.10. Preço do gás natural Boliviano para Brasil.....	65
Tabela 2.11. Previsão de fornecimento de gás natural Boliviano para Brasil.....	65
Tabela 3.1. Situação das principais Usinas Térmicas – CERON.....	77
Tabela 3.2. Atendimento de eletricidade – CERON.....	78
Tabela 3.3. Consumo de óleo diesel (m ³) – Estados de Acre, Rondônia, Amazonas e Mato Grosso.....	90

Tabela 3.4. Taxa de crescimento do consumo de óleo diesel Estados de Acre, Rondônia, Amazonas e Mato Grosso.....	92
Tabela 3.5. Consumo de óleo combustível (t) – Estados de Acre, Rondônia, Amazonas e Mato Grosso.....	92
Tabela 3.6. Tasa de crescimento do consumo de óleo combustível Estados de Acre, Rondônia, Amazonas e Mato Grosso.....	94
Tabela 3.7. Projeção da demanda de potência e consumo de gás natural - Sistema Acre.....	97
Tabela 3.8. Projeção da demanda de potência e consumo de gás natural - Sistema Rondônia.....	97
Tabela 3.9. Projeção da demanda de potência e consumo de gás natural - Sistema Amazonas.....	98
Tabela 3.10. Projeção da demanda de potência e consumo de gás natural - Sistema Mato Grosso.....	98
Tabela 3.11. Projeção da demanda de gás natural Setor Geração Elétrica.....	99
Tabela 3.12. Projeção da demanda de gás natural para o Setor Industrial, combustível a substituir : óleo diesel.....	100
Tabela 3.13. Projeção da demanda de gás natural para o Setor Industrial, combustível a substituir : óleo combustível.....	100
Tabela 3.14. Projeção da demanda de gás natural – Setor Industrial..	101
Tabela 3.15. Demanda total de gás natural, setor eletricidade e setor industrial.....	102
Tabela 5.1. Relação dívida/capital próprio e taxas de desconto.....	122
Tabela 5.2. Poder calorífico do gás natural seco de Camisea.....	123
Tabela 5.3. Tarifa de transporte para o gasoduto Camisea – Porto Velho.....	125
Tabela 5.4. Tarifa de transporte para o gasoduto Camisea – Porto Velho – Manaus.....	126
Tabela 5.5. Tarifa de transporte para o gasoduto Camisea – Porto Velho – Cáceres.....	127
Tabela 5.6. Tarifa de transporte para o gasoduto Camisea –	

Porto Velho – Manaus e Porto Velho - Cáceres.....	129
Tabela 5.7. Preço do óleo combustível e óleo diesel.....	129
Tabela 5.8. Massa específica e poder calorífico do óleo diesel e o óleo combustível.....	130
Tabela 5.9. Preço dos combustíveis substitutos referentes a suas equivalências calóricas.....	130
Tabela 5.10. “Net back value” para a alternativa 1. (Gasoduto Camisea – Porto Velho).....	133
Tabela 5.11. “Net back value” para a alternativa 2. (Gasoduto Camisea – Porto Velho - Manaus).....	134
Tabela 5.12. “Net back value” para a alternativa 3. (Gasoduto Camisea – Porto Velho - Cáceres).....	135
Tabela 5.13. “Net back value” para a alternativa 4. (Gasoduto Camisea – Porto Velho, Porto Velho – Manaus e Porto Velho - Cáceres).....	137

LISTA DE ABREVIATURAS

Btu	British thermal unit
U.H.	Usina Hidroelétrica
CH₄	Metano
U.T.	Usina Térmica
C₅+	Condensados
Cía	Companhia
CO₂	Bióxido de carbono
°F	Grados Fahrenheit
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GNL	Gás Natural Liquefeito
Km	Quilômetros
kV	Kilo voltios (10 ³ voltios)
LGN	Líquidos de gás natural
m³	Metros cúbicos
MMBbl	Milhões de barris
MP	Material Particulado
MPC	Mil pés cúbicos
MMPC	Um milhão de pés cúbicos
MW	Mega Watts (10 ⁶ watts)
NOx	Oxido de Nitrogênio
PC	Pés Cúbicos
SICN	Sistema Inter-conectado Centro Norte
SIS	Sistema Inter-conectado Sul
SO₂	Bióxido de enxofre

RESUMO

As reservas de gás Natural de Camisea constituem um potencial energético que devem influenciar as condições de desenvolvimento dos mercados de gás natural e de eletricidade na região sul da América do Sul (Argentina, Bolívia, Brasil, Chile e Peru). Como a realização destas reservas deverá exceder consideravelmente a demanda existente no Peru, a oferta de gás natural poderá ser orientada para mercados rentáveis na região. Pela sua distancia das reservas de Camisea e pelas características da sua recente evolução, entendemos que os mercados mais indicados estão localizados na Região Norte e Centro-Oeste do Brasil.

Desse modo, a presente dissertação analisa a viabilidade técnica e econômica de expansão da oferta de gás natural por meio de um gasoduto, que teria como mercado final os estados de Acre, Rondônia, Amazonas e Mato Grosso em Brasil, sendo o principal objetivo demonstrar a existência de uma alternativa viável. O gasoduto estaria composto por uma seção principal e dos ramais; o duto principal iria de Camisea (Peru) a Porto Velho (Brasil); o primeiro ramal ligaria Porto Velho a Manaus e o segundo ramal partiria de Porto Velho a cidade de Cáceres no Mato Grosso. Nesta cidade se conectaria com o gasoduto que fornecerá gás natural à usina termelétrica de Cuiabá e que, por sua vez, se conectará com o gasoduto Bolívia - Brasil.

Considerando o preço de US\$ 1,00 / MMBtu na jazida de Camisea e uma taxa de desconto de 13%, constata-se que, a integração energética entre Peru e Brasil mostra-se viável de um ponto de vista técnico e econômico mesmo considerando unicamente os mercados do setor elétrico e de grandes indústrias, (1) com demandas conservadoras (taxas de crescimento médio de 6% ao ano), (2) sem considerar a entrada de novas indústrias e (3) com uma capacidade ociosa média do gasoduto de até 39%.

ABSTRACT

The Camisea's natural gas reserves should play a major role in the natural gas and electricity market development in the southern region of Latin America (Argentina, Bolivia, Brazil, Chile and Peru). As the development of the Camisea gasfields will considerably exceed the existing demand in Peru, the supply of natural gas could be oriented to more profitable markets in the region. Given the short distance from the Camisea natural gas reserves and their recent evolution, the most suitable markets are located in the Northern and Central Western regions of Brazil.

This work assesses the technical and economic feasibility for the natural gas supply through a gasline from Camisea that would have its market in the States of Acre, Rondônia, Amazonas and Mato Grosso in Brazil. The main objective is to show the existence of a feasible option. The gasline would consist of a main line and two branches. The main line would go from Camisea (Peru) to Porto Velho (Brazil); the first branch would link Porto Velho to Manaus and the second branch would link Porto Velho and the city of Cáceres in Mato Grosso. In Cáceres, this branch would be connected to the gasline that will provide natural gas to the Cuiabá thermal power plant and, then, to the Bolivia – Brazil gasline.

Considering a price of natural gas in Camisea of US \$1,00/MMBtu and a discount rate of 13 percent, the energy link between Peru and Brazil would be feasible under a technical and economic perspective even when taking into account (1) the markets of the electric power sector and large industries with conservative demands (i.e., growth rates of 6 percente per year), (2) without considering revenues of new industries and (3) with an average idle capacity for the gasline up to 39%.

INTRODUÇÃO

A presente dissertação busca determinar a viabilidade técnica e econômica para a inter-conexão energética entre Peru e Brasil, usando a oferta do gás natural seco de Camisea (Peru) e o Mercado de Energia dos estados do Acre, Rondônia, Amazonas e Mato Grosso (Brasil). Para tanto propõe-se a construção de um gasoduto, o qual abasteceria os mercados do setor elétrico e industrial destes estados, substituindo o uso do óleo diesel e óleo combustível. O gasoduto seria composto por um duto principal e dois ramais. O duto principal, com um comprimento de 1.255 km e 30 polegadas de diâmetro, conectaria Camisea (Peru) a Porto Velho, passando pela cidade de Rio Branco; quanto aos ramais, o primeiro interligando Porto Velho a Manaus, teria um comprimento de 901 Km com 18 polegadas de diâmetro e o segundo ramal, partindo de Porto Velho com destino final a cidade de Cáceres, no Mato Grosso, teria um comprimento de 1.241 Km e 22 polegadas de diâmetro. Nesta cidade, conectaria-se com o gasoduto proveniente da jazida noroeste da Argentina que, por sua vez conectaria-se com o gasoduto da Bolívia - Brasil.

Para este estudo, foram selecionados os mercados do setor de eletricidade e do setor industrial dos estados do Acre, Rondônia, Amazonas e Mato Grosso. Esta escolha obedeceu aos seguintes critérios :

(1) a relativa proximidade a jazida de Camisea, que se encontra a 410 km da fronteira Brasil - Peru, a 1.255 km de Porto Velho, a 2.145 km de Manaus e 2.485 km. de Cáceres. Estas distâncias se referem ao trajeto que seguiria o gasoduto proposto. É importante esclarecer que já existem vias de acesso ao longo do percurso que este gasoduto desenvolve.

(2) os estados selecionados vêm mostrando um consumo de energia crescente com taxas médias maiores àquelas apresentadas pelo restante do território Brasileiro. No ciclo de planejamento 1996/1997 [ELETROBRAS, 1996], estão previstas as seguintes taxas, Amazonas 10,2%; Acre 11,4 %; Rondônia 13,6%; Mato Grosso 10,7%; Média Brasil 5.1%.

(3) os sistemas dos estados mencionados são isolados, com predominância da geração elétrica de origem térmica, o que torna necessário o consumo de significativas quantidades de óleo combustível e óleo diesel. Para tanto, o atual parque gerador destes estados apresenta uma potência instalada de 1.332 MW, dos quais 505 MW em energia hidráulica e 827 MW em energia térmica [SIESE, 1997], o que representa um gasto com combustíveis de cerca de US\$ 200 milhões por ano.

(4) estes estados apresentam demandas reprimidas por falta de investimentos no setor de eletricidade, o que poderia se modificar em um curto prazo tendo-se em vista que a geração de energia em usinas termelétricas com uso de gás natural como combustível vem-se constituindo como um grande atrativo para o setor privado, em decorrência dos seguintes fatores : os custos de capital são relativamente baixos quando comparados com os da hidreletricidade (o custo de investimentos de uma planta a gás natural é de aproximadamente US\$ 500/kW enquanto que o de uma usina hidrelétrica é de aproximadamente US\$ 1.200/kW); os projetos podem ser implementados rapidamente (2 a 3 anos para usinas térmicas a gás natural e 8 a 12 anos para usinas hidrelétricas),

além de permitirem a economia de investimentos nas obras de transmissão, já que no geral as instalações térmicas podem ser localizadas próximas a áreas onde a energia elétrica será usada.

(5) apresentam altos custos de geração de eletricidade, sendo o custo médio atual de produção de energia elétrica na região e superior a US\$ 100/MWh. Estes custos elevados de produção de energia freiam o progresso e o desenvolvimento destes estados. Mediante a implementação de usinas térmicas com gás natural como combustível o custo de geração estaria em torno de US\$ 30 a 40/MWh.

(6) evitar, no curto prazo, a construção de grandes usinas hidrelétricas, as quais produzem desmatamento de extensas áreas de alto valor ecológico.

(8) diminuir a contaminação do meio ambiente, já que a combustão de óleo combustível e de óleo diesel apresentam características poluentes. (*derrames*: ocorridos durante a produção, transporte, distribuição e *emissão de poluentes atmosféricos resultantes da combustão* : dióxido de enxofre (SO₂), óxidos de nitrogênio (NO_x), material particulado (MP) e dióxido de carbono (CO₂)). O gás natural é composto basicamente de metanos, tipicamente 90%, e de pequenas frações de hidrocarbonetos leves como o etano e propano, além de outros gases como o dióxido de carbono, nitrogênio e oxigênio. O teor de enxofre, expresso como sulfato de hidrogênio, H₂S, é praticamente desprezível, da ordem de 2 a 10 mg/m³ (0.0002 a 0.0010%), contra 1 a 5% contidos nos óleos combustíveis do tipo B e A, respectivamente. Estas vantagens ambientais foram evidenciadas pela comunidade internacional, por ser esse um dos energéticos menos poluentes tanto no âmbito local como global. A queima de gás apresenta emissões desprezíveis de óxidos de enxofre, material particulado, monóxido de carbono e hidrocarbonetos, os quais contribuem tanto com a formação de chuva ácida e "smog" foto químico, quanto pela emissão de dois terços do dióxido de carbono produzido pelos derivados de petróleo, o que é uma contribuição importante para a mitigação do efeito estufa. Na tabela seguinte são apresentados, a título comparativo, as emissões de poluentes em

caldeiras industriais, evidenciando os benefícios do gás natural em relação aos óleos combustíveis.

Emissões comparativas em caldeiras industriais (20 a 50 MW) em kg/tep :

	Gás Natural	Óleo combustível
SO ₂	0	100
NO _x	4	6
MP	0	1.7
CO ₂	2290	3113

Fonte : Gaz de France.

(9) permitir a substituição de óleos combustíveis por gás natural nos equipamentos atualmente instalados na indústria mediante a substituição de equipamentos de baixo custo;

(10) criar novos pólos de desenvolvimento e incentivar o crescimento da indústria, dado que o gás natural seco oferece uma ampla gama de possibilidades para satisfazer necessidades energéticas. As aplicações compreendem desde a simples geração de vapor até usos específicos onde se requer uma temperatura precisa para a manufatura e o tratamento de produtos de alta qualidade.

A jazida do Gás de Camisea é a fonte de energia primária mais abundante e econômica descoberta até hoje no Peru e o seu desenvolvimento permitirá reformular o balanço energético peruano assim como devido a seus excedentes, caso se viabilize a presente proposta, permitiria uma inter-conexão energética entre Peru e Brasil, criando novos eixos de desenvolvimento na Amazônia, região unificadora de ambos países e que historicamente tem apresentado problemas energéticos. Sendo assim, o presente trabalho apresenta uma alternativa para o desenvolvimento sustentável desta região.

Objetivo geral

A presente dissertação tem como objetivo determinar a viabilidade técnica e econômica para a inter-conexão energética entre Peru e Brasil, usando a oferta do gás natural seco de Camisea e o Mercado de energia elétrica e industrial dos estados do Acre, Rondônia, Amazonas e Mato Grosso. Para o qual propõe-se a construção de um gasoduto que forneça o gás natural necessário para cobrir a demanda existente nestes estados. Tomamos como hipótese que a demanda de gás natural no Peru já tenha sido coberta e, devido a grande quantidade de excedentes, busca-se coloca-los no mercado internacional.

Objetivos específicos

- Descrever a situação energética peruana.
- Caracterizar a oferta de energia do gás natural da jazida de Camisea no Peru.
- Descrever a oferta concorrente de gás natural no cone sul da América Latina (Argentina, Bolívia e Norte do Brasil).
- Determinar a demanda de óleo combustível e óleo diesel nos estados do Acre, Rondônia, Manaus e Mato Grosso no Brasil, e avaliar as quantidades a ser substituídas por gás natural na geração de energia elétrica e no setor industrial, tanto como mostrar os consumos históricos, as atuais necessidades e suas respectivas projeções.
- Propor as diversas alternativas para a construção do gasoduto : Camisea (Peru) – região Norte e Centro Oeste do Brasil.
- Determinar a viabilidade técnica e definir as características do gasoduto proposto. (determinação da trajetória e dimensionamento do gasoduto).
- Determinar o custo do transporte de gás natural para cada trecho do gasoduto.
- Determinar a viabilidade econômica do gasoduto.

Alcance da dissertação

O presente estudo não considera a viabilidade da exportação dos líquidos do gás natural (condensados), limitando-se a propor a comercialização do gás natural seco mediante a construção de um gasoduto entre a fonte e os mercados (Camisea / Acre / Rondônia / Amazonas / Mato Grosso). De outro lado o mercado estudado se limita ao uso como combustível para a geração de energia elétrica e ao uso como combustível industrial, não contemplando os mercados para o setor transportes, comercial, nem residencial.

Metodologia

Para conseguir os objetivos propostos seguiu-se a seguinte metodologia :

1. Descrição da situação energética peruana, com o objetivo de determinar o estado atual do setor petrolífero e de eletricidade e as possibilidades de exportação do gás natural da jazida de Camisea. A informação fonte foi o Ministério de Energia e Minas do Peru. (Capítulo I)

2. Caracterização da oferta de energia da jazida de Camisea no Peru com o objeto de determinar o potencial de oferta de gás natural. Para tanto foram levantados dados e informações técnico-econômicas nas seguintes instituições (Capítulo I) :
 - Ministério de Energia e Minas do Peru.
 - Perupetro S.A., Peru.
 - Consorcio Shell Prospecting and Development Peru.
 - Região Inca, Cusco - Peru.
 - Municipalidade da cidade do Cusco, Peru.

3. Descrição da oferta de gás natural de países do cone sul da América Latina (Argentina, Bolívia e Norte de Brasil), com o objeto de determinar a possível concorrência gás-gás no mercado brasileiro. Para isso foram obtidas informações técnico - econômicas nas seguintes instituições (Capítulo II) :
 - Ministério de Economia, Obras e Serviços Públicos de Argentina, Secretaria de Energia.
 - Vice Ministério de Energia e Hidrocarbonetos de Bolívia.
 - Ministério das Minas e Energia do Brasil.
 - PETROBRAS, Brasil.
 - Agência Nacional de Petróleo, Brasil.
4. Determinação da demanda de óleo combustível e óleo diesel nos estados do Acre, Rondônia, Manaus e Mato Grosso no Brasil, e avaliação das quantidades a serem substituídas por gás natural na geração de energia elétrica e no setor industrial. Para tanto, foram utilizadas informações históricas sobre o consumo de combustíveis fornecidas pela Agência Nacional de Petróleo, Brasil (Capítulo III).
5. Projeção da demanda de óleos combustíveis para o ano 2020, tanto para o setor Elétrico como para o setor Industrial. Utilizou-se, como referência, a Projeção da Oferta de Energia feita pelo Grupo de Trabalho para Estudos dos Sistemas Isolados (ELETRONORTE) e Projeção da Demanda feita pelo Comitê Técnico para Estudos de Mercado (ELETRONORTE) no período 1998 – 2006. Além disso, foram usadas ferramentas econométricas para a projeção no período 2007-2020 (Capítulo III).
6. Determinação da quantidade de gás necessária para substituir a demanda de óleo diesel e óleo combustível no período de 1998 a 2020 (Capítulo III).
7. Proposta de construção de um gasoduto entre Camisea (Peru) e a região Norte e Centro Oeste do Brasil, assim como suas respectivas variantes ou

alternativas para substituir o consumo de óleo diesel e óleo combustível do setor de eletricidade e industrial, no período 2000 – 2020 (Capítulo IV).

8. Determinação das características técnicas do gasoduto proposto, para o qual se selecionou a trajetória e se dimensionou o gasoduto (Capítulo IV).
9. Determinação da viabilidade econômica do projeto nas diferentes configurações planejadas mediante o uso de ferramentas de Matemática Financeira (Capítulo V).

CAPÍTULO I

A SITUAÇÃO ENERGÉTICA PERUANA E O POTENCIAL DA JAZIDA DO GÁS DE CAMISEA

O presente capítulo tem por objetivo descrever a situação energética peruana nos setores de hidrocarbonetos e eletricidade. Mostram-se as reservas provadas e a produção, tanto para o petróleo cru como para o gás natural, assim como se descrevem os sistemas elétricos existentes indicando a capacidade instalada e a geração de energia elétrica. Faz-se especial ênfase na descrição da jazida de gás de Camisea, detalhando aspectos técnicos e produtivos. Esta informação nos permitirá determinar o potencial energético da referida jazida, a demanda de gás no mercado peruano e a capacidade de exportação, sendo, este último o dato inicial para a viabilidade do gasoduto Peru (Camisea) – Brasil (região norte e centro oeste), objeto do presente estudo.

1.1. Energia elétrica

A energia elétrica no Peru é fornecida por um conjunto de usinas hidráulicas e térmicas com uma potência instalada de 4270 MW verificada ao término do ano 1996. No que respeita à forma de geração, tem-se que 79% da energia tem sido produzida por hidroelétricas, enquanto que 21% corresponde a geração térmica. Além disso, 81% da energia gerada provem das empresas de serviço de eletricidade e 19% de auto produtores.

Este fornecimento de energia esta organizado em dois grandes sistemas : 1) O Sistema Inter-conectado Centro Norte (SICN) (Mantaro-Nazca-Talara), e 2) O Sistema Inter-conectado Sul (SIS) (Cusco-Puno-Arequipa-Tacna). Existe um terceiro grupo de geradores, os isolados, que estão espalhados em diversas partes do território nacional (Loreto e Madre de Deus, principalmente)(ver Anexo 1.2). O SICN é o maior dos sistemas inter conectados e serve a mais do 35% da população do país. A demanda pela energia produzida por suas usinas, aumentou a uma taxa anual média de 5% durante o período compreendido entre 1990 e 1995. O âmbito de influência do SICN compreende o litoral desde Marcona – Ica (sul) até Piura (norte), e também a zona central, desde Ayacucho (sul) até Tingo María (norte). Este sistema é composto por 18 unidades de geração principais, sendo que a capacidade instalada totaliza 2935,9 MW. Por outro lado, o Sistema Interconectado Sul (SISUR) serve a 15 % da população do país e tem uma capacidade instalada de 650,6 MW, contando com 15 unidades de geração principais, com uma capacidade conjunta de 423 MW.

No primeiro semestre de 1997, este complexo de geração (SICN + SISUR) proporcionou ao país uma média de 1.401 GWh por mês, correspondendo 75% desta produção ao SICN, 15% ao SIS e 10% aos sistemas isolados. Como se pode apreciar, o SICN possui um papel determinante na geração e transmissão de energia elétrica no Peru, respondendo por 75% do total

nacional entregue no primeiro semestre do 1997, 89% da produção do SICN foi de geração hidráulica e 11% de geração térmica.

Não obstante que 21% da energia produzida em nível nacional corresponda a geração térmica, nominalmente, a potência instalada de 4270 MW está constituída por 66% de hidroelétricas e 34 % de geradores térmicos. Disto pode se inferir que, no primeiro semestre de 1997, contou-se com potência instalada de reserva, o que não acontecia nos anos de 1992-1993.

Como resultado do processo de privatização, que vem sendo levado a cabo no setor elétrico peruano, as usinas do SICN estão agrupadas em cinco empresas; quatro, sob a administração do setor privado (Edegel, Etevensa, Cahua e Egenor) e uma, controlada pelo estado (Electroperú – Usina Hidroelétrica do Mantaro). As primeiras concentram 63% da capacidade de geração do SICN, enquanto que Electroperú é responsável pelos 37% restantes.

1.2. Hidrocarbonetos

No Peru, até o ano 1990, foram exploradas somente três das 18 jazidas petrolíferas identificadas no território : a jazida do Marañon, situada na selva norte, a jazida do Ucayali, situada na “selva” central e a jazida do Talara, situada na costa norte. A contínua diminuição das reservas nestes campos e a deterioração da balança comercial, devido às crescentes importações de hidrocarbonetos, levaram o governo a tomar medidas para atrair investidores que poderiam desenvolver o potencial hidrocarburífero do país. Entre as ações principais tomadas no ano de 1990 pelo governo peruano estão : (1) a promulgação da nova lei de hidrocarbonetos, que liberalizou o processo de produção de hidrocarbonetos em todas suas fases, incluída a comercialização; (2) a eliminação das funções normativas da empresa petrolífera estatal

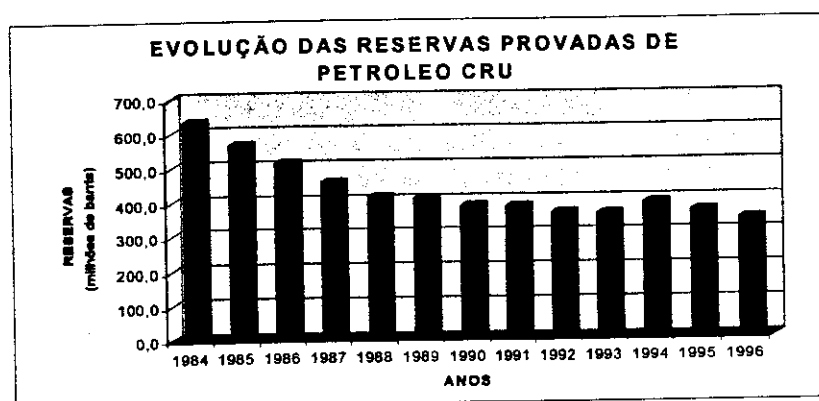
Petroperú¹; e (3) a criação da Perupetro como único organismo encarregado de negociar, celebrar e supervisionar os contratos para a exploração de hidrocarbonetos. Como primeiros resultados destas ações, entre dezembro de 1991 e novembro de 1996, foram assinados 30 contratos (ver anexo 1.3) para a realização de trabalhos de exploração em seis jazidas petroleiras, os quais compreendem compromissos de investimentos de cerca de US\$ 4 bilhões [Perupetro, 1997]. Assim mesmo, foram transferidas ao setor privado três “unidades de negócio” da petroleira estatal Petroperú. (A refinaria Pampilla, situada no departamento de Lima, e os Lotes Petroleiros X e 8/8X, situados na costa norte e “selva” norte, respectivamente).

1.2.1. Petróleo Cru

A. Reservas provadas de petróleo cru

As reservas provadas de petróleo cru no Peru em dezembro 1996, foram de 340,3 milhões de barris. Desde 1981, ano em que as reservas alcançaram o ponto máximo (835,3 milhões de barris), estas vêm diminuindo ano a ano (ver Figura 1.1), como resultado da falta de descobertas significativas. Quanto a localização destas reservas, 60,2% estão localizadas no Oriente peruano, 20,0% na Costa Norte e 19,8% na base continental.

Figura 1.1



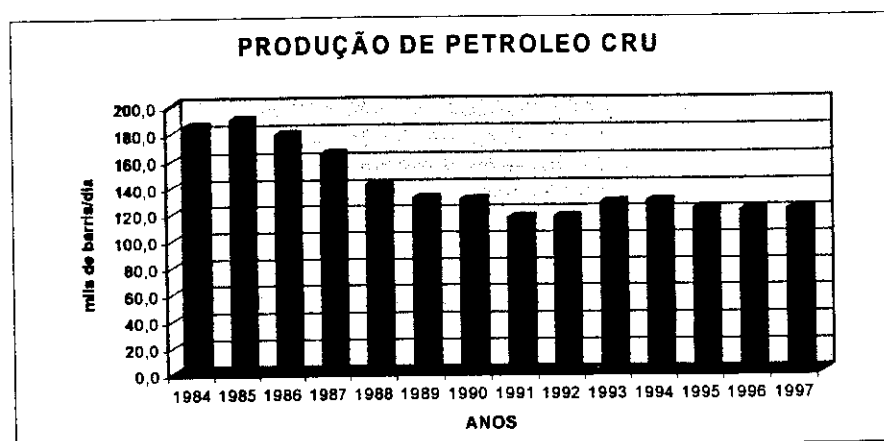
Fonte : Ministério de Energia e Minas (MEM) - PERU

¹ PERUPETRO S.A., Empresa Estatal de direito privado do Setor Energia e Minas, criada por Lei

B. Produção de Petróleo Cru

A produção mostra o mesmo perfil descendente, de 188,5 mil bbl/dia em 1985 a somente 120 mil bbl/dia em 1997 (ver Figura 1.2).

Figura 1.2



Fonte : Ministério de Energia e Minas (MEM) - PERU

C. Comércio Internacional de petróleo cru

O volume exportado de petróleo cru pelo Peru em 1995, totalizou 10 milhões de barris e 8 milhões de barris de derivados de petróleo (Os derivados de petróleo exportados são : gasolina motor, nafta, residual, diesel 2, produtos químicos, querosene doméstico, bases lubrificantes, asfalto sólido, cru reduzido e turbo jet) (Tabela 1.1 e Figura 1.3)

De outro lado o volume das importações, em 1994 foi de 17 milhões de barris de petróleo cru e de 12 milhões de barris de derivados de petróleo (os derivados importados de petróleo são : GLP, gasolina motor, gasolina aviação, diesel, querosene, turbo, bases lubrificantes, produtos químicos - solventes, material de corte e nafta craqueada), (Tabela 1.1 e Figura 1.3)

Tabela 1.1.

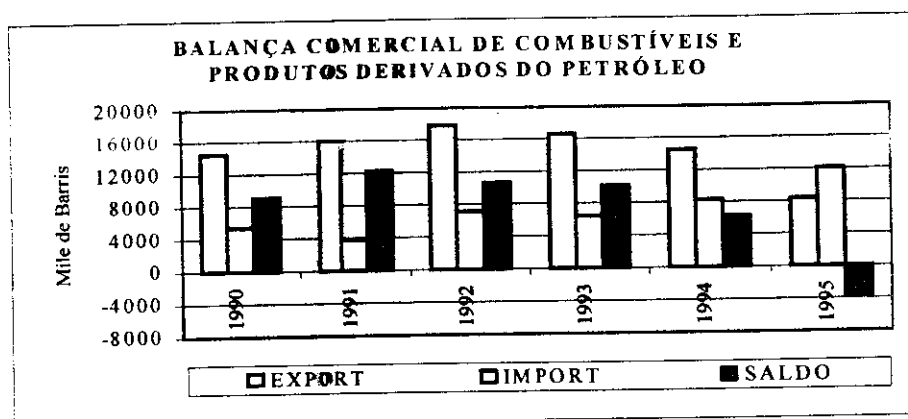
Importação e Exportação de combustíveis e produtos derivados do petróleo

IMPORTAÇÃO DE COMBUSTÍVEIS E PRODUTOS DERIVADOS DO PETRÓLEO (Mil de barris)											
Ano	Total	GLP	Gasolina motor	Gasolina aviação	Diesel	Querosene	Turbo	Bases lubrificantes	Produtos químicos e solventes	Material de corte	Nafta craqueada
1990	5401	666	248	50	3768	206	324	137	0	0	0
1991	3797	755	0	231	2430	0	230	112	0	0	39
1992	7166	766	0	34	4127	78	120	84	0	1899	39
1993	6454	828	0	21	3252	0	0	94	46	2065	128
1994	8192	1203	0	221	4662	0	0	144	82	1750	130
1995	12008	1334	359	8	8406	100	275	102	83	1156	181

EXPORTAÇÃO DE COMBUSTÍVEIS E PRODUTOS DERIVADOS DO PETRÓLEO (Mils de barris)										
Ano	Total	Gasolina motor e Nafta	Residual	Diesel #2 Bunkers	Produtos químicos e solventes	Querosene Doméstico	Bases Lubr. Oleos e Aditivos	Asfalto sólido	Cru	Turbo jet
1990	14507	597	13612	84	14	0	0	0	0	0
1991	16004	382	15422	183	17	0	0	0	0	0
1992	17828	0	17264	517	5	0	0	42	0	0
1993	16543	635	15413	494	1	0	0	0	0	0
1994	14482	1268	12679	475	1	47	0	0	0	12
1995	8343	695	6766	469	1	0	0	0	0	22

Fonte: MINISTÉRIO DE ENERGIA E MINAS, 1996

Figura . 1.3



Fonte: Ministério de Energia e Minas (MEM) - PERU

A balança comercial do petróleo cru (exportação vs. importação) e de produtos derivados do petróleo mostrou saldo negativo no ano de 1995, o que não aconteceu nos anos anteriores.

1.2.2. Gás Natural

A. Reservas provadas de gás natural

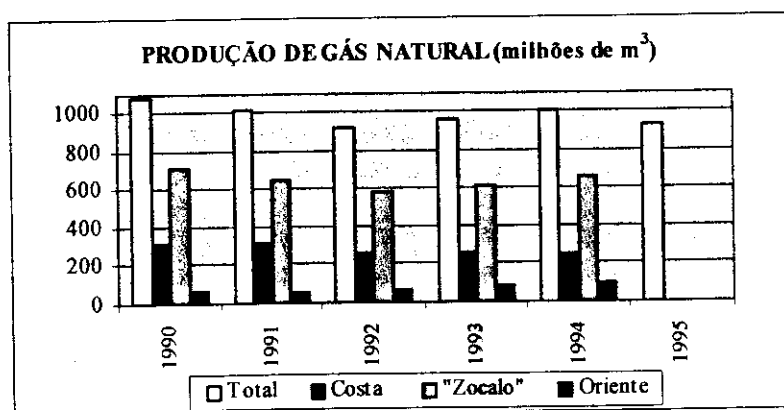
As reservas provadas de gás natural e Líquidos de Gás Natural (LGN) do Peru compreendem tanto o gás associado à exploração petrolífera quanto o gás não associado, sendo as reservas do ano de 1994 de 199,52 bilhões de m³, estas estão localizadas em três zonas geográficas, a costa (2,41 bilhões de m³:1.21%); zócalo continental (5,90 bilhões de m³: 2.96%) e oriente peruano (191,20 bilhões de m³: 95.83%; reservas da jazida de Aguaytia e jazida de Camisea).

A magnitude dos recursos de gás na costa e na base continental permitem o desenvolvimento da produção em nível regional. Enquanto isso, a jazida de Camisea, localizada no oriente peruano permite esboçar um projeto integral em nível nacional, com excedentes exportáveis.

B. Produção de Gás Natural

Em 1995, a produção de Gás Natural foi de 926 milhões de m³. (ver figura. 1.4)

Figura 1.4.



Fonte : Ministério de Energia e Minas (MEM) – PERU

C. Gás de Aguaytía

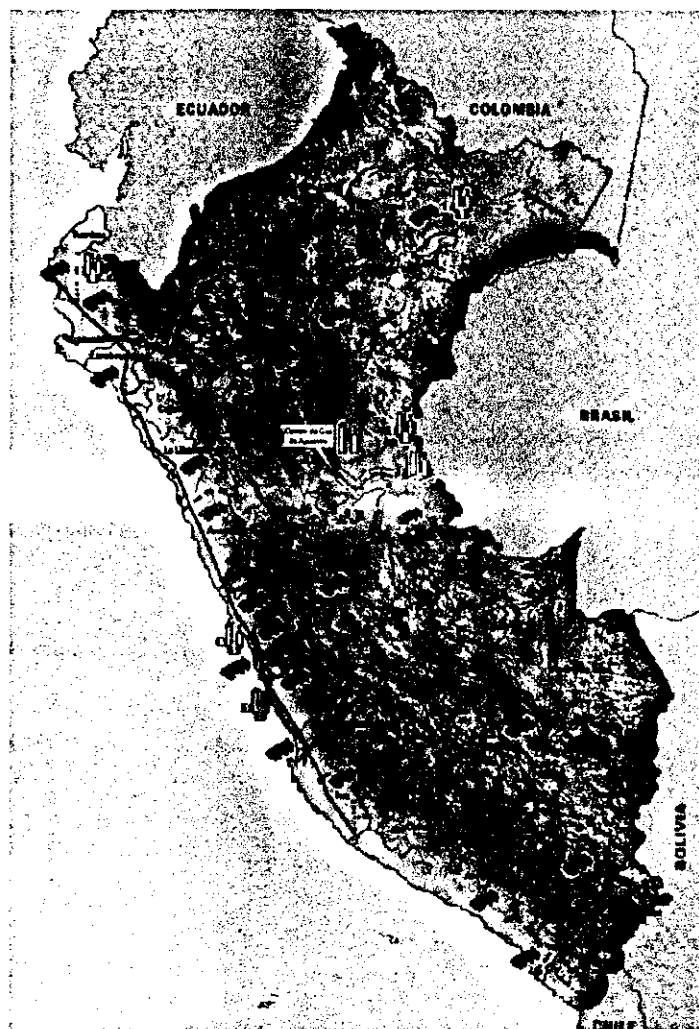
No ano de 1960, na jazida do Ucayali, a 80 Km, da cidade de Pucallpa, localizada na selva central do Peru, a empresa Mobil Oil descobriu uma jazida de gás. Perfurações realizadas pela Petroperu entre 1985 e 1986 determinaram a quantidade de 9,34 bilhões de m³ de gás e 28 milhões de barris de condensados, como reservas recuperáveis (provadas + prováveis). Em Julho de 1996, a empresa "Aguaytía Energy²", iniciou oficialmente as operações de construção do Projeto, cabendo, por sua vez, a Empresa "Maple Gas Corporation" do Peru assumir a administração e o monitoramento do mesmo. O Projeto contou com um investimento de US\$ 254 milhões para o desenvolvimento do campo de Gás de Aguaytía, o que incluía a construção de uma usina Termelétrica de 155MW perto da cidade de Aguaytía e a instalação de uma linha de transmissão de 220KV de 400 Km de comprimento desde Aguaytía até Paramonga (ver Figura 1.5).

O projeto prevê a distribuição de gás às cidades de Pucallpa e Aguaytía, a produção de energia elétrica para o Sistema Inter conectado Centro Norte e Líquidos de Gás Natural para os mercados nacionais. As instalações de gás do Projeto incluem: (1) A exploração, por um período de até 40 anos, da jazida de gás de Aguaytía, (2) uma planta de processamento para extrair líquidos de gás natural (LGNs); (3) um sistema de dutos de larga distância para o transporte de hidrocarbonetos que inclui 210 Km de dutos para gás natural e 112 Km de dutos para LGNs; (4) instalações de fracionamento de LGNs (4.200 barris/dia), para fracioná-los ou separá-los em gás liquefeito de petróleo (GLP, mescla de propano e butano) e em gasolinas naturais; e (5) Instalações para armazenar e distribuir GLP (1.600 barris/dia).

² Empresa que se constituiu em novembro de 1995 para financiar, construir e operar o Projeto Energético Integrado de Aguaytía e de propriedade de subsidiárias das seguintes companhias: The Maple Gas Corporation, Duke Energy Internacional, O Paso Energy Internacional Company, Illinova Generating Company, Power Markets Development Company e participação da Scudder Latin American Power Fund.

As instalações de eletricidade do Projeto inclui: (1) A construção de uma usina de 155 MW de potência na cidade de Aguaytía, a qual consumiria a maior parte do gás natural procedente das instalações de processamento transportado mediante um gasoduto; (2) a construção e ampliação de subestações em Aguaytía, Tingo Maria e Paramonga, o que representa um incremento potencial de 6 % na produção elétrica nacional, e (3) a construção de uma linha de transmissão de alta tensão em 220 KV, com 400 Km de comprimento, esta transmitiria a energia gerada na Central através dos Andes, unindo a Selva com a Costa, permitindo conectar a Central Termelétrica à principal rede elétrica do Peru, situada na costa do Oceano Pacífico (ver Figura . 1.5.).

Figura . 1.5. - Projeto energético integrado de Aguaytia, Peru



Fonte : Aguaytía Energy , 1997.

D. Gás de Camisea

À borda do rio Camisea,³ no Departamento do Cusco, na “Selva” Sul do Peru, a 260 Km a Noroeste da cidade de Cusco (Figura . 1.6.), foram descobertas no ano de 1984, importantes reservas de gás natural não associado, o qual contém significativos volumes de líquidos de gás natural (LGN). A magnitude destas reservas hidrocarburíferas torna a sua exploração a oferta de energia mais importante do país e potencialmente atrativa para qualquer investidor, em razão da possibilidade de exportar gás natural e líquidos de gás natural (LGN). Os itens seguintes descrevem detalhadamente as quantidades e as perspectivas futuras da jazida denominada “Gás de Camisea”.

D.1. Características dos fluidos

Camisea será capaz de gerar basicamente três produtos : a) Gás Natural Seco, formado essencialmente por metano e etano obtidos na planta de separação do campo, com um poder calorífico de aproximadamente 35.314,66 BTU/m³ (1000 BTU/PC, ver tabelas 1.2 e 1.3); b)Gás Liqüefeito de Petróleo (GLP), composto por uma mescla de propano e butano a serem obtidos nas unidades de fracionamento dos líquidos extraídos do gás e c) Condensado (C5+), constituído por uma mescla de nafta, gasolina, querosene e hidrocarbonetos mais pesados.

Tabela . 1.2

PROPRIEDADES

Poder Calorífico	BTU/m ³	BTU/PC
	35 a 36 mil	980 a 1010

Fonte : PETROPERU, 1994

Tabela .1.3

COMPOSIÇÃO DO GÁS COMBUSTÍVEL DE CAMISEA

COMPONENTE	FAIXA DE PERCENTAGEM%	
Metano	86,4	88,4
Etano	10,6	10,4
Propano	1,8	0,4
n-Butano	0,2	
i-Butano	0,1	
n-Pentano	—	—
i-Pentano	0,1	
n-Hexano+	—	—
Oxigênio	—	—
Nitrogênio	0,6	0,6
Dióxido de Carbono	0,2	
Conteúdo de água	Não contem agua.	
Impurezas	Não contem impurezas.	

Fonte : PETROPERU, 1994

D.2. Reservas de Gás Natural de Camisea

i. Volume “in situ” de gás natural

O volume de gás natural “in situ” das reservas de Camisea foi estimado em 470,06 Bilhões m³ (16.6 x 10¹² pés cúbicos), sendo este valor o mais provável estimado até o momento. Nas condições das reservas, todos os hidrocarbonetos estão em sua fase gasosa e, para uso referencial, os volumes “in situ” de gás seco e líquidos de gás natural (LGN) são calculados da seguinte maneira :

- Gás Seco 470,06 Bilhões m³ (15.4 x 10¹² PC)
- LGN 1076 MMBbl
 - Condensados (C5+) 576 MMBbl
 - GLP (C3+C4) 500 MMBbl

³ As coordenadas geográficas de referencias são : Longitude 72°50' Oeste, Latitude 11°55' Sul, Altitude entre 400 e 900 m sobre o nível do mar.

Dentro dos volumes "in situ" estimados não foram incluídos aqueles considerados com alta incerteza. [PETROPERU, 1990].

ii. Reservas de gás e líquidos de gás natural

A estimativa das reservas de gás natural e líquidos do gás natural (LGN) foi efetuada seguindo as normas e definições internacionalmente aceitas, a partir de informações coletadas nos poços perfurados e das informações sísmicas interpretadas pelo Departamento de Geologia da Petroperu e pela Cia. Shell.

Em jazidas de gás e condensado como as de Camisea, as reservas, em especial de LGN, dependem do esquema de exploração elegido e da eficiência com que é implementado. Portanto, os fatores de recuperação que se atingem nos dois casos do esquema de ciclagem de gás (1. Planta de refrigeração externa e 2. Planta de turbo expansão) e nos outros casos analisados, mediante simulação composicional de reservatórios, tem constituído a base para o cálculo de reservas. Não entanto, tem-se utilizado também informações acerca da recuperação final observada em campos similares de outros países, como Bolívia e Argentina, alguns dos quais estão já em fase de esgotamento [PETROPERU, 1990].

Na tabela 1.4. se apresenta o detalhe da classificação.

Tabela 1.4.
Reservas de gás natural de Camisea

	TOTAL
Gás Nat. "in situ" (Bilhões m³)	470,06
RESERVAS (provadas + prováveis)	
Gás Seco (Bilhões m³)	305,82
LGN (MMBbl)	725
FATOR DE RECUPERAÇÃO	
Gás Seco	65,00%
LGN	67,40%

Fonte : PETROPERU S.A, 1994/LA RAZON, 1996

Reservas provadas

As reservas de gás e LGN estimadas, descritas na tabela anterior constituem os volumes que mais provavelmente podem ser recuperados a partir da utilização de tecnologia e métodos conhecidos de exploração e sob as condições econômicas, de preços e regulações existentes.

Mesmo quando as informações sísmicas que foram obtidas dos poços perfurados são de boa qualidade, existe um certo grau de incerteza relacionado principalmente à descrição do reservatório, o que impede considerar como provadas todas as reservas estimadas. Em consequência, mediante a simulação, foi avaliado o risco inerente e os estimados das reservas e foram determinados os volumes que podem ser classificados como reservas provadas e aqueles que devem ser considerados prováveis, tanto para o gás como para o LGN. As reservas são:

Tabela . 1.5

Reservas provadas e prováveis

	TOTAL
RESERVAS PROVADAS	
Gás Seco (Bilhões de m ³)	181,23
LGN (MMBbl)	405,00
RESERVAS PROVÁVEIS	
Gas Seco (Bilhões de m ³)	124,59
LGN (MMBbl)	320,00
TOTAL RESERVAS PROVADAS E PROVÁVEIS	
Gás Seco (Bilhões de m ³)	305,82
LGN (MMBbl)	725,00

Fonte : PETROPERU.S.A, 1994.

Foram identificadas como reservas provadas as que tem uma probabilidade, de serem recuperadas, igual ou maior do que 90% e como prováveis, aquelas com uma probabilidade de recuperação entre 50 e 90%, de acordo com o sistema usado internacionalmente. É evidente que, nas jazidas descobertas também existem reservas possíveis (com menos de 50% de probabilidade de

serem recuperadas). Porém, estes volumes não foram considerados para o cálculo das reservas descobertas [PETROPERU, 1990].

Reservas possíveis e não descobertas

Como foi já indicado, na estimativa anterior não se incluíram as reservas possíveis nem aquelas das “culminações” adjacentes. Porém, todas elas poderiam ter quantidades significativas de gás natural. A “culminação” Pagoreni, do grande “anticlinal Picha”, a Oeste de San Martín, por possuir o mesmo contato Gás/Água de San Martín, como parece evidente, conteria volumes de gás e LGN significativos. Da mesma forma, de acordo com a interpretação sísmica da PETROPERU, a leste de Cashiriari se insinua uma “culminação” que poderia conter volumes importantes. Estima-se que as reservas possíveis poderiam alcançar a ordem de 141,59 Bilhões m³ (5.0 x 10¹² PC) de gás seco e 300 MMBbl de líquidos de gás natural (LGN).

Por outro lado, tem sido constatada [PETROPERU, 1990], a existência de outras estruturas dentro da área de Camisea, com boa probabilidade de conter hidrocarbonetos em quantidades ainda não definidas.

D.3. Prognóstico de produção

Por se tratar de reservatórios de gás sujeitos à condensação retrógrada⁴, o esquema de exploração mais conveniente é o da ciclagem de gás seco, com o qual se maximiza a recuperação de Líquidos de Gás Natural (LGN), os quais são de alto valor no mercado.

Para o esquema de exploração foram consideradas duas opções :

⁴ Condensação Retrograda : Alto conteúdo de hidrocarbonetos.

- A primeira diz respeito à instalação de uma planta de processamento de campo por refrigeração externa⁵ que permitiria extrair 98% do condensado e 65% do GLP.
- A Segunda opção implica na instalação de uma planta de processamento por turbo expansão⁶, o que incrementaria a eficiência de recuperação do condensado em 100% e do GLP em 95%.

As opções analisadas implicam na instalação inicial de uma capacidade de separação de 22 milhões de m³/dia, ampliada a 33,98 milhões de m³/dia no quinto ano. A capacidade de injeção seria de 19,82 milhões de m³/dia a partir do início do projeto.

Nas Tabelas 1.6 e 1.7, mostram-se os prognósticos de produção, tanto da planta de refrigeração externa como da planta de turbo expansão.

Estes prognósticos foram uma primeira aproximação e devem ser atualizados periodicamente mediante a simulação da composição dos reservatórios, à medida que se obtiverem maiores informações das jazidas.

⁵ Processamento de campo por Refrigeração externa : o gás e os líquidos do gás foram condensados nas condições de operação do sistema de recolhimento, ingressando na planta de processamento onde o gás é desidratado em um sistema de tamises moleculares, depois disso, já está pronto para ingressar no trem de resfriamento, utilizando correntes frias do processo. Neste processo, a menor temperatura por resfriamento que é alcançada em um trocador de calor que utiliza, como corrente fria, propano líquido de alta pureza proveniente de um ciclo de refrigeração. Nestas condições, obtém-se, por separação, o gás seco de alta pressão. Os líquidos provenientes do trem de resfriamento ingressam finalmente na deetanizadora, onde, pelo tope, será obtida uma corrente de gás seco de baixa pressão rico em etano e, pelo fundo, a fração de líquidos do gás (propano e outros pesados). Estes líquidos serão bombeados através do poliduto e posteriormente fracionados.

⁶ Processamento de campo por Turbo expansão : o gás e os líquidos provenientes do sistema de recolhimento ingressam na planta, onde o gás é desidratado em um sistema de tamises moleculares, depois disso, já estará pronto para ingressar no trem de resfriamento, utilizando correntes frias do processo. No processo de turbo expansão, a menor temperatura é obtida pela expansão que experimenta o gás em uma turbina com a produção de trabalho, desta forma, o gás alcança níveis de temperatura comparativamente inferiores a aqueles obtidos com processos de refrigeração externa (-35°C vs. -80°C). É

Tabela .1.6.

GÁS DE CAMISEA
PRONÓSTICO DE PRODUÇÃO
CASO : REFRIGERAÇÃO EXTERNA

CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO :

(1995-1999) : 22.65 MM m³/dia de gás.
(2000-2014) : 33.98 MM m³/dia de gás.

CAPACIDADE DE INJEÇÃO :

19.82 MM m³/dia de gás.

ANO	PRODUÇÃO DIÁRIA				PRODUÇÃO ANUAL				PRODUÇÃO ACUMULADA			
	GÁS MMm ³ /dia	LGN bis/dia	GLP bis/dia	COND bis/dia	GÁS Bilhões m ³ /ano	LGN MMbis/ano	GLP MMbis/ano	COND MMbis/ano	GÁS Bilhões m ³	LGN MMbis	GLP MMbis	COND MMbis
0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	22,54	51.904,00	19.551,00	32.353,00	8,23	18,94	7,14	11,81	8,23	18,94	7,14	11,81
2	22,54	51.305,00	19.395,00	31.910,00	8,23	18,73	7,06	11,65	16,45	37,67	14,22	23,46
3	22,57	49.487,00	18.879,00	30.608,00	8,24	18,06	6,89	11,17	24,69	55,73	21,11	34,63
4	22,54	47.245,00	18.256,00	28.989,00	8,23	17,24	6,66	10,58	32,92	72,98	27,77	45,21
5	24,95	52.289,00	20.304,00	31.985,00	9,11	19,09	7,41	11,67	42,02	92,06	35,18	56,88
6	30,33	65.733,00	25.846,00	39.887,00	11,07	23,99	9,43	14,56	53,09	116,06	44,61	71,44
7	31,01	66.698,00	26.822,00	39.875,00	11,32	24,34	9,79	14,55	64,41	140,40	54,40	86,00
8	34,26	70.177,00	28.594,00	41.583,00	12,51	25,61	10,44	15,18	76,92	166,02	64,84	101,17
9	34,49	66.319,00	29.649,00	36.670,00	12,59	24,21	10,82	13,38	89,51	190,22	75,66	114,56
10	34,38	66.203,00	29.832,00	36.371,00	12,55	24,16	10,89	13,28	102,05	214,39	86,55	127,83
11	33,56	59.021,00	27.128,00	31.893,00	12,25	21,54	9,90	11,64	114,30	235,93	96,45	139,48
12	32,79	54.484,00	25.982,00	28.501,00	11,97	19,89	9,48	10,40	126,27	255,82	105,94	149,88
13	32,79	52.524,00	27.597,00	24.927,00	11,97	19,17	10,07	9,10	138,24	274,99	116,01	158,98
14	32,79	46.270,00	24.956,00	21.314,00	11,97	16,89	9,11	7,78	150,21	291,88	125,12	166,76
15	34,72	49.331,00	25.555,00	23.775,00	12,67	18,01	9,33	8,68	162,88	309,88	134,45	175,43
16	35,68	50.902,00	25.892,00	25.010,00	13,02	18,58	9,45	9,13	175,90	328,46	143,90	184,56
17	34,69	49.564,00	24.468,00	25.095,00	12,66	18,09	8,93	9,16	188,56	346,55	152,83	193,72
18	34,69	47.556,00	23.621,00	23.935,00	12,66	17,36	8,62	8,74	201,22	363,91	161,45	202,46
19	32,51	43.347,00	22.055,00	21.292,00	11,87	15,82	8,05	7,77	213,09	379,73	169,50	210,23
20	32,31	37.203,00	18.706,00	18.498,00	11,79	13,58	6,83	6,75	224,88	393,31	176,33	216,98

Fonte : PETROPERU, 1990

Tabela .1.7.

GÁS DE CAMISEA
PRONÓSTICO DE PRODUÇÃO
CASO : PLANTA COM TURBO EXPANSÃO

CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO :

(1995-1999) : 22,65 MM m³/dia de gás.
(2000-2014) : 33,98 MM m³/dia de gás.

CAPACIDADE DE INJEÇÃO :

19,82 MM m³/dia de gás.

ANO	PRODUÇÃO DIÁRIA				PRODUÇÃO ANUAL				PRODUÇÃO ACUMULADA			
	GÁS MMm ³ /dia	LGN bis/dia	GLP bis/dia	COND bis/dia	GÁS Bilhões m ³ /ano	LGN MMbis/ano	GLP MMbis/ano	COND MMbis/ano	GÁS Bilhões m ³	LGN MMbis	GLP MMbis	COND MMbis
0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	22,51	61.588,00	28.575,00	33.013,00	8,22	22,48	10,43	12,05	8,22	22,48	10,43	12,05
2	22,54	60.908,00	28.347,00	32.561,00	8,23	22,23	10,36	11,88	16,44	44,71	20,78	23,93
3	22,54	58.825,00	27.592,00	31.233,00	8,23	21,47	10,07	11,40	24,67	66,18	30,85	35,33
4	22,54	56.282,00	26.682,00	29.581,00	8,23	20,54	9,74	10,80	32,90	86,72	40,59	46,13
5	24,95	62.312,00	29.675,00	32.638,00	9,11	22,74	10,63	11,91	42,00	109,46	51,42	58,04
6	30,30	78.478,00	37.774,00	40.701,00	11,06	28,64	13,79	14,86	53,06	138,11	65,21	72,90
7	30,98	79.891,00	39.202,00	40.689,00	11,31	29,18	14,31	14,85	64,37	167,27	79,51	87,75
8	34,24	84.223,00	41.792,00	42.431,00	12,50	30,74	15,25	15,49	76,87	198,01	94,77	103,24
9	34,46	80.752,00	43.334,00	37.418,00	12,58	29,47	15,82	13,66	89,44	227,48	110,59	116,90
10	34,35	80.714,00	43.601,00	37.113,00	12,54	29,48	15,91	13,55	101,98	256,94	128,50	130,44
11	33,53	72.193,00	39.649,00	32.543,00	12,24	26,35	14,47	11,88	114,22	283,29	140,97	142,32
12	32,76	67.057,00	37.974,00	29.063,00	11,96	24,48	13,86	10,62	126,18	307,77	154,83	152,94
13	32,76	65.789,00	40.334,00	25.438,00	11,96	24,01	14,72	9,28	139,14	331,77	169,55	162,22
14	32,76	58.223,00	36.475,00	21.749,00	11,96	21,25	13,31	7,94	150,09	353,03	182,87	170,16
15	34,89	61.610,00	37.350,00	24.261,00	12,66	22,49	13,63	8,86	162,78	375,51	196,50	179,01
16	35,65	63.382,00	37.842,00	25.520,00	13,01	23,13	13,81	9,31	175,77	398,64	210,31	188,33
17	34,66	61.369,00	35.761,00	25.607,00	12,65	22,40	13,05	9,35	188,42	421,04	223,37	197,68
18	34,66	58.946,00	34.523,00	24.424,00	12,65	21,52	12,60	8,91	201,07	442,56	235,97	206,59
19	32,48	53.960,00	32.234,00	21.728,00	11,85	19,70	11,77	7,93	212,92	462,25	247,73	214,52
20	32,28	46.214,00	27.339,00	18.875,00	11,78	16,87	9,98	6,89	224,71	479,12	257,71	221,41

Fonte : PETROPERU, 1990

dessa forma que a recuperação de hidrocarbonetos líquidos se vê incrementada principalmente em propano e butanos.

No caso da Refrigeração Externa a produção de LGN se iniciaria com 52.000 barris por dia e alcançaria aos 8 anos, após ampliar a capacidade de processamento, o pico de 70.000 barris por dia, depois do qual declinaria a razão de 2% por ano nos seguintes 12 anos e, finalmente, a razão de 4%. Nos primeiros 20 anos de vida produtiva, período considerado para a avaliação econômica, espera-se recuperar 394 Milhões de Barris (MM Bbl) de LGN e 86,08 Bilhões m³ (3.04 x 10¹² PC) de gás, ou seja, 37% e 20% dos volumes inicialmente "in situ" de LGN e gás respectivamente.

Neste caso, após os 20 anos de vida produtiva, chega-se a reciclar 50% do gás inicialmente "in situ", e a produção de LGN se mantém acima dos 37.000 barris por dia, isso significa que, volumes significativos de gás e LGN ainda estão por serem produzidos. Em consequência disso, e considerando a exploração posterior, pode-se vir a extrapolar produções acumuladas da ordem de 725 MMBbl de LGN, o que equivaleria a 67.4% do volume inicial "in situ".

No caso da Turbo Expansão, a produção de LGN se iniciaria com 61.500 barris por dia e alcançaria aos 8 anos, após ampliar a capacidade de processamento, o pico de 84.000 barris por dia, depois disso, declinaria até 46.000 barris por dia em 20 anos de vida produtiva. Com isso esperaria-se recuperar 479 MMBbl de LGN e 86,08 Bilhões m³ (3.04 x 10¹² PC) de gás, o que equivaleria a respectivamente, 46% e 20% dos volumes inicialmente "in situ" de LGN e gás.

Com Turbo expansão, após 20 anos de vida produtiva, reciclaria-se 50% do gás inicialmente "in situ" e a produção de LGN se manteria acima dos 46.000 barris por dia. Isso significaria também neste caso uma queda de gás e LGN por produzir-se. Dessa forma, poderia-se vir a alcançar, considerando também a exploração posterior dos outros reservatórios, produções acumuladas de

LGN superiores a do caso anterior em mais de 90 MMBbl, o que eqüivaleria a uma recuperação de 75% do volume inicial "in situ".

Estas recuperações são consideradas eficientes em reservatórios de gás sujeitos à condensação retrógrada. Porém, a vida produtiva dos campos deverá se estender por vários anos após a etapa de esgotamento ("blowdown"), na qual se produzirá essencialmente gás seco. Se a demanda de gás fosse menor do que o estimado nos estudos de mercado, a capacidade de injeção permitiria manejar essa eventualidade e, em geral, não afetaria a recuperação de LGN de forma significativa.

D.4. Projeto proposto pelo governo peruano

O governo peruano propôs um projeto que consta de duas etapas : (1) a *primeira* implica na construção de uma usina térmica de 600 MW para atender as demandas dos sistemas que operam o país, o Sistema Inter conectado Centro Norte e o Sistema Inter conectado Sul. (2) A *segunda* contempla a construção de um gasoduto e de um duto de líquidos de gás natural desde a área de Camisea até a cidade de Lima (ver Figura . 1.6). Dois dutos, um para o gás e outro para seus líquidos, ambos culminariam na costa, perto de Lima, onde se construiria uma planta de energia e outra de fracionamento dos elementos que formam o gás líquido.

Existem dois projetos sobre as rotas que os dutos seguiriam, tendo ambos o objetivo de que o gás chegue na costa, perto de Lima. Uma opção é a que vai de Camisea, pelo "Pongo de Mainique" a "Pisco". A outra, que o gasoduto vá pela direção da estrada principal até chegar ao norte da capital. Chegando a Lima, os produtos energéticos seriam vendidos aos industriais e às plantas de energia. A energia elétrica gerada seria distribuída à população via conexão desta usina à rede de distribuição nacional de Mantaro e de Socabaya.

Figura . 1.6



Fonte : Ministério de Energia e Minas (MEM) – PERU

D.5. Mercados nacionais (Peruano) e internacionais para o gás de Camisea

Mercado Peruano

Camisea gerará três produtos: (1) Gás Natural Seco, (2) Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) e (3) Condensados (C_5^+). De acordo com estudos de mercado realizados em 1990 pela Petroperu, estima-se que não existirá dificuldade para a venda de GLP e Condensados (C_5^+) no mercado interno, nem tampouco para a exportação de excedentes destes combustíveis.

Por outro lado, o mercado de Gás Seco foi avaliado mais detalhadamente, tendo sido determinado que o consumo peruano do gás de Camisea alcançaria no primeiro ano a quantidade de 2,49 milhões de m³ por dia e no 20º ano a quantidade de 18,29 milhões de m³ por dia. A evolução da projeção da demanda por regiões é mostrada na tabela 1.9. A demanda de Gás Natural dos mercados sudeste e central do Peru estaria concentrada principalmente na geração de eletricidade, na indústria e na mineração. O abastecimento de gás para a indústria requererá, em Lima, a construção de uma rede de distribuição dentro da área metropolitana. A penetração no setor industrial poderia ser rápida devido a um grande volume da demanda estar concentrada em poucas empresas. O gás substituiria principalmente o Petróleo Residual, o qual poderia ser exportado como a parte excedente dos líquidos do gás natural.

Tabela . 1.9
Projeção da demanda de gás combustível no mercado peruano
(MMm³/dia)

ANO	REGIÃO CENTRAL			REGIÃO NOROCCIDENTAL				REGIÃO SUDOCCIDENTAL				TOTAL REGIÃO CENTRAL	REGIÃO SUL			TOTAL REGIÃO SUL	TOTAL
	INDUSTRIAL	GERAÇÃO ELETRICIDADE	SUB TOTAL	INDUSTRIAL	GERAÇÃO ELETRICIDADE	INDÚSTRIA PETROQUÍMICA	SUB TOTAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL RESÍDUO	INDUSTRIAL FERROVIÁRIAS	SUB TOTAL		INDUSTRIAL	GERAÇÃO ELETRICIDADE	REGIÃO SUL		
1	1,70	0,79	2,49	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,49
2	1,96	0,88	2,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,83	0,00	0,00	0,00	2,83
3	2,16	1,33	3,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,48	0,00	0,51	0,54	4,02
4	2,32	0,99	3,31	0,74	0,88	0,00	1,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,50	0,11	0,57	0,68	5,61
5	2,49	0,91	3,40	0,76	1,13	0,00	1,90	0,37	0,37	0,00	0,74	6,03	0,11	0,74	0,85	6,88	
6	2,68	1,44	4,08	1,02	1,22	0,40	2,63	0,40	0,40	0,57	1,36	8,07	0,25	0,76	1,02	9,09	
7	2,75	2,04	4,79	1,10	1,33	0,48	2,92	0,40	0,42	0,79	1,61	9,32	0,31	1,10	1,42	10,73	
8	2,83	2,46	5,30	1,13	1,84	0,54	3,51	0,42	0,42	0,91	1,76	10,56	0,54	1,10	1,64	12,20	
9	2,92	2,22	5,13	1,15	2,24	0,57	3,96	0,42	0,42	1,02	1,87	10,86	0,57	1,22	1,78	12,74	
10	3,02	2,32	5,24	1,15	2,38	0,57	4,11	0,42	0,42	1,13	2,01	11,36	0,62	1,28	1,87	13,22	
11	3,09	3,39	6,43	1,15	2,24	1,02	4,45	0,48	0,42	1,13	2,04	12,91	0,68	0,99	1,87	14,58	
12	3,14	4,13	7,28	1,22	1,98	1,08	4,28	0,51	0,42	1,13	2,07	13,62	0,74	1,05	1,78	15,40	
13	3,23	4,35	7,58	1,27	1,90	1,13	4,30	0,54	0,42	1,13	2,10	13,99	0,74	0,99	1,73	15,72	
14	3,28	3,17	6,45	1,33	2,12	1,15	4,55	0,57	0,42	1,44	2,44	13,45	0,74	0,91	1,64	15,09	
15	3,40	4,22	7,62	1,33	1,30	1,15	3,77	0,59	0,48	1,53	2,61	13,99	0,74	0,86	1,70	15,69	
16	3,48	4,64	8,13	1,36	1,05	1,13	3,57	0,62	0,48	1,61	2,72	14,41	0,76	1,10	1,87	16,28	
17	3,57	4,28	7,82	1,42	0,79	1,08	3,29	0,66	0,48	1,70	2,83	14,44	0,76	1,19	1,96	16,40	
18	3,66	5,01	8,66	1,47	0,28	1,01	3,57	0,66	0,48	1,70	2,86	15,09	0,79	1,25	2,04	17,13	
19	3,74	5,01	8,75	1,53	0,28	2,04	3,95	0,74	0,48	1,70	2,92	15,52	0,75	1,02	1,81	17,33	
20	3,82	5,42	9,22	1,59	0,28	2,27	4,13	0,76	0,48	1,70	2,94	16,40	0,82	1,08	1,90	18,29	

Fonte: PERUPETRO S.A.

Mercados Internacionais

O mercado potencial internacional se encontra no Brasil. Existem duas propostas para a comercialização do gás natural neste mercado: (1) a primeira é que o gás de Camisea seja comercializado nos mercados de São Paulo –

Rio de Janeiro, utilizando o gasoduto Bolívia – Brasil, para o qual seria necessário a construção de dutos desde Camisea (Peru) até Santa Cruz – Bolívia; (2) a segunda se refere à comercialização de gás natural para a geração de novos pólos de desenvolvimento no Norte do Brasil (Amazonas, Acre e Rondônia), com possibilidade de interconexão com o gasoduto Bolívia – Brasil na cidade de Cáceres (Mato Grosso) através da construção do ramal Porto Velho – Cáceres, o qual é objeto do presente estudo. Detalhes desta alternativa serão discutidos em capítulos posteriores.

Em longo prazo, existe a possibilidade de fornecer Gás Natural à Costa Oeste dos Estados Unidos da Norte América e à Região Ásia/Pacífico, com o desenvolvimento de um projeto de exportação de gás natural liquefeito (GNL) [Petroperu, 1990].

D.6. Expectativas do mercado peruano para o gás de Camisea

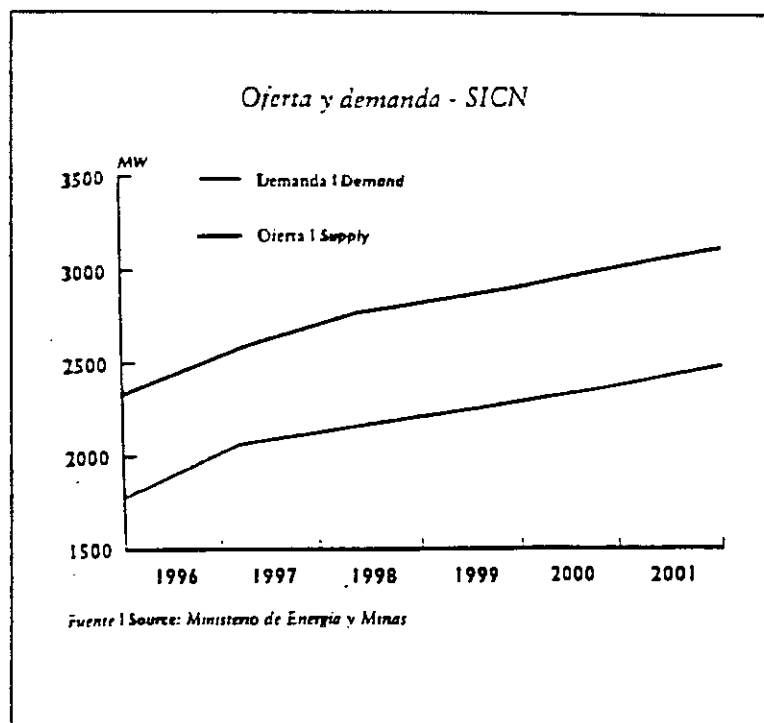
Versão do Consórcio Shell - Mobil : Para tornar viável o desenvolvimento do mercado para o gás de Camisea, será necessário que no ano 2002 a demanda estimada esteja próxima aos 8,5 milhões de m³ por dia (300 milhões de pés cúbicos diários). Esta demanda proviria basicamente da geração elétrica e da indústria, e, uma vez satisfeito o consumo interno, poderia-se exportar o excedente de gás. A avaliação do mercado potencial do gás deve ser a mais precisa possível, concentrando-se em grandes clientes com capacidade de adquirir grandes volumes e com alto fator de carga a fim de tornar eficientes as operações.

Além da dimensão ideal do mercado para o gás, será importante desenvolver o sistema de distribuição em Lima e nos outros mercados potenciais. Em relação ao preço no mercado interno, não existe uma cotação de gás internacional e os preços variariam, em princípio, de acordo com a magnitude do projeto e as políticas tributárias.

A primeira prioridade do projeto do gás de Camisea é o desenvolvimento do mercado para esse produto em Lima, principalmente da demanda das usinas de geração de eletricidade e da indústria. O segundo cliente em importância é o mercado doméstico. Após atender ambas realizariam-se projetos, para a exportação. Um dos mercados internacionais previstos é o Brasil [Shell do Peru, 1997].

Cenário pessimista : Se o que se busca é garantir o mercado para o gás de Camisea, deve-se ter em conta os grandes consumidores de gás. Em Lima, o grande mercado seria (1) as usinas termelétricas (que poderiam fazer a sua conversão a gás) e o outro grande mercado seria (2) o setor industrial. No primeiro caso se observamos o balanço do crescimento da oferta e demanda para o ano 2001 (ver figuras s. 1.7 e 1.8), estima-se que já haveria um excedente de oferta de energia elétrica de aproximadamente 1.000 MW, tanto pela nova oferta (U.T. Camisea, 600 MW) como por outros projetos de geração elétrica existentes no país (U.T. Edegel 100 MW, U.T. Etevensa 280 MW,

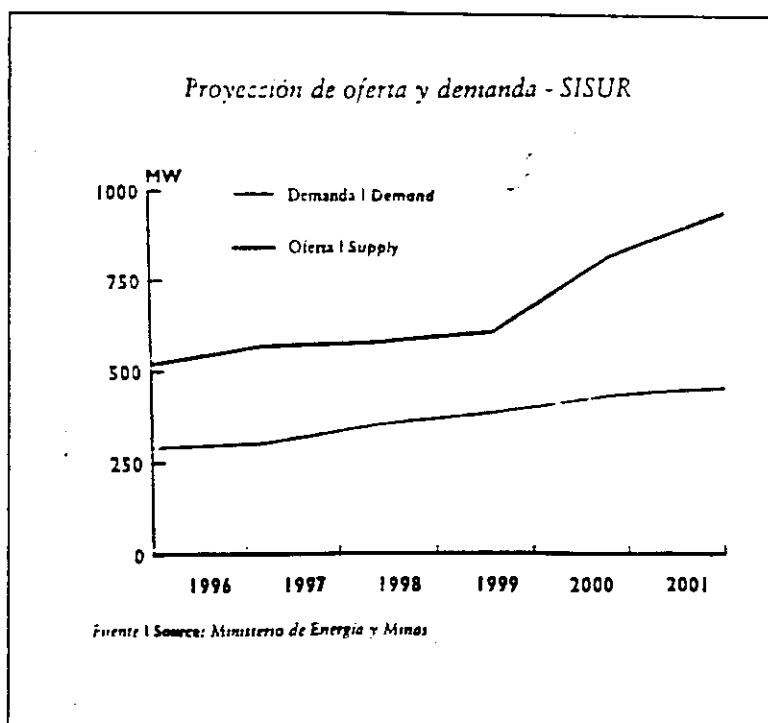
Figura . 1.7



Egenor 100 MW, Aguaytia 155 MW, Enersur 100 MW), produto dos compromissos de investimentos do atual processo de privatização e de projetos que já estão em vias de execução (Usina Hidrelétrica San Gaban de 300 MW ao Sul do Peru). Para o caso das indústrias se requereria a reconversão de petróleo a gás em cada uma das indústrias estabelecidas e dado o desconhecimento das indústrias que estariam em condições de realizar a reconversão, este mercado é considerado como de alto risco.

No cenário no qual se prevê um superávit de energia no setor elétrico e que no se garante um número determinado de indústrias as quais estariam em condições de realizar a reconversão de seus equipamentos (de óleo combustível para gás natural), não se poderia garantir a viabilidade da construção do gasoduto Camisea - Lima.

Figura . 1.8



Cenário otimista : Para alcançar a demanda necessária (estimada em 8,5 milhões de m³ no ano de 2002) e tornar viável o gasoduto Camisea – Lima, será necessário incentivar e criar o mercado para o gás natural. Entretanto, o gasoduto Camisea – Lima apenas será viável em um médio prazo, caso as seguintes medidas, entre outras, forem executadas pelos diversos organismos que atuam no projeto:

- Determinação de políticas tarifárias,
- Determinação de políticas tributárias,
- Geração de incentivos para a criação de novas indústrias que usem como matéria prima o gás natural,
- Execução da interconexão dos Sistemas Interconectados Centro Norte e Sul, para realizar um único Sistema Interconectado peruano desde Tacna (extremo sul do Peru, fronteira com Chile) até Tumbes (extremo norte do Peru, fronteira com Equador), o qual permitiria a integração dos grandes complexos mineiro-metalúrgicos a serem desenvolvidos no Sul do país,
- Incentivo para a reconversão das usinas térmicas a óleo diesel e óleo combustível por gás,
- Incentivos para a geração e desenvolvimento de plantas de cogeração,
- Uso de gás natural como combustível para o transporte público e desenvolvimento do mercado doméstico.

CAPÍTULO II

GÁS NATURAL NA REGIÃO CENTRO SUL DA AMÉRICA LATINA (ARGENTINA, BOLÍVIA, BRASIL)

O uso de gás natural nas próximas décadas será influenciado por vários fatores; tais quais, menor efeito poluente, menor custo de energia elétrica produzida, crescente desenvolvimento de redes de distribuição de gás, entre outros. Estes fatores estão propiciando sua maior utilização em nível mundial. Nesse contexto, países do cone sul de América Latina vêm efetuando investimentos visando um desenvolvimento energético conjunto. Tais países mostram características comuns, como :

- Mercados energéticos em crescimento;
- Regimes regulatórios diferentes, mas com tendência comum à desregulamentação de seus diversos sistemas energéticos;
- Intenção de construir uma interconexão energética;

- Forte incidência de geração hidroelétrica;
- Grandes reservas energéticas;
- Grande impacto das novas tecnologias;
- Encontram-se intimamente ligados entre si pelas condições de mercado e oferta de energia, pelas relações de interconexão existentes e previstas e pelo futuro desenvolvimento comum que estes países terão.

Estas características mostram que existem perspectivas de uma maior concorrência gás – gás, na medida em que forem incorporadas novas áreas produtivas e se tenham regras claras de comercialização do produto. Estes elementos indicariam uma importante concorrência entre áreas produtivas (Argentina, Bolívia e Peru) para o fornecimento a grandes mercados como os existentes no Brasil.

Por outro lado, as reservas de gás existentes nestes países estão concentradas em regiões distantes dos centros de maior consumo, o que exigirá importantes investimentos em infra-estrutura de produção e transporte, classificando os países em exportadores e importadores de gás. Será necessária uma rede de gasodutos para abastecer os mercados potenciais que atualmente existem em operação, em construção e em projeção.

Neste cenário, o presente capítulo tem por objetivo descrever a situação atual dos países com possibilidades de exportar gás natural (Argentina e Bolívia), mostrando as reservas provadas, produção, mercados internos e externos, preços de venda e possibilidades de exportação à região em estudo (Norte e Centro Oeste do Brasil). Além disso, aqui também são descritas as características das reservas das jazidas do Norte de Brasil.

2.1. Gás natural na Argentina

Argentina, com reservas provadas, prováveis e possíveis de quase um trilhão de m³ de gás, pretende exportar para o Chile, Uruguai e principalmente Brasil através de diversos gasodutos projetados e em construção (figura 2.1). Já

realizou a primeira integração com o Chile, através da Gás Andes um gasoduto de 24" ligando a Bacia Neuquen a Santiago com um fornecimento inicial de 5 milhões de m^3 /dia, devendo dobrar este volume para o ano 2010. Existem outros dois projetos para o Chile, um de 2 milhões de m^3 /dia, entre Serra Chata (Argentina) e Concepción (Chile), e outro chamado gasoduto Atacama, de 1 a 1.5 Milhões de m^3 /dia, da Bacia Noroeste a Atacama (Chile). Para o Uruguai, a Argentina planeja levar até 1.5 milhões de m^3 /dia. Brasil é, depois da própria Argentina, o grande mercado para o gás argentino.

Figura 2.1 – Gasodutos Argentinos



Fonte : YPF, 1998

2.1.1. Reestruturação e regulação dos sistemas de gás

Na Argentina, de acordo com a Lei 24076¹ adota-se o sistema de "acesso aberto" para garantir a livre disponibilidade de gás, obrigando os transportadores e distribuidores a permitirem o acesso indiscriminado de terceiros à capacidade de transporte e distribuição. Assim mesmo, exclui o Estado como empresário - prestador de serviço, estabelecendo que o direito de transporte e distribuição somente pode ser exercido por pessoas jurídicas de direito privado. A necessidade de uma regulação adequada se deve ao fato de que a indústria de gás produz bens não comercializáveis (ou de difícil comercialização), os quais, internacionalmente são transportados e distribuídos aos usuários finais sob condições monopólicas.

A partir da Privatização do Gás do Estado (28 de dezembro de 1992), a regulação do setor é baseada em regras claras que visam:

- Promover condições de concorrência;
- Regular o mínimo e indispensável.

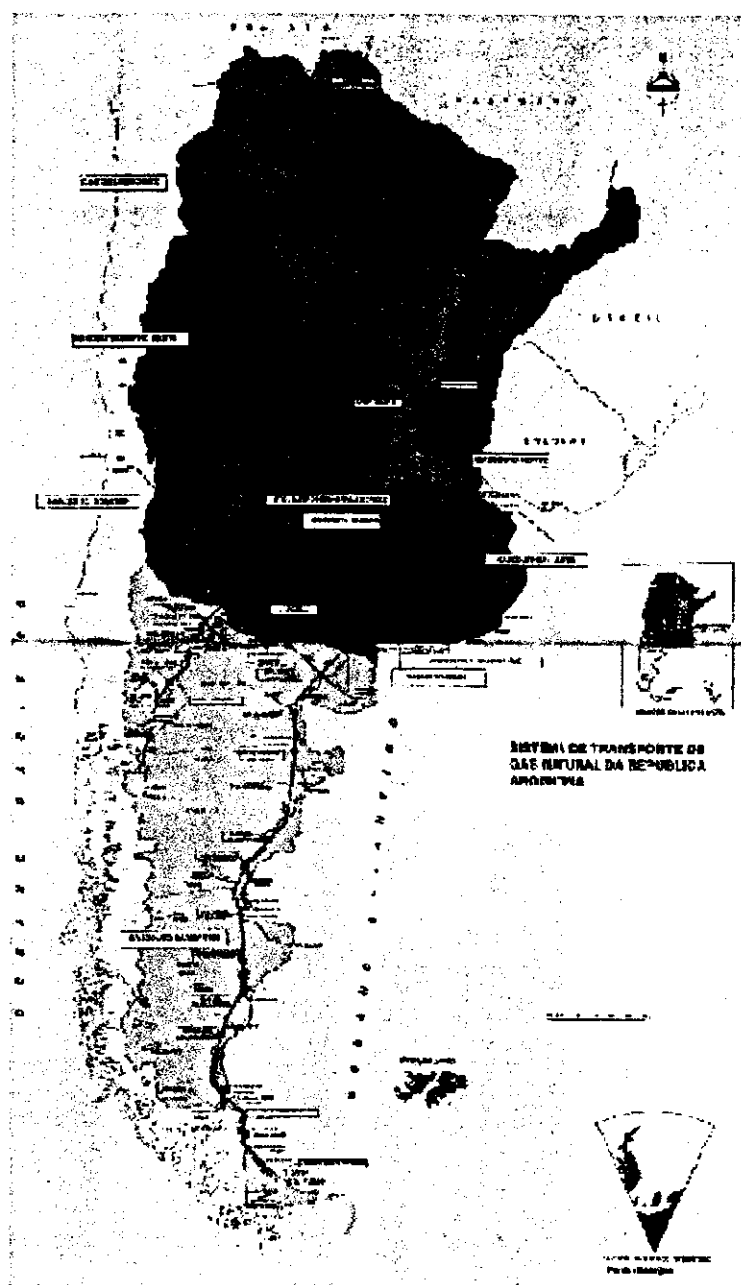
O esquema adotado com a reestruturação do setor distingue diferentes etapas com seus respectivos atores: (1) produção, (2) transporte e (3) distribuição. A Lei 24.076 objetiva incentivar a concorrência em todos os setores.

(1) A etapa de produção se encontra totalmente des-regulamentada. Na Argentina detectaram-se até o momento dezenove jazidas de sedimentação, das quais somente cinco estão em produção: a Noroeste, a Cuyana, a Neuquina, a Austral e a do Golfo de San Jorge (ver figura 2.3). Estas cinco jazidas são exploradas por YPF S.A, já privatizada, e outras muitas companhias privadas. A produção de gás vem da exploração de concessões obtidas em licitações internacionais, por contratos anteriores convertidos em concessões atuais, por concessões outorgadas por lei à YPF S.A. ou por exploração de jazidas derivadas de concessões de exploração.

¹ A Lei 24.076 regula o Serviço Público Nacional de Transporte e Distribuição de gás em Argentina.

(2) A etapa de transporte está a cargo de 2 empresas cujas tarifas estão reguladas. Estas não podem comprar nem vender gás, exceto para consumo próprio, e devem assegurar o livre acesso ao sistema de transporte sem qualquer discriminação. Dessa forma, os seus ganhos somente podem ser derivados de serviços prestados.

Figura 2.2.– Sistema de transporte de gás natural na Argentina



Fonte : YPF, 1998

(3) A etapa da distribuição foi entregue em concessão a oito operadores que prestam seus serviços de forma monopólica, dentro da área que lhes foi concedida. Suas tarifas são reguladas, fixando-se um máximo por o Estado. A sua utilidade provem da venda de gás aos usuários, da prévia compra e negociação de contratos de provisão de gás com os produtores e dos serviços de pedágio com as empresas transportadoras. Para criar maior concorrência, permite-se que qualquer grande usuário possa comprar gás diretamente dos produtores (by-pass comercial), ou também ligar-se diretamente ao gasoduto principal (by-pass físico). Dado o sistema de tarifa máxima adotado, estas alternativas permitem outorgar descontos tarifários aos grandes usuários enquanto estes paguem pelos custos de prestação do serviço. Outra forma de aumentar a concorrência é o esquema que oferece aos usuários "alternativas contratuais" de eleição de serviços, permitindo-lhes negociar com as empresas prestadoras as condições de fornecimento do serviço.

2.1.2. Reservas

Existem na República Argentina um total de cinco jazidas sedimentarias produtivas: Noroeste, no norte, Neuquina e Cuyana, no centro, Golfo San Jorge e Austral, no sul do país. O total de reservas de gás natural provadas, prováveis e possíveis, avaliadas nestas cinco jazidas, é estimado em aproximadamente 1300 Bilhões de m³.

Particular menção merece a JAZIDA Neuquina (na área que provem a maior parte do fornecimento de gás na Argentina), na qual virtualmente toda a perfuração exploratória do passado esteve orientada à produção de petróleo. No futuro, nesta região, serão desenvolvidas campanhas exploratórias especificamente dirigidas ao gás (incluindo os horizontes profundos ainda não perfurados).

As reservas por jazida, em 31 de dezembro de 1996, são mostradas na tabela 2.1.:

Tabela 2.1

Reservas de gás natural Argentinas por jazida (1996)
(Milhões de m³)

JAZIDA	Reservas Comprovadas (1)	Reservas Prováveis (2)	Subtotal (1) + (2) (3)	Reservas Possíveis (4)	Total (3) + (4)
Noroeste	173.883	109.227	283.110	113.244	396.354
Cuyana	662	62	724		724
Neuquina	341.060	75.467	416.527	166.611	583.138
G. San Jorge	17.249	12.411	29.660		29.660
Austral	155.479	48.738	204.217	81.687	285.904
Total País	688.333	245.905	934.238	361.542	1.295.780

Fonte : Ministério de Economia, Obras e Serviços Públicos de Argentina, Secretaria de Energía, 1996.

2.1.3. Produção de gás

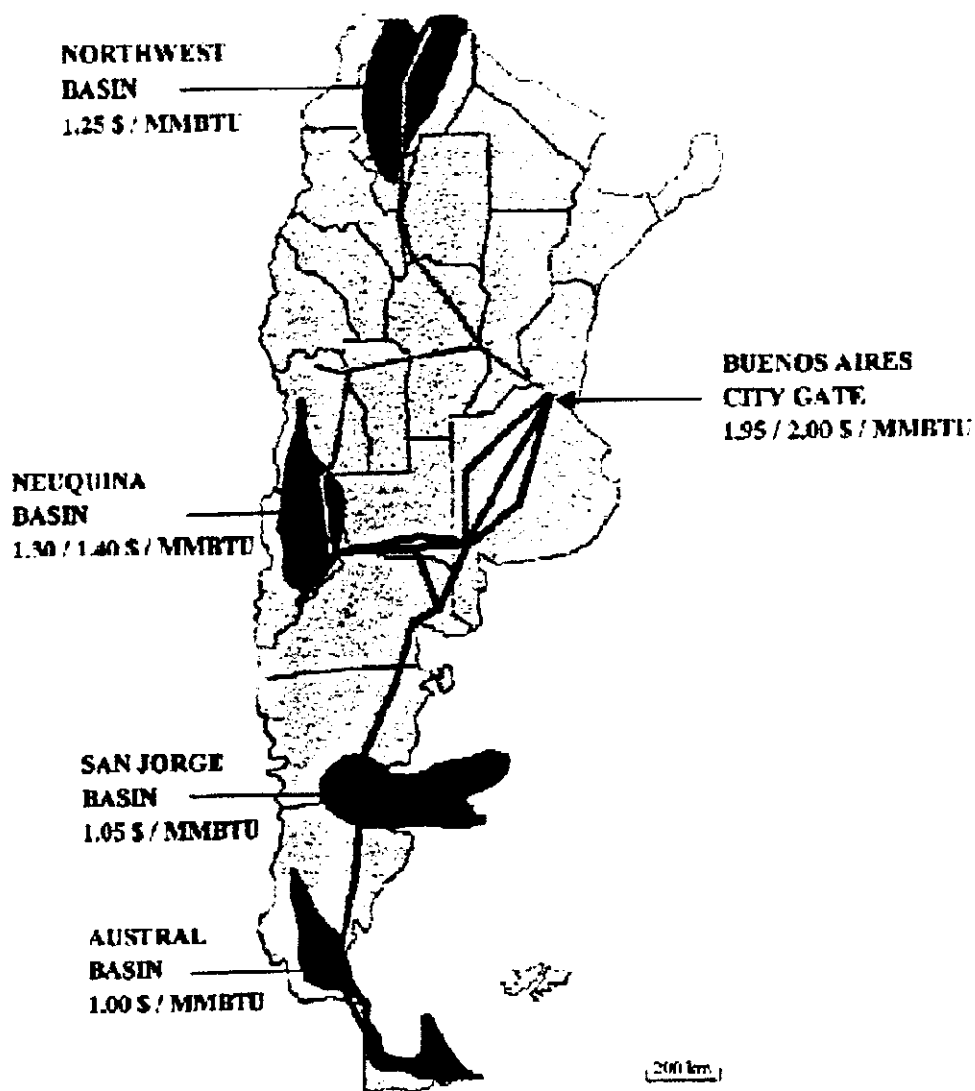
Jazida Neuquina: É a maior das jazidas da Argentina com uma superfície a explorar de mais de 100.000 Km². É a maior fonte de fornecimento para o sistema. Representa aproximadamente 49,55% das reservas de gás natural comprovadas, tendo uma localização geográfica estratégica em relação a Buenos Aires, o principal mercado. A produção acumulada no ano de 1997 foi de 6464 MMm³.

Jazida Noroeste: No ano 1997, esta jazida teve uma produção média de 3.86 MMm³/dia de gás natural, representando, aproximadamente, 25.26% das reservas comprovadas de gás no país. Nos níveis atuais de produção, estima-se que a jazida Noroeste tem reservas suficientes para aproximadamente 45 anos. A produção acumulada no ano de 1997 foi de 1408,5 MMm³.

Jazida Austral e Golfo San Jorge: No ano 1997, as jazidas Austral e Golfo San Jorge, situadas no extremo sul da Argentina, forneceram uma média de 9,11 MMm³/dia de gás natural. Na jazida Austral, a exploração se concentrou dentro e em torno das jazidas gasíferas existentes e outras jazidas situadas no

mar. A jazida Golfo San Jorge é principalmente uma jazida produtora de petróleo.

Figura 2.3
Jazidas Argentinas em Produção



Fonte : Pan American, 1998

YPF é o mais importante produtor de gás da Argentina, sendo responsável por praticamente 31% do total produzido no país, contando também com os 50% das reservas provadas incluídas nas cinco jazidas em produção existentes.

As demais concessões para explorar as reservas de gás estão repartidas entre mais de 20 empresas. Os titulares de concessões de gás mais importantes são

Pérez Companc, Bidas, Pluspetrol e Tecpetrol. Entre as empresas internacionais que participam no negócio da produção de gás, encontram-se : Total, Norcen, Chauvco, Ampolex, Deminex e Santa Fe Energy Company. Outras empresas energéticas líderes internacionais, participantes da exploração e produção de hidrocarbonetos na Argentina são Shell, Occidental Petroleum e Amoco.

2.1.4. Preço do gás

Não são esperados aumentos importantes, no período 1997-2010 [Ministério de Economia, Obras e Serviços Públicos da Argentina²,1997], na evolução futura do preço do gás. Este ficaria em uma banda conformada por um limite inferior, determinado pelo custo de incorporação de reservas e de produção, e um superior delimitado pelo preço do substituto próximo, basicamente o óleo combustível. A proximidade ao máximo ou mínimo será determinada basicamente pela intensidade das forças de concorrência. Atualmente, o preço do gás natural, transferido à área central de consumo, está praticamente alinhado com o valor do substituto (tarifa grandes consumidores). Com referência ao efeito das exportações argentinas na evolução do preço doméstico do gás, deve-se ter em conta que o preço do combustível substituto nos países vizinhos fixará também um valor máximo nas jazidas exportadoras.

Existem perspectivas de uma maior concorrência gás - gás no cone sul da América Latina, na medida em que se incorporem novas áreas produtivas na região e se desenvolvam operações de mercado transparentes. Por um lado, apresenta-se Bolívia, com a construção do gasoduto Bolívia – Brasil e com o programa de exploração e desenvolvimento que compreende em torno de 1 bilhão de dólares de investimentos e, por outro, o Peru, com a exploração e venda do gás de Camisea a mercados internacionais. Estes elementos indicariam uma importante concorrência, entre áreas produtivas, para o fornecimento a grandes mercados como o do Brasil.

² Publicado no documento Prospectiva do Setor Elétrico (fevereiro 1997), elaborado no marco do requerido por o Artículo 38 da Lei 24065.

A concorrência por novos mercados nos países da região estabelecerá um limite inferior e o preço dos substitutos locais estabelecerá outro limite. Entretanto, não se esperam modificações significativas no preço do gás devido às exportações. Atualmente, o preço do gás natural na Argentina (preço nacional médio) é de US\$ 1,15 por MMBtu, sendo que o preço no “City Gate”, em Buenos Aires, está na faixa de US\$ 1,95 y 2,00 por MMBtu, (setembro 1998). A tabela 2.2 mostra os preços nas jazidas.

Tabela 2.2

Preço do gás natural argentino por jazida

	Precio (US\$/MMBtu)
Jazida “Noroeste”	1,25
Jazida “Neuquina”	1,30 – 1,40
Jazida “San Jorge”	1,05
Jazida “Austral”	1,00
“City Gate” “Buenos Aires”	1,95 – 2,00

Fonte : Pan Americam ENERGY, 1998.

Visualiza-se uma maior interconexão energética na região nos próximos anos, a qual permitirá afiançar o mercado ampliado de gás sobre a base de uma maior concorrência gás - gás, permitindo a transparência das operações, o acesso a fontes de provisionamento adicionais e preços econômicos situados na banda usada anteriormente. Esta consolidação beneficiará aos usuários domésticos e da região.

2.1.5. Importação e exportação do gás

Importação : a atual importação da Bolívia, de aproximadamente 5,9 MM m³/dia, será mantida até 1999 por força de um contrato YPFB-YPF vencido em

março do 97 e prorrogado até o ano 1999, quando a Bolívia deverá iniciar as entregas ao Brasil.

Exportação : os projetos autorizados e em trâmite se apresentam na seguinte tabela:

Tabela 2.3

Autorizações de exportação de gás natural outorgadas

AUTORIZAÇÃO	EMPRESA	VOL.DIARIO MM m³/dia	DESTINO	VOL. TOTAL MM m³
JAZIDA NEUQUINA				
Res. S.H. e M. 61/92	YPF S.A. e outros	5,00	Chile	36.500
Res. S.E. 140/96	P. Santa Fe e outros	2,50	Chile	17.030
Res. S.y P.200/97	Total, Bidas e outros	1,59	Chile	10.000
TOTAL NEUQUINA		9,09		63.530
JAZIDA AUSTRAL				
Decreto 584/95	YPF S.A. e outros	2	Chile	15.330
JAZIDA NOROESTE				
Decreto 305/92	de a Jazida Noroeste	35	Chile – Brasil	255.500
TOTAL AUTORIZADO		46,09		334.360

Fonte : Ministério de Economia, Obras e Serviços Públicos da Argentina, Secretaria de Energía, 1996.

Tabela 2.4

Autorizações de exportação de gás natural em trâmite

Nº EXPEDIENTE Y FECHA	EMPRESA	VOL. DIARIO MM m ³ /dia	DESTINO	VOL. TOTAL MM m ³
JAZIDA NEUQUINA				
750-001545/mayo 1996	YPF S.A.	2,50	Uruguayana(Brasil)	18.300
750-001734/junio 1996	Bridas, Total, Deminex, Chauvco	2,19	Uruguai	20.000
750-001901/mayo 1997	YPF S.A.	1,80	Chile	9.855
TOTAL NEUQUINA		6,49		48.155
JAZIDA AUSTRAL				
750-000194/enero 1997	YPF S.A., Sipetrol	2,75	Chile	20.075
JAZIDA NOROESTE				
750-001804/mayo 1997	Pluspetrol, Astra até	8	Chile	40.150 (1)
750-002430/junio 1997	Tecpetrol, Ledesma, Ampolex, CGC	1,35	Chile	27.010
TOTAL NOROESTE		9,35		67.160
TOTAL SOLICITADO		18,59		135.390

(1) Estimado

Fonte : Ministério de Economía, Obras e Serviços Públicos da Argentina, Secretaria de Energía, 1996.

2.1.6. Projeção de exportações de gás natural

A Argentina considera seis pontos (nós) de exportação: Chile (centro), Chile (sul), Chile (norte), Brasil (noroeste), Brasil (Uruguayana) e Uruguai. Traçam-se dois casos de exportação: (1) Alta exportação e (2) Baixa exportação. A diferença fundamental entre eles é a exportação, desde a jazida Noroeste, até São Paulo (Brasil), presente somente no cenário A.

Na continuação é apresentada a evolução considerada das exportações de gás para cada nó e para cada caso. Para a exportação ao Brasil, no caso A, se

estima um volume médio de 20 MM m³/dia a partir do 2005. As exportações foram simuladas como firmes. O preço na fronteira foi calculado a partir da soma do preço do gás na boca da jazida correspondente e do valor do transporte (Tabelas 2.5 e 2.6).

Tabela 2.5

EXPORTAÇÕES DE GÁS NATURAL POR JAZIDAS

CASO A DE ALTAS EXPORTAÇÕES
MM m³/dia

	NOROESTE			NEUQUINA				AUSTRAL	TOTAL
	BRASIL (Sao Paulo)	CHILE (Norte)	TOTAL	BRASIL (Uruguayana)	URUGUAY (Montevideo)	CHILE (Santiago)	TOTAL	CHILE (Sur)	
1997						1	1	2	3
1998						1.4	1.4	2	3.4
1999					1.2	1.8	3	2	5
2000		2.5	2.5	2.5	1.3	2.5	6.3	4.8	13.6
2001		2.9	2.9	2.9	1.4	2.9	7.1	4.8	14.7
2002		3.3	3.3	3.3	1.5	3.3	8.1	4.8	16.1
2003		3.7	3.7	3.8	1.5	3.8	9.1	4.8	17.5
2004		4.2	4.2	4.4	1.5	4.4	10.2	4.8	19.2
2005	20	4.8	24.8	5	1.9	5	11.9	4.8	41.5
2006	20	5.5	25.5	5.3	2.2	6	13.6	4.8	43.8
2007	20	6.3	26.3	5.7	2.6	7.1	15.4	4.8	46.5
2008	20	7.2	27.2	6.1	3	8.5	17.6	4.8	49.5
2009	20	8.2	28.2	6.5	3.5	10.1	20.1	4.8	53
2010	20	9.4	29.4	7	4	12	23	4.8	57.1

Fonte : Ministério de Economia, Obras e Serviços Públicos da Argentina, Secretaria de Energia, 1996.

Tabela 2.6

CASO B DE BAIXAS EXPORTAÇÕES
MM m³/dia

	NOROESTE			NEUQUINA				AUSTRAL	TOTAL
	BRASIL (Sao Paulo)	CHILE (Norte)	TOTAL	BRASIL (Uruguayana)	URUGUAY (Montevideo)	CHILE (Santiago)	TOTAL	CHILE (Sur)	
1997						1	1	2	3
1998						1.4	1.4	2	3.4
1999					1.2	1.8	3	2	5
2000		2.5	2.5	2.5	1.3	2.5	6.3	2	10.8
2001		2.7	2.7	2.5	1.4	2.9	6.8	2	11.4
2002		2.8	2.8	2.5	1.5	3.3	7.3	2	12.1
2003		3	3	2.5	1.5	3.8	7.8	2	12.8
2004		3.2	3.2	2.5	1.5	4.4	8.4	2	13.5
2005		3.4	3.4	2.5	1.9	5	9.4	2	14.8
2006		3.6	3.6	2.5	2	5.5	10	2	15.6
2007		3.8	3.8	2.5	2.4	6	10.9	2	16.7
2008		4	4	2.5	2.4	6.6	11.5	2	17.5
2009		4.2	4.2	2.5	2.4	7.3	12.2	2	18.5
2010		4.5	4.5	2.5	2.4	8	12.9	2	19.4

Fonte : Ministério de Economia, Obras e Serviços Públicos da Argentina, Secretaria de Energia, 1996.

2.1.7. Projeção de demandas totais de gás natural

É apresentada, na continuação, a projeção das demandas totais de gás natural para a Argentina, dados pela soma das demandas firmes, industriais, usinas (incluindo-se os líquidos, expressos em termos de m³ equivalente de gás) e os casos A e B de exportações.

Tabela 2.7

REQUERIMENTO DE GÁS NATURAL ARGENTINO

CASO A DE ALTA EXPORTAÇÃO

Año	Demanda Firme (1)	Indústria	Usinas Eléctricas (2)	Demanda Doméstica		Exportações Caso A		Requerimento Total Caso A	
	MM m3	MM m3	MM m3	MM m3	MM m3/día	MM m3	MM m3/día	MM m3	MM m3/día
1997	8,661	9,951	8,347	26,959	74	1,095	3	28,054	77
1998	8,971	10,479	7,737	27,187	74	1,225	3	28,412	78
1999	9,301	11,038	7,963	28,302	78	1,833	5	30,135	83
2000	10,051	11,629	11,124	32,804	90	4,951	14	37,755	103
2001	10,043	12,006	11,726	33,775	93	5,383	15	39,158	107
2002	10,386	12,397	11,828	34,611	95	5,861	16	40,471	111
2003	10,740	12,801	12,343	35,884	98	6,404	18	42,289	116
2004	11,108	13,217	12,859	37,184	102	7,013	19	44,197	121
2005	11,485	13,646	13,375	38,506	105	15,159	42	53,666	147
2006	11,831	14,047	13,713	39,591	108	15,995	44	55,585	152
2007	12,185	14,459	14,050	40,694	111	16,958	46	57,651	158
2008	12,554	14,886	14,387	41,827	115	18,069	50	59,896	164
2009	12,934	15,302	14,725	42,961	118	19,354	53	62,315	171
2010	13,323	15,771	15,062	44,156	121	20,842	57	64,997	178

Fonte : Ministério de Economía, Obras e Serviços Públicos da Argentina, Secretaria de Energía, 1996.

Tabela 2.8

CASO B DE BAIXA EXPORTAÇÃO

Año	Demanda Firme (1)	Indústria	Usinas Eléctricas (2)	Demanda Doméstica		Exportações Caso B		Requerimento Total Caso B	
	MM m3	MM m3	MM m3	MM m3	MM m3/día	MM m3	MM m3/día	MM m3	MM m3/día
1997	8,661	9,951	8,347	26,959	74	1,095	3	28,054	77
1998	8,971	10,479	7,737	27,187	74	1,225	3	28,412	78
1999	9,301	11,038	7,963	28,302	78	1,833	5	30,135	83
2000	10,051	11,629	11,124	32,804	90	3,948	11	36,752	101
2001	10,043	12,006	11,726	33,775	93	4,170	11	37,946	104
2002	10,386	12,397	11,828	34,611	95	4,404	12	39,014	107
2003	10,740	12,801	12,343	35,884	98	4,663	13	40,547	111
2004	11,108	13,217	12,859	37,184	102	4,941	14	42,125	115
2005	11,485	13,646	13,375	38,506	105	5,403	15	43,909	120
2006	11,831	14,047	13,713	39,591	108	5,690	16	45,280	124
2007	12,185	14,459	14,050	40,694	111	6,097	17	46,791	128
2008	12,554	14,886	14,387	41,827	115	6,403	18	48,231	132
2009	12,934	15,302	14,725	42,961	118	6,737	18	49,698	136
2010	13,323	15,771	15,062	44,156	121	7,099	19	51,255	140

(1) A demanda firme compreende o consumo residencial, comercial, oficial e transporte.

(2) Inclui o consumo na boca da jazida e o requerimento do combustível alternativa, expressado em m³ equivalente de gás.

Fonte : Ministério de Economía, Obras e Serviços Públicos da Argentina, Secretaria de Energía, 1996.

2.1.8. Projeto em Cuiabá :

A ENRON, depois de declarada vencedora para a construção de Cuiabá I, deu início à execução do projeto de uma usina térmica a ciclo combinado. O gás será transportado por um gasoduto de 618 Km e 18" que sai do Km 242 do gasoduto Bolívia – Brasil e que permitirá o abastecimento de Cuiabá I com gás da Bacia Noroeste da Argentina.

Figura 2.4. – Gasoduto para Cuiabá



Fonte : Brasil Energia

O projeto de US\$ 400 milhões, cujo financiamento está sendo montado pela ENRON Capital, está dividido em três fases : na primeira, que deverá estar pronta em novembro de 1998, Cuiabá I começa operar a diesel com uma turbina bi-combustível de 150 MW, na segunda, outra turbina idêntica entra em operação em novembro de 1999, já queimando gás argentino; na terceira fase, prevista para ser concluída 12 meses mais tarde, entra em operação uma terceira turbina a vapor, de 180 MW.

O ramal que unirá o Rio Grande do Sul, correspondente ao trecho inicial do gasoduto boliviano, a Cuiabá, deverá estar pronto ao final do ano de 1999 (ver figura 2.4), quando entra em operação a segunda turbina. O gás argentino utiliza o gasoduto Bolívia – Brasil em um trecho de 242 km, no seu trajeto Sul - Norte, a partir de Rio Grande. O gasoduto da Enron terá capacidade para transportar, em média, 2 milhões de m³/dia e permitirá que a empresa ofereça energia à Eletronorte a US\$ 34.60/MWh médio. O gás, fruto de um acordo de fornecimento de 20 anos com a YPF argentina, sairá por US\$ 1.39/ Milhão de BTU até Rio Grande e US\$ 1.25/Milhão BTU deste ponto até Cuiabá, totalizando US\$ 2,64 MMBtu.

2.2. Gás natural na Bolívia

Bolívia vem exportando gás há 24 anos à Argentina, devendo encerrar o contrato no ano de 1999, quando passará a exportar ao Brasil. Foi através destas negociações que se desenvolveu uma série de gasodutos, logrando assim uma infra-estrutura que permitirá o intercâmbio de gás natural entre Argentina, Chile, Brasil e, em um curto prazo, Peru. O eixo deste polo estará constituído pelos seguintes gasodutos : Argentina – Bolívia (em pleno funcionamento), Brasil – Bolívia (em construção), o Transandino, que une a Argentina (Neuquén) ao Chile (Santiago) e o Peru (Camisea) ao Brasil (Cáceres), cuja construção é proposta pelo presente trabalho.

2.2.1. Marco legal e de regulamentação

Com a aplicação das medidas de Ajuste Estrutural iniciadas no ano de 1985 pelo Governo Boliviano, produziu-se uma redefinição nas atribuições do estado e do setor privado. O Estado se-converteu em normador e promotor da iniciativa privada. A Lei dos Hidrocarbonetos, promulgada em 30 de abril de 1996, tem por objetivos :

- A abertura do "upstream" à iniciativa privada, através de Contratos de Risco Compartilhado com YPFB.

- A aplicação de procedimentos transparentes na nomeação e adjudicação de áreas de interesse petrolífero.
- A livre importação, exportação e comercialização de hidrocarbonetos e seus produtos derivados.

Desse modo o sistema Fiscal busca a competitividade internacional do sistema tributário e incentiva a exploração de poços profundos e campos marginais.

2.2.2. Reservas de gás natural na Bolívia

As reservas de Gás Natural, em primeiro de janeiro de 1997, em bilhões de m³ cúbicos por região, estão descritas na tabela 2.9 :

Tabela 2.9
Reservas de gás natural bolivianas
RESERVAS (Bilhões de m3)

AREAS	PROBADAS	PROVÁVEIS	POSSÍVEIS	TOTAL RESERVAS
BOOMERANG – CHAPARE	45.39	22.00	20.81	88.21
CENTRAL	25.12	8.13	49.13	82.37
AREA SUL (Chaco e Sub.Sul)	35.68	24.81	46.84	107.32
TOTAL BOLIVIA	106.19	54.93	116.78	277.90

Fonte : Vice Ministério de Energia e Hidrocarbonetos da Bolívia, 1998.

2.2.3. Preço do gás na Bolívia

No ponto de entrega, em Corumbataí – MS, o gás natural boliviano custará US\$0,95/MMBtu, até o nono ano de fornecimento. A partir do décimo ano, o preço sobe para US\$1,00/MMBtu e, a partir do vigésimo ano, o preço contratado vai para US\$1,06/MMBtu, resultando em um preço médio de US\$1,00/MMBtu ao longo da vida útil do projeto [COLNAGHI, 1996]. Este preço ficou definido durante a revisão do contrato, em agosto de 1995, revisão, esta, que também estabelece o que fazer com o volume de gás natural não retirado. Segundo o contrato de “take or pay”, o gás natural negociado e não retirado, poderá ser consumido depois do vigésimo ano de vida do empreendimento. Por esse acordo, o “take or pay” é de 80% [COLNAGHI, 1996].

O preço em São Paulo, levando em conta o preço “Free on board” (FOB), de US\$ 1,00/MMBtu, no Rio Grande (Bolívia), é apresentado na Tabela 2.10. A composição de preços para todos os “city gates”, localizados ao longo do gasoduto, ou seja, o preço de fornecimento de gás natural para a posterior distribuição, será uniforme.

Tabela 2.10
Preço do gás natural boliviano para o Brasil (em “city gate”)

PREÇO	US\$/MMBtu
FOB – Rio Grande (Bolívia)	1,00
Tarifa de transporte	1,60
Preço no “City gate”	2,60

Fonte : PETROBRAS

2.2.4. Importação e exportação do gás

O Gás Natural explorado na Bolívia deverá ser exportado ao Brasil, tendo o Contrato de Compra - Venda de Gás Natural entre estes dois países como compromisso o fornecimento de gás, por parte da Bolívia, a 16 MM m³ por dia (20º ano, 2006), contados a partir do início das exportações. A oferta de gás boliviano para Brasil, prevista a partir de 1999 (primeira fase do projeto), e em 2006 (segunda fase do projeto), são mostradas na Tabela 2.11.

Tabela 2.11. Previsão de fornecimento de gás natural boliviano para o Brasil (MM m³/dia)

Ano	Fluxo (MM m³/dia)
1999	8,000
2000	9,140
2001	10,285
2002	11,428
2003	12,571
2004	13,714
2005	14,857
2006	16,000

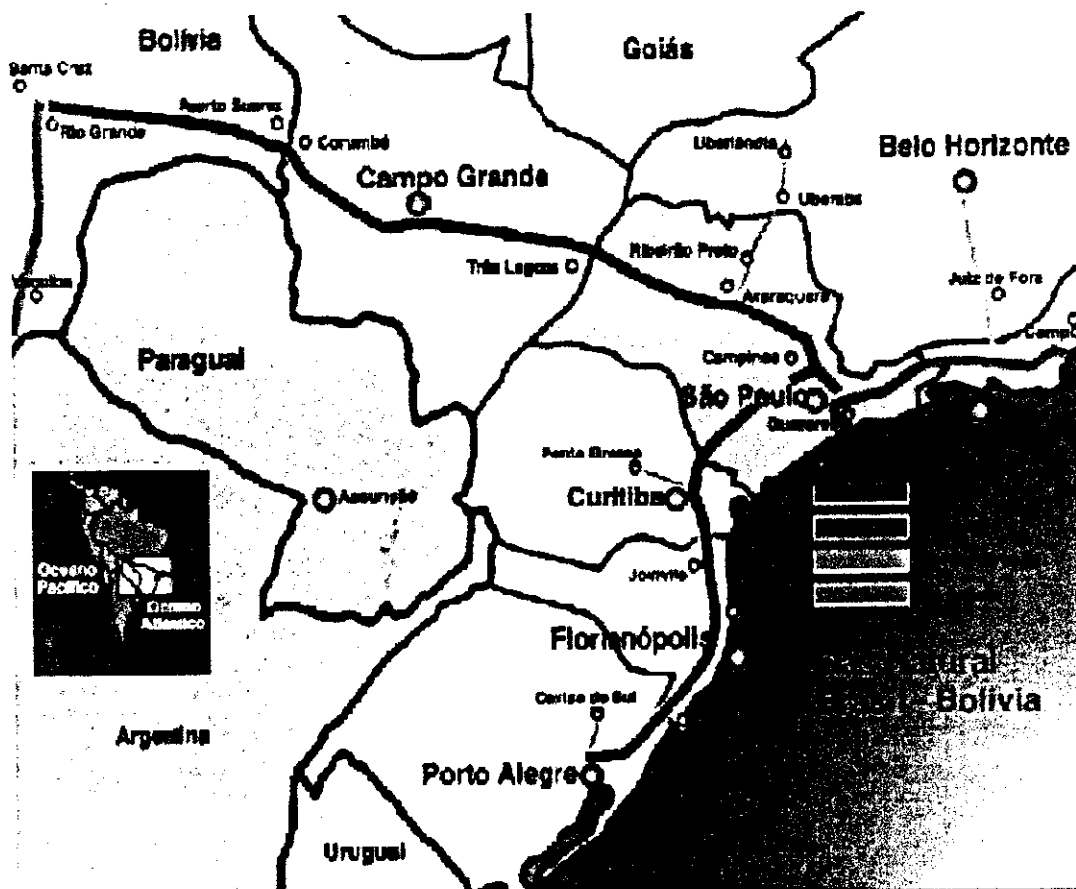
Fonte : PETROBRAS

2.2.5. Gasoduto Bolívia - Brasil

O gasoduto tem um comprimento de 3.157 Km e está projetado para transportar gás natural dos campos de Santa Cruz, na Bolívia central, até as cidades do sudeste do Brasil (ver figura 2.5). O gasoduto, projetado para transportar 30 milhões de m³/dia no trecho principal, inicia com 32 polegadas de diâmetro em Rio Grande (Bolívia). Atinge a fronteira com o Brasil, em Corumbá (Mato Grosso do Sul – Brasil) e continua com o mesmo diâmetro até Campinas, passando por aproximadamente 130 municípios. Em Campinas, o gasoduto se divide em dois ramais principais com 24" de diâmetro: o primeiro irá até Guararema (SP/Brasil) e o segundo até Canoas (RS/Brasil), próximo a Porto Alegre. A construção do gasoduto e o posterior fornecimento de gás ao Brasil representa uma mudança da matriz energética brasileira, ampliando a participação do gás natural dos atuais 2% para cerca de 10% na próxima década.

O gasoduto é resultado de quarenta anos de negociações entre os governos brasileiro e boliviano. A responsabilidade principal do lado brasileiro foi assumida pela Petrobrás, companhia estatal de petróleo ligada ao Ministério de Minas e Energia, e, do lado boliviano, foi assumida pela Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), antiga estatal da área de petróleo e gás na Bolívia, hoje privatizada (Enron/Shell).

Figura 2.5 – Gasoduto Bolívia - Brasil



Fonte : PETROBRAS, 1997

A Petrobrás criou a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia - Brasil (TBG), por intermédio de sua subsidiária, a Petrobrás Gás S.A. – Gaspetro (ex-Petrofértil). A TBG, 100% propriedade da Petrobrás, transferiu parte de suas ações para investidores privados, passando a uma estrutura acionária assim constituída:

- 51% Gaspetro
- 9,6% BHP (australiana)
- 9,6% O Paso (norte-americana)
- 9,6% British Gas (britânica)
- 4,0% Enron (norte-americana)
- 4,0% Shell (anglo - holandesa)
- 12,0% Transredes (boliviana)

A Gaspetro detém, ainda, participação acionária de 9% na Gás Transboliviano (GTB), a qual irá operar na Bolívia. Além disso, mantém como subsidiária plena a Petrogásbol, responsável pelo gerenciamento da obra do gasoduto no território brasileiro.

A importação de gás natural da Bolívia deverá ter vida curta, devido à magnitude das reservas existentes atualmente. A quantidade de reservas provadas de gás natural serão suficientes para manter a importação ao longo dos 20 anos contratados. Entretanto, a infra-estrutura já construída será de vital importância para a negociação do gás natural da Argentina e do Peru, nos mercados potenciais do cone sul da América do Sul.

2.3. Gás natural no Brasil

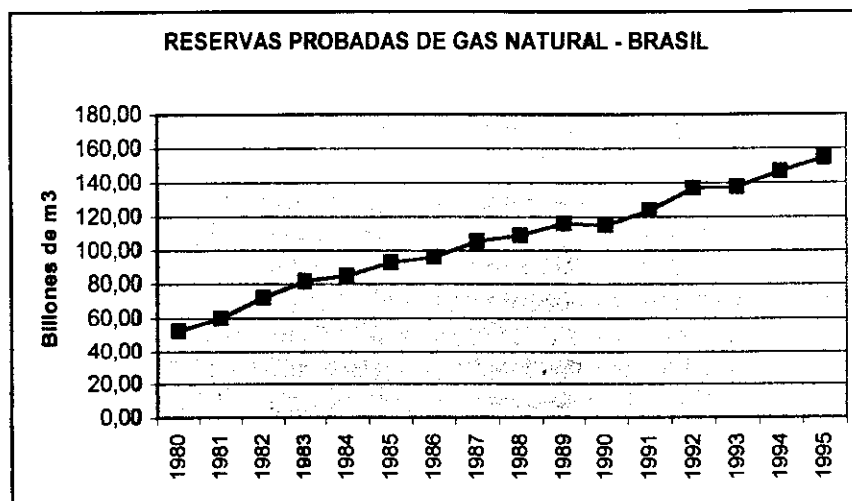
A indústria de gás natural, no Brasil, apresenta indicadores bastante reduzidos, comparados com os indicadores internacionais. A participação do gás no consumo de energia primária é de apenas 2.6% e, levado em conta o consumo final por fonte, essa participação cai para apenas 2.0%. Entretanto, as expectativas de crescimento indicam que esta poderia crescer até 12 % ao ano 2010 [GOMES, 1996].

2.3.1. Reservas provadas de gás natural no Brasil

No ano de 1995, as reservas de gás brasileiras eram de 154 bilhões de metros cúbicos, sendo que 69% das mesmas se referiam a gás associado ao petróleo. As maiores reservas se encontram nos estados do Rio de Janeiro (bacia de Campos), Amazonas (Urucu e Juruá), Bahia e Alagoas.

Figura 2.6
Reservas provadas de gás natural - Brasil
(Bilhões de m³)

Año	Total
1980	52,60
1981	60,30
1982	72,40
1983	81,60
1984	84,90
1985	92,70
1986	95,80
1987	105,30
1988	108,90
1989	116,00
1990	114,60
1991	123,80
1992	136,70
1993	137,40
1994	146,50
1995	154,30

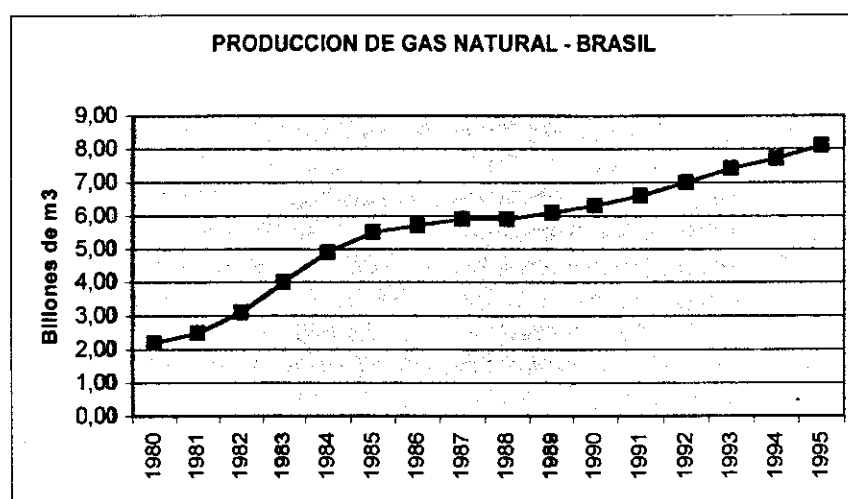


Fonte : MINISTÉRIO DE MINAS Y ENERGIA - BRASIL, 1997.

Nos anos 1990 - 1995, o crescimento das reservas foi de 35%, enquanto que a produção de gás cresceu 27% no mesmo período (ver figuras 2.6 e 2.7)

Figura 2.7
Produção de gás natural - Brasil

Año	Total
1980	2,20
1981	2,50
1982	3,10
1983	4,00
1984	4,90
1985	5,50
1986	5,70
1987	5,90
1988	5,90
1989	6,10
1990	6,30
1991	6,60
1992	7,00
1993	7,40
1994	7,70
1995	8,10



Fonte : MINISTÉRIO DE MINAS Y ENERGIA - BRASIL, 1997

2.3.2. Reservas de gás natural na região Amazônica

No ano 1978, foi descoberta a primeira reserva de gás natural, na província de Juruá, no Município de Caraurari (AM), cerca de 750 Km de Manaus. A partir destes descobrimentos se intensificaram as atividades de exploração da Petrobrás. No ano de 1981, foi criado o Distrito de Exploração da Amazônia Ocidental – DENOC, com sede na cidade de Manaus e jurisdição sobre as jazidas do Amazonas, Acre, Tacutu e Solimões. Foram descobertos 10 campos de gás, cujos volumes podem alcançar mais de 30 bilhões de m³. No ano de 1986, foram descobertos poços com petróleo e gás na região do rio Urucu, o que abriu perspectivas para a exploração de petróleo e gás em toda a região Amazônica.

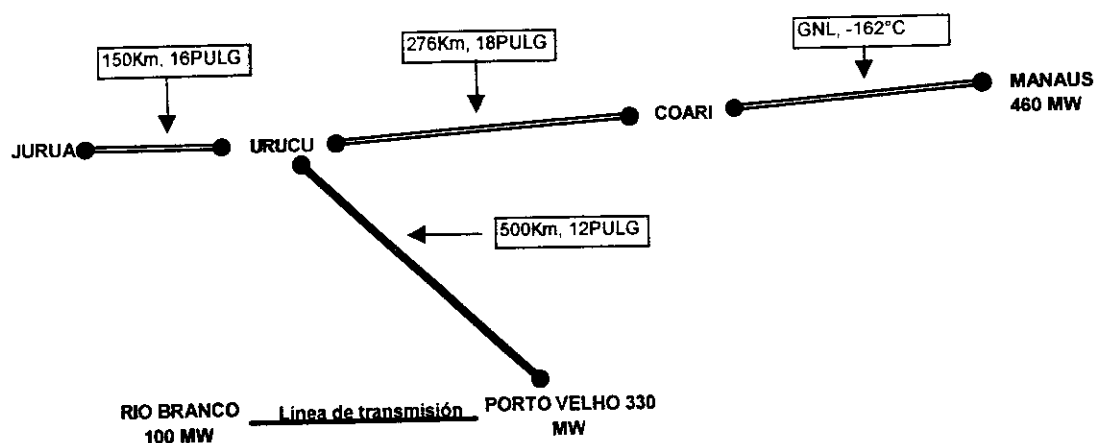
A exploração de petróleo e gás na Amazônia constitui um grande desafio. A inacessibilidade da região se transforma no principal obstáculo para a realização das atividades de perfuração e produção. O transporte das equipes de perfuração e produção é duplamente dificultados, devido à inexistência de estradas e às difíceis condições de navegabilidade dos rios, principal sistema de transporte. Entretanto, existem perspectivas de que, com o avanço tecnológico alcançado pela indústria petroleira, em um futuro próximo, o gás natural poderá ser transportado em tanques de armazenamento, utilizando os rios navegáveis da região.

As reservas de gás na Amazônia, que atualmente atingem 55 bilhões de m³, encontram-se em segundo lugar entre as regiões produtoras, depois das reservas de Campos, no Rio de Janeiro. As reservas de condensados nesta região são as maiores do Brasil, cerca de 6.6 milhões de m³. Devido ao fato de mais de 50% corresponder a gás associado, serão necessários investimentos adicionais para o seu transporte e distribuição. Esses investimentos aumentariam seus custos de produção e transporte.

4,16 milhões de m³/dia de gás, volume que passaria para 5,4 milhões de m³/dia no 10° ano. Cerca de 58% do gás seria destinado a Manaus, 26% para Porto Velho, 9% para Macapá e 7% para a margem esquerda do Rio Amazonas. Basicamente o gás seria utilizado na conversão do parque térmico da região, que hoje consome óleo diesel e óleo combustível, e passaria a cerca de 940 MW.

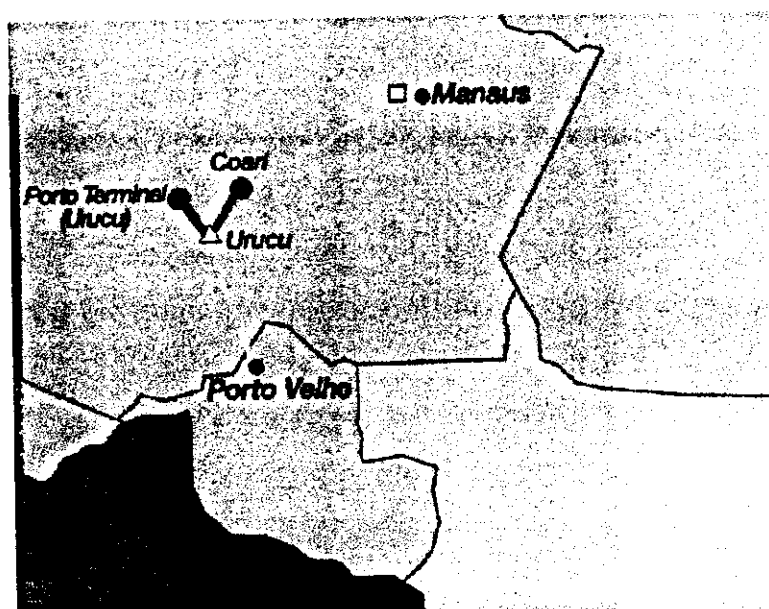
Para que o gás chegue a Manaus, Macapá e à margem esquerda do Amazonas, será construído um gasoduto de Urucu a Coari, onde será instalada uma planta de liquefação e toda a infra-estrutura necessária, como portos e armazenagem. Depois de liqüefeito, o gás será transportado em navios para as três estações, nas quais seriam construídas plantas de revaporização. Inicialmente, o transporte do gás seria feito através de barcaças, o que demandaria maior tempo de viagem (a viagem em barcaças duraria de cinco dias para Manaus, nove dias à margem esquerda do rio Amazonas e 15 dias até Macapá). Estima-se que, para fazer as travessias os navios levem um dia de viagem até Manaus, três dias até a margem esquerda do rio Amazonas e quatro dias até Macapá. É preciso mencionar que o rio apresenta condições impraticáveis de navegação em determinadas épocas do ano.

Figura 2.9 Projeto Urucu



Todo o projeto demandaria investimentos da ordem de US\$ 1.7 bilhões, que deveriam ser financiados pelo BNDES. A maior parte destes recursos será destinada à conversão do parque térmico, que exigirá US\$ 620 milhões. Os trabalhos de Exploração e Produção na região de Urucu e Juruá deveriam demandar investimentos da ordem de US\$380 milhões, em quanto toda a instalação de infra-estrutura para o escoamento do gás deverá ser, aproximadamente, de US\$ 735 milhões.

Figura 2.10 – Projeto Urucu



Fonte : PETROBRAS, 1996

Tanto a parte de infra-estrutura do projeto como a parte de Exploração e Produção seriam tocadas em sociedade com a iniciativa privada, sendo que pelo acordo, a Petrofértil seria responsável pela coordenação e implantação do gasoduto Urucu-Porto Velho, enquanto que o governo do Amazonas cuidaria da parte de liquefação.

Como o projeto exigirá grandes obras de infra-estrutura, a sua primeira fase, que prevê o fornecimento de gás para Porto Velho, deverá ser implantada em dezembro de 1999, ficando toda a parte de liquefação de gás para o ano 2000 [PETROBRÁS, 1997].

De acordo com informações da Petrobrás, o gás será vendido a US\$ 3,00 por milhão de BTU, o que deverá gerar uma energia de cerca de US\$40.00 por MWh, contra os atuais US\$ 120,00 MWh. Com isto, a energia não precisará mais ser subsidiada. A ELETRONORTE vende esta energia hoje por US\$ 30/MWh para as concessionárias e a diferença é amenizada pela CCC (Conta de Consumo de Combustíveis), fundo rateado entre todas as concessionárias e que cobre 70% do valor do combustível utilizado no parque térmico dos sistemas isolados.

O contrato a ser firmado seria válido por 20 anos, prevendo o fornecimento de um volume de gás que crescerá de 4,16 milhões de m³/dia para 5,4 milhões de m³/dia até o 10º ano, mantendo-se estável a partir de então. Para a utilização do gás, prevê-se a conversão do parque existente de 295 MW (110 MW Manaus, 89 MW Porto Velho e 96 MW Macapá), e ainda um incremento de 320 MW de produtores independentes em Manaus. Deste total, foram investidos cerca de US\$22 milhões em máquinas bi - combustível, Manaus (70MW), Porto Velho (35MW) e Macapá (45MW). Até o ano 2000, a estimativa é que o parque cresça até 940 MW, através de produtores independentes, com investimentos associadas de US\$ 620 milhões, levando a 1010 MW no ano de 2010. O parque de Porto Velho também abastecerá Rio Branco, no Acre, através de uma linha de transmissão de 500 kV em 230 kV.

A região norte precisará investir também em outras fontes de energia, já que enquanto o mercado crescerá a taxas de 10% ao ano a partir do segundo ano de contrato com a Petrobrás, o fornecimento de gás de Urucu crescerá 3% ao ano.

CAPÍTULO III

AVALIAÇÃO DO MERCADO DE ÓLEO COMBUSTÍVEL E ÓLEO DIESEL PARA A SUBSTITUIÇÃO POR GÁS NATURAL NOS ESTADOS DO ACRE, RONDÔNIA, AMAZONAS E MATO GROSSO

O presente capítulo tem por objetivo avaliar o mercado de óleo combustível e óleo diesel nos Estados do Acre, Rondônia, Amazonas e Mato Grosso, visando a sua substituição por gás natural. As características do projeto obrigam a avaliar com precisão os mercados concentrados em poucos consumidores (geração de eletricidade e grandes indústrias) que poderiam, com maior facilidade, utilizar gás no curto prazo e viabilizar o gasoduto proposto. Posteriormente, espera-se a incorporação do gás natural nos setores doméstico, comercial e automotivo.

3.1. Descrição das áreas de influência

3.1.1. Estados do Acre e Rondônia

Os Estados do Acre e Rondônia pertencentes à Amazônia Brasileira, tiveram em meados da década de 70, uma migração que atingiu níveis extraordinários. O alto crescimento populacional ocorreu devido ao incentivo governamental para uma maior integração entre os estados da Federação. O desmatamento foi uma das primeiras atividades, surgindo assim várias indústrias de transformação de madeira, atividade que hoje conta com 1584 unidades [IBGE, 1994].

O consumo de energia elétrica nestes Estados está vinculado ao crescimento populacional e ao crescimento do parque industrial. Aproximadamente 50% das indústrias utilizam geração própria de eletricidade e 98% destas fazem uso do óleo diesel como combustível. O consumo é crescente e com taxas elevadas em relação ao consumo médio brasileiro, requerendo-se então, grandes inversões para satisfazer demandas reprimidas significativas, assim como as requisições de antigas e novas indústrias. Esta falta de oferta de energia e os atuais altos custos de produção de energia freiam o progresso destes estados.

Energia : O setor elétrico do Acre e Rondônia está dentro do sistema elétrico isolado da Região Norte, que abarca, além de Porto Velho, as capitais Manaus, Rio Branco, Macapá e Boa Vista, bem como as localidades do interior destes estados e dos estados de Mato Grosso e Mato Grosso do Sul. Este setor é constituído pelas empresas estatais :ELETROACRE, CERON (Usinas Elétricas de Rondônia S.A.) e a ELETRONORTE (Usinas Elétricas do Norte do Brasil S.A.). A ELETROACRE e a CERON atuam somente dentro dos estados onde são responsáveis pela distribuição de energia elétrica, tanto nas capitais, a partir do fornecimento da ELETRONORTE, como nas localidades do interior, sendo que nestas, a ELETROACRE e a CERON também são responsáveis pela geração de eletricidade.

É importante ressaltar que, atualmente na maioria das localidades do Acre e de Rondônia, (conforme se mostra na tabela para o Estado de Rondônia), o atendimento é feito de forma precária, apresentando expressivos racionamentos e elevado grau de demanda reprimida isso se deve ao fato das usinas geradoras diesel elétricas funcionarem em condições operativas críticas, com máquinas antigas, requerendo manutenção freqüente, conforme se apresenta na tabela a seguir :

Tabela 3.1
Situação das principais Usinas Térmicas - CERON

Ji - Paraná	regular
Jaru	ruim
Ariquemes	regular
Guajara Mirim	regular
Cacoal / Pimenta Bueno	ruim
Rolim de Moura	regular
Monte Negro	ruim
Cabixi	regular
Fonte : (CERON, 1995) Regular : com até 20% de racionamento Ruim : De 20 a 40% de racionamento	

O consumo é crescente e com grandes taxas para um setor que precisa de vultosas somas para investir na ampliação de geração, transmissão e distribuição. Pode-se observar claramente que existe uma demanda reprimida bastante significativa. Dados de 1993 (ver tabela 3.2) mostram que somente 17 cidades de Rondônia foram atendidas 24 horas por dia com eletricidade, 8 cidades registraram de 20 a 50 % de falta de eletricidade por dia, 28 de 50 a 70% e, por último, 23 cidades com uma falta de mais de 70% de energia elétrica por dia, fato que demonstra a precariedade do sistema de geração em Rondônia.

Tabela 3.2
Atendimento de eletricidade - CERON

Porcentual de falta de eletricidade	Número de cidades
de 0%	17
de 20 a 50%	8
de 50 a 70%	28
acima de 70%	23
sem informações	15

Fonte: (CERON, 1995)

O Acre e Rondônia se encontram imersos em um déficit de energia elétrica crônico, o que impôs a estes estados limitações de ordem econômica e de desenvolvimento [MORET, 1996]. É por isso que a jazida de gás natural de Camisea, situada a 1244 Km de Rondônia, apresenta-se como a melhor alternativa para solucionar os problemas energéticos destes estados, os quais, em um curto prazo, poderiam se converter em um pólo de desenvolvimento na região Norte e Centro Oeste do Brasil.

3.1.2. Estado do Amazonas

O Amazonas se caracteriza por sua grande dimensão, população concentrada em uma única cidade (Manaus), grande biodiversidade e pelo fato de ainda ter zonas não exploradas ou pouco conhecidas. Maior estado em área do Brasil, com 1.577.820 Km², tem concentrada na capital (Manaus) 50% da sua população de 2.4 milhões habitantes. Tal situação é resultado do intenso fluxo migratório rural - urbano ocorrido nas últimas duas décadas, que atraiu tanto os habitantes do interior como os dos estados vizinhos, pela expectativa de emprego na Zona Franca de Manaus. Este estado tem 3.611 quilômetros de fronteiras com países vizinhos da América do Sul, fato que o transforma em uma região estratégica, nos tempos atuais em que as relações econômicas, energéticas e de mercado com países vizinhos são fundamentais para o desenvolvimento das nações. Sua característica estratégica é de importância crescente.

A capital, Manaus, que ocupa uma área equivalente a apenas 0.7% do território estatal, tem 1,2 milhões de habitantes e participa com 98% da arrecadação do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) do Estado do Amazonas. Os outros 99.3% do território, onde está pouco mais da metade da população amazonense, tem apenas 2% de ICMS. Esta concentração de habitantes na capital ocorreu a partir do final da década de 60, com a criação da Zona Franca de Manaus (ZFM). De 1970, quando tinha 311 mil habitantes, Manaus passa para 1.2 milhões no ano 1996, um crescimento de 285%.

A Zona Franca de Manaus : modelo baseado na renúncia fiscal e na montagem de produtos para o mercado interno, foi criado em fevereiro de 1967 pelo presidente Castello Branco, seu prazo de existência fixado pela Constituição do Brasil, expira em 2013. Caracterizando-se pelos incentivos fiscais e liberdade de importação de equipamentos, esta inversão de capital e tecnologia faz da Amazônia Ocidental um dos maiores centros de produção industrial nos setores de eletrônica, lazer, relojoeiros, brinquedos, termoplásticos, óptico, entre outros. Existem 22 pólos industriais na ZFM, sendo o mais importante o eletrônico. As 139 indústrias do setor registradas na Suframa faturaram no ano de 1996 a quantia de US\$9.4 bilhões, quase 70% do total arrecadado. Em seguida, aparecem os pólos de acessórios automotivos (9.16% do faturamento), químico (5.49%), relojoeiro (2.5%) e termoplástico (2,30%).[Gazeta Mercantil, Balanço Anual, 1997].

A produção da Zona Franca de Manaus contribui com 97% do Produto Interno Bruto (PIB) do Estado, sendo seu parque industrial composto por 500 empresas, onde se destaca o setor de eletro-eletrônicos. A extração de madeiras é a segunda atividade do estado, sendo responsável por 27% de suas exportações. Destacam-se também os depósitos e ocorrência minerais na região (avaliados em US\$ 1,6 trilhões).

Energia : Manaus, a capital amazonense, poderia ver resolvido, a médio prazo, um déficit de energia elétrica que vem submetendo, nos últimos seis meses, os habitantes e o parque industrial da Zona Franca de Manaus a um

acionamento diário de eletricidade, com cortes no fornecimento de até três horas por dia. Viabilizar o aproveitamento comercial do gás natural extraído dos campos de Camisea permitirá movimentar os parques térmicos que fornecem energia elétrica para esta cidade.

Para a Eletronorte¹, que possui em Manaus um parque de termelétricas a óleo combustível e a diesel de cerca de 290 MW de potência e uma única hidroelétrica, a usina de Balbina (250 MW), o gás natural, além de ser considerado uma fonte de energia não poluente, tem o atrativo de ter baixos custos de geração. As termelétricas da região tem um custo de geração que oscila entre US\$95 e US\$100 por MWh. Balbina gera 1 MWh por US\$60, valor considerado alto em se tratando de uma hidroelétrica.

Manaus vive diariamente o drama de contar com dois picos de demanda por energia, entre às 14 horas e às 16 horas, quando a grande concentração de aparatos de ar condicionado, conectados para permitir a temperatura ideal para a fabricação de componentes eletrônicos, chega a elevar a demanda a 40 MW acima da capacidade de geração do sistema isolado local. Mais tarde, entre 18 e 20 horas, assim como no restante de Brasil, há uma grande concentração no uso de chuveiros elétricos e aparatos eletrodomésticos nas residências, ocorrendo um novo déficit, de até 20 MW acima da capacidade.

Para procurar suprir o déficit a curto prazo, a Eletronorte pretende construir uma termelétrica de 270 MW. O parque termelétrico da Capital tem uma capacidade efetiva de 304 MW, dos quais só se dispõe de 262 MW, devido a restrições operacionais e à indisponibilidade temporária de algumas unidades.

Perspectivas de desenvolvimento : Para o Estado do Amazonas, a integração com os países vizinhos é vital. O modelo da Zona Franca de

¹ O parque gerador da ELETRONORTE atende o mercado de Manaus, além do suprimento de energia fornecido à concessionária MANAUS ENERGIA. A ELETRONORTE é responsável pela geração, transmissão e distribuição, tendo 591.2 MW nominais instalados, sendo 250 MW da Central Hidroelétrica Balbina e 341.2 MW do parque termelétrico, este com três usinas instaladas em Manaus, correspondendo a 84 % da potência instalada no Estado.

Manaus, baseado na política de substituição de importações e de reserva de mercado, está hoje ameaçado pela abertura do mercado nacional à competição dos produtos estrangeiros e à inserção da economia do país no mercado global. Precisa por tanto, criar alternativas e opções que garantam sua viabilidade no futuro, isto é, a continuidade e a sustentação do desenvolvimento econômico da região a longo prazo. Assim, é importante não apenas manter esse centro industrial de grande porte no centro da Amazônia Ocidental, com toda sua logística de tecnologias de ponta, indústrias limpas e todo o aporte de recursos gerenciais e administrativos por parte de grandes empresas que se localizam nesta área, como também transformá-lo em um centro irradiador para o interior, estados e países vizinhos [GAZETA MERCANTIL, 1997].

A idéia de integração com outros países da América do Sul ganha nestes tempos maior importância devido à tendência mundial à abertura econômica. E uma das razões para que esta região venha a desenvolver um rol ativo é a grande extensão de fronteiras que ela possui com os países da América do Sul, chegando a ter 11.728 km de um total, no Brasil, de 15.719 km. O Estado do Amazonas tem um pouco menos de um terço da linha divisória 3.611 km, sendo 537 km com a Venezuela, 1430 km com o Peru e 1644 km com a Colômbia.

A articulação do Amazonas com os países vizinhos é uma das grandes opções de desenvolvimento futuro, pois a Venezuela, o Peru, a Colômbia, a Guiana possuem riquezas em termos energéticos e vias de transporte que permitiriam chegar aos grandes mercados da América do Norte, América Central e Europa. Estes mercados interessam especialmente, pois possuem um bom potencial para absorver os bens fabricados na Zona Franca de Manaus. [GAZETA MERCANTIL, 1997].

O crescimento econômico do Amazonas depende do crescimento de suas exportações, objetivo que poderia ser alcançado com a diversificação dos mercados e a oferta de facilidades para que a economia amazonense se torne

competitiva. De fato, a superação dos problemas de infra-estrutura e energia lhe permitirão tirar vantagem da sua relativa proximidade aos mercados internacionais.

3.1.3. Estado do Mato Grosso

Com uma população residente de 2,23 milhões de habitantes, distribuída em um área de 901.420 km², o Estado de Mato Grosso se localiza na região Centro - Oeste do Brasil, posição estratégica privilegiada. Em um raio de 1.5 Km de distância tomando como ponto de referência a usina Cuiabá², atinge-se do lado brasileiro, o Mato Grosso do Sul, Goiás, Distrito Federal, Tocantins e Rondônia. Nestas regiões moram em torno de 20 milhões de habitantes, os quais geram um Produto Interno Bruto de US\$45 bilhões; observando-se a leste, alcança-se a Bolívia, o sul do Peru, o norte de Chile, o noroeste argentino e o Paraguai, região em que vivem aproximadamente outros 20 milhões de habitantes, portanto, 40 milhões de consumidores em potencial, um mercado promissor isso sem contar que o Mato Grosso é um dos estados mais ricos em recursos naturais, candidato a se converter no maior "celeiro" mundial de alimentos. [GAZETA MERCANTIL, 1997].

² As conexões com os demais estados do país são feitas através da estrada BR-163, proveniente de Mato Grosso do Sul e que corta o Estado no sentido Sul - Norte, passando por Cuiabá em direção a Santarém-PA, e a BR-364, proveniente de Goiás e que cruza o Estado no sentido leste - oeste, passando por Cuiabá com destino a Porto Velho - RO. A BR-070 interconecta a Capital do Estado com a Capital do país, Brasília, passando por Barra do Garças, no Vale do Araguaia, de onde sai a BR-158, em direção norte, com destino a Marabá, no Sul de Pará. As BRs 158 e 163 são inter conectadas por um trecho da BR-080. Passa também por Mato Grosso significativo trecho da rodovia internacional BV-8, que interconecta Brasília a Caracas, na Venezuela.

Brevemente, com a conclusão da construção da Ferro norte, estarão interconectados com o sistema ferroviário da FEPASA e, em uma segunda etapa, com o da RFFSA, através do Triângulo Mineiro, podendo alcançar tanto os portos de São Paulo como os do Rio de Janeiro e Espírito Santo, o que refletirá em menores custos para o transporte de seus produtos.

Por outro lado, a interconexão com os países do Cone Sul pode ser feita pela hidrovía Paraguai - Paraná, um importante instrumento de apoio ao fortalecimento da Zona de Processamento e Exportação (ZPE), que está sendo instalada no município de Cáceres, integrando se ao Mercosul. Dada sua posição limítrofe com a Bolívia, e tendo ali os portos do Norte do Chile e Sul do Peru, no Oceano Pacífico, é possível intensificar o intercâmbio comercial, cultural e turístico com estes países, com a costa oeste dos Estados Unidos e com países do sudeste asiático.

O Mato Grosso vem promovendo e estimulando a melhoria de seus diversos sistemas, comunicações, vias de transporte, energia, entre outros. No que diz respeito ao transporte pode-se tomar como exemplo a execução de obras “rodoviárias” bolivianas interconectando “Santa Cruz da la Sierra” aos portos de Arica e Iquique no Chile, ao mesmo tempo em que o governo de Santiago mostra interesse em viabilizar os portos chilenos do Norte. Dentro do programa nacional de integração do leste boliviano, a Cidade de “Santa Cruz de la Sierra” é o vértice de um triângulo cuja saída dá para o sudeste, em direção a Corumbá, para oeste, em direção a Cáceres, e para o noroeste, em direção a Porto Velho, em Rondônia.

Energia Elétrica : Os “blecautes” são freqüentes em Cuiabá, como em todo o território do Mato Grosso. Não tendo existido investimentos na área de geração elétrica durante muitos anos, o estado foi deixado à beira do colapso. Numa extensa área de baixa densidade populacional e onde as distâncias são muito grandes (o que encarece os investimentos), a eletricidade é a terceira colocada entre as fontes de energia mais usadas, com 21% do total, depois dos derivados de petróleo, com 57% e dos subprodutos da biomassa (como lenha e bagaço de cana) com 22%. O Estado, no entanto, apenas produz 15% de toda a energia que consome, o que o torna altamente dependente de outras unidades da Federação. A demanda por energia elétrica no Estado foi, em 1996, de 496 MW, sendo a demanda reprimida estimada em 100 MW [CEMAT³, 1997]. O Estado possui uma capacidade instalada da ordem de 450 MW, dos quais 350 MW são provenientes das usinas de Itumbiara e Cachoeira Dourada, em Goiás, através de três linhas de transmissão. Está previsto o início das operações de uma usina térmica de 480 MW (ENRON) e de uma usina hidroelétrica de 210 MW (C.H. Manso).

Perspectivas de desenvolvimento : O Parque Industrial de Mato Grosso conta atualmente com cinco mil indústrias, das quais 90% são micro e pequenas empresas. Os segmentos mais representativos da Indústria mato-

grossense são representados pelo setor madeireiro/mobiliário, o complexo soja e a proteína animal. Mil e quinhentas empresas constituem a indústria madeireira / mobiliária, processando em torno de dois milhões de metros cúbicos/ano de madeira extraída de florestas nativas. O Estado possui uma área plantada da ordem de dois mil hectares e cerca de dez mil hectares de eucalipto. Existem seis unidades de moinhos de soja, com capacidade de processar 50% da produção, o que atinge 5,7 milhões de toneladas.

O setor industrial de proteína animal é composto por 15 frigoríficos médios e grandes para bovinos e suínos, e três para aves. A piscicultura é outra atividade em fase de grande expansão. Por outro lado, o setor "sucro - alcooleiro" produz açúcar e álcool carburante. No ano de 1994, este setor movimentou 5,1 milhões de toneladas, em um área de 79,4 mil hectares para uma produção de 277,5 milhões de litros de álcool carburante e 3,5 milhões de sacos/50 Kg de açúcar cristal. Deste total, 50% do álcool produzido foi exportado da região para os mercados interno e externo.

Exportações : No ano de 1995 o Estado exportou US\$ 426,25 milhões, o que represento 43,21% do volume total exportado pela região Centro - Oeste. O comércio internacional do Estado deve ganhar novo impulso com O Mercosul, o qual permitirá ao Mato Grosso incrementar sua participação no comércio internacional, exportando madeira, açúcar e frutas tropicais, e ainda importando trigo e outros produtos.

Ainda modesto diante dos grandes centros industriais do Brasil, o parque industrial de Mato Grosso já se destaca na economia estatal. A fim de ampliar esse quadro, várias ações foram implementadas no sentido de dinamizar as atividades industriais do Estado. Entre essas ações merecem destaque: (1) a implementação da Zona de Processamento e Exportação (ZPE) em Cáceres, que deverá atrair indústrias para o município, incentivando a economia regional, (2) a construção da Ferrovia Leste - Oeste, (3) a melhora da Hidrovia Paraguai - Paraná, ações, estas, que poderão atrair investimentos em função

³ "Centrais Elétricas Matogrossenses S.A." é uma empresa distribuidora de energia elétrica do Estado de Mato Grosso com área de concessão de 815372 km². Atualmente a empresa é controlada pelas empresas

da baixa dos custos de transporte e (4) a construção de usinas termelétricas para suprir as necessidades energéticas.

3.2. Determinação do mercado potencial para o gás natural nos Estados do Acre, Rondônia, Mato Grosso e Amazonas

3.2.1. Metodologia

Tendo-se em vista determinar o mercado potencial de gás natural, foram consideradas as seguintes etapas e respectivas metodologias :

3.2.1.1. Para o setor de energia elétrica

1. Levantamento e análise das previsões de mercado de Energia Elétrica realizados pela ELETRONORTE no período 1996-2006, referente ao ciclo de planejamento 1996/1997.

Para o período 1996-2006, tomaram-se em conta as previsões de mercado de Energia Elétrica realizadas pela ELETRONORTE, referentes ao Ciclo de Planejamento 1996-1997, aprovadas pelo Comitê Técnico para Estudos de Mercado (CTEM).

As atuais previsões para o mercado de energia elétrica a serem atendidas pelo conjunto de concessionárias da Região Amazônica, apontam para um crescimento médio anual de 10.8% no decênio 1996/2006, sem considerar os consumidores eletro-intensivos e de 8.1% considerando os mesmos. No Brasil, considerando o mesmo período, deverá crescer 5.1% [ELETRONORTE, 1996]. Portanto, como se observa, a região Amazônica apresenta uma dinâmica de crescimento mais acentuada que a do Brasil e, conseqüentemente, das outras regiões. Essa trajetória de evolução está fortemente relacionada com a implantação e ampliação de grandes projetos industriais, assim como pólos industriais em desenvolvimento, criação de áreas de livre comércio e o

fortalecimento de atividades comerciais e serviços na região. [ELETRONORTE, 1996].

O sistema Acre/Rondônia : apresenta altas taxas de crescimento, induzidas pelo aumento do fluxo migratório e pelo atendimento às localidades com altos índices de demanda reprimida.

- **Estado do Acre** : O fornecimento à Eletroacre, ao longo do período de projeção, apresenta uma taxa de crescimento de 11.5%, no período 1995/2000, e de 10,0 %, no período 2000/2006. São taxas de crescimento coerentes com o mercado em questão, já considerando a interconexão com o Sistema Samuel no ano 2000.
- **Estado de Rondônia** : O valor do suprimento se manteve nos mesmos níveis previstos no ciclo anterior, até 1999, quando deverá entrar em operação a Central Térmica Caiari. A interconexão Porto Velho / Rio Branco em 1999 e a incorporação de novas localidades (Abuã, Guajará Mirim, e Vilhena), resultará, no ano 2006, em um aumento de 37,3% em relação ao projetado no ano anterior . Ao longo do período de projeção, os suprimentos previstos pela ELETRONORTE às concessionárias Ceron e Eletroacre, apresentam uma taxa de crescimento médio anual de 27,9%, no período 1995/2000, e de 11,6% ao ano, no período 2000/2006.

O sistema Manaus : Altas taxas de crescimento anual estão previstas no horizonte em estudo : 11,8 %, no período 1995-2000, e 9.2%, no período 2000-2006, respaldadas pelas seguintes premissas :

- Conservação dos incentivos fiscais até o ano 2013, conforme Constituição Federal de 1988;
- A reforma Fiscal em curso deverá manter as vantagens comparativas das mercadorias produzidas na Zona Franca de Manaus;
- Modernização do parque industrial e aumento das exportações;
- Desenvolvimento do Eco – turismo.

O sistema Mato Grosso, a projeção de mercado de energia elétrica referente ao Sistema Interconectado Cemat, apresenta taxas de crescimento de 10,8% e de 9,0%, nos períodos 1996/2000 e 2000/2006, respectivamente. Neste ciclo de planejamento, o suprimento da ELETRONORTE à CEMAT foi considerado constante a partir de 1997 (387MW), período em que o sistema de transmissão Sudeste – Cuiabá deverá atingir a capacidade máxima de transporte. A complementação, a partir desta data, deverá ser realizada por fontes de geração locais a serem implantadas com a participação da iniciativa privada (por exemplo: Central Térmica Cuiabá I).

No anexo 3.1, são apresentados por sistema elétrico as projeções de demanda (MWh/h) e energia (MWh) dos últimos cinco ciclos de planejamento, as taxas de crescimento do mercado, assim como os desvios verificados entre as diferentes projeções. No anexo 3.2, mostra-se o Mapa Geo-elétrico da Região.

2. Levantamento e análise do Programa Decenal de Geração 1996/2005 dos sistemas isolados da Região Norte (Amazonas, Acre e Rondônia) e da Região Centro Oeste (Mato Grosso).

A previsão da oferta de energia no período 1996-2005, baseia-se nos estudos desenvolvidos pelo Grupo de Trabalho para Estudos dos Sistemas Isolados (GTSI) da ELETRONORTE (Programa Decenal de Geração 1996/2005 dos sistemas isolados da Região Norte, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul, capitais e interior).

O grupo GTSI ressalta que, com a transformação por que passa atualmente o Setor Elétrico, estes estudos que ainda vêm seguindo os mesmos critérios do passado, passam a ter um caráter eminentemente indicativo, na medida em que atualmente já se admitem os mecanismos recém criados de participação da iniciativa privada em projetos de geração, tais quais : a formação de consórcios entre concessionários, públicos e privados (Decreto 915/93), e auto produtores; o acesso ao sistema de transmissão através do SINTREL (Decreto

1009/93) e a participação do Produtor Independente de Energia (Leis 8987/95 e 9074/95).

Devido às demandas dos mercados de Porto Velho e Manaus terem apresentado tendências de crescimento superiores às projeções previstas no último ciclo de planejamento, os riscos de déficit de energia nestes sistemas alcançaram níveis inaceitáveis, implicando racionamento, o que levou a ELETRONORTE a elaborar um Programa Emergencial de atendimento para o triênio 1996/1998. Este foi incluído como parte do programa Decenal naquele horizonte. A partir de 1998, foi adotado como programa para as capitais. Nele, o gás natural é a solução recomendada pelo Relatório Final da Comissão designada na Portaria MME nº128/95 do "Suprimento de Energia Elétrica na Amazônia Legal".

3. Identificação da geração hidráulica e da geração térmica nos sistemas.

Identifica-se o tipo de usina de geração (hidráulica ou térmica) em cada sistema assim como se diferenciaram os tipos de geração térmica (geração com grupos diesel, geração com turbinas a gás e geração com turbinas a vapor). Consideraram-se os grupos existentes e aqueles previstos no Programa Decenal de Geração para o período 1997 – 2006.

4. Levantamento de dados históricos referente à demanda de ponta de energia elétrica e a projeção para o ano 2020.

Foram levantados os dados históricos da demanda de ponta para cada sistema referentes ao período de 1992 a 1995, assim como as projeções de demanda de energia elaboradas pela ELETRONORTE para o período de 1996 -2006. Com estes dados integrados (demanda de ponta de energia para o período 1992 – 2006), procedeu-se de modo que modelos econométricos fossem empregados para sua projeção para o ano 2020. Utilizou-se a regressão linear simples, em vista do longo período de estudo.

5. Determinação da quantidade de gás natural requerido para substituir o óleo diesel e o óleo combustível na geração térmica.

Identificada a capacidade instalada das usinas hidroelétricas e das usinas térmicas, assim como a demanda de ponta de cada sistema, determinou-se a quantidade de MW (geração térmica) que teriam que ser operados para cobrir a demanda de ponta. Logo, determinou-se a quantidade de gás natural que seria requerida para gerar esta energia. Para este cálculo, foram levadas em conta as seguintes premissas, fórmulas e conversões :

- Eficiência líquida das plantas (média) : 55,00%
- Fator de capacidade das plantas (médio) : 85,00%
- Determinou-se a quantidade de m³/dia de gás natural, mediante as seguintes fórmulas e conversões :

$$\text{Consumo}\left(\frac{\text{MWht}^*}{\text{dia}}\right) = \text{Energia}\left(\frac{\text{MWhe}^{**}}{\text{dia}}\right) \times \frac{1}{\text{Eficiência}\left(\frac{\text{MWhe}}{\text{MWht}}\right)}$$

$$1\text{kWh} = 860\text{kcal}$$

$$1\text{m}^3 = 9000\text{kcal}$$

* MWht : Mega watts hora térmico

**MWhe : Mega watts hora elétrico

3.2.1.2. Para o setor industrial

1. Levantamento e análise do consumo histórico de combustível (óleo diesel e óleo combustível) dos estados de Acre, Rondônia, Amazonas e Mato Grosso nos últimos 18 anos.

Foi levantado o consumo de combustíveis (óleo diesel e óleo combustível) das áreas em estudo ao longo de 18 anos (período de 1980 a 1997). Dados que foram proporcionados pela Agência Nacional de Petróleo (ANP). Com o

objetivo de analisar o comportamento do consumo do óleo diesel e do óleo combustível, constatou-se, neste período, uma tendência clara ao crescimento, ainda que, em determinados anos, tivessem sido apontadas diminuições consideráveis. Por outro lado, os crescimentos médios nestas áreas, foram superiores àqueles obtidos ao nível nacional.

Consumo de óleo diesel

O consumo de óleo diesel nos Estados do Acre, Rondônia, Amazonas e Mato Grosso mostra uma clara tendência ao crescimento, tendo alcançado nos últimos 18 anos um crescimento médio de 360%, com uma taxa anual de 20% (ver Tabelas 3.3, 3.4 e Figuras 3.1, 3.2, 3.3, 3.4), havendo alcançado em finais do ano 1997 a quantidade de 2,72 milhões de m³, correspondendo a 8,55% do total nacional.

É importante destacar que, nos últimos 18 anos, o crescimento médio dos quatro Estados foi de 4,8 vezes maior em relação ao crescimento nacional neste mesmo período.

Tabela 3.3

CONSUMO DE ÓLEO DIESEL (m³) 1980 - 1995

ANO	RONDÔNIA	ACRE	AMAZONAS	MATO GROSSO	BRASIL
1980	121.715	37.735	141.993	320.197	18.200.006
1981	128.424	40.734	158.511	337.472	17.815.605
1982	174.428	44.588	209.483	390.203	18.032.672
1983	224.593	47.899	246.828	453.296	17.584.811
1984	242.575	50.332	222.138	542.190	18.924.089
1985	285.116	60.765	261.515	622.586	20.135.802
1986	349.125	59.626	353.317	772.919	22.353.239
1987	412.450	70.397	403.039	848.699	23.684.498
1988	456.028	66.673	460.544	959.821	24.703.487
1989	627.246	79.715	367.833	1.326.596	29.128.452
1990	577.392	74.725	370.370	1.241.710	27.265.923
1991	379.052	81.433	330.158	1.084.335	25.960.989
1992	354.012	99.527	480.145	1.096.907	25.515.719
1993	373.126	118.976	365.017	1.164.890	26.539.019
1994	412.602	118.261	322.355	1.346.923	27.479.528
1995	453.639	124.626	539.464	1.425.707	28.324.470
1996	530.264	163.466	497.772	1.335.156	30.144.271
1997	510.268	200.011	680.053	1.326.185	31.771.948

FONTE : MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME - BRASIL

Consumo de óleo diesel

Figura 3.1

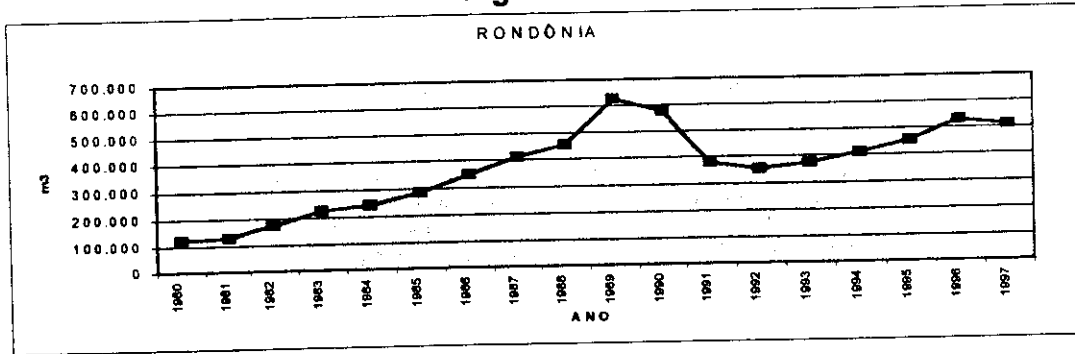


Figura 3.2

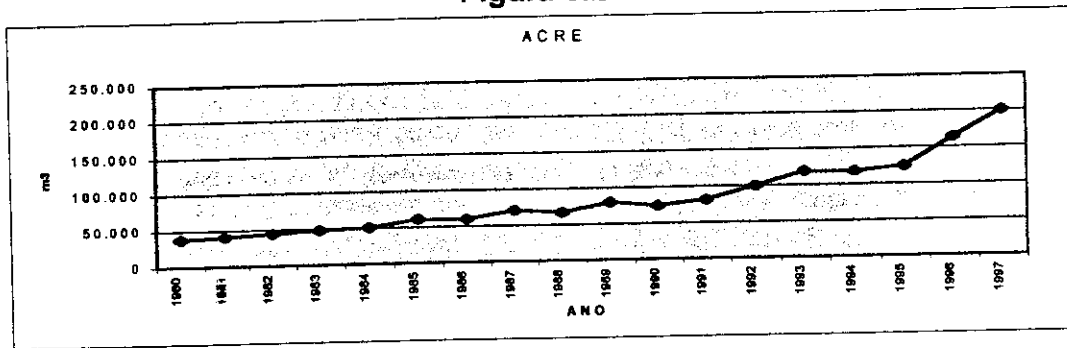


Figura 3.3

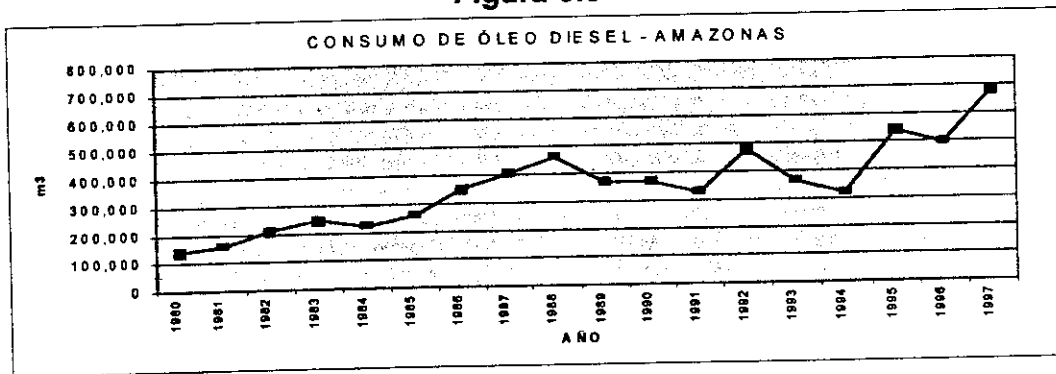


Figura 3.4

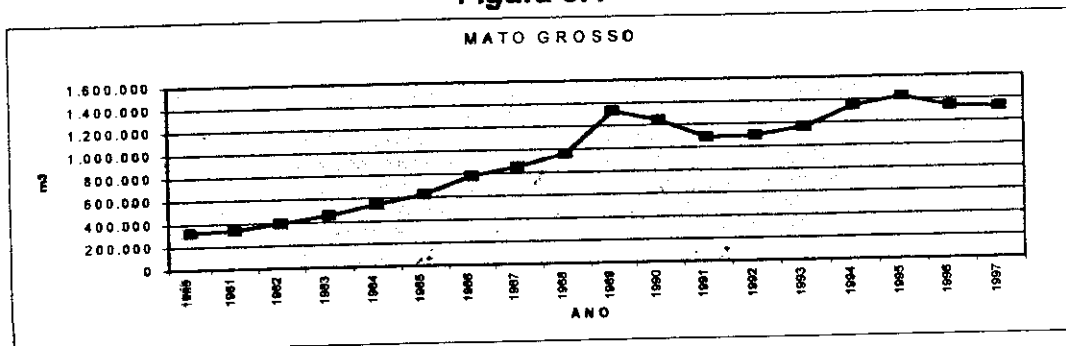


Tabela 3.4.

Taxas de crescimento do consumo de óleo diesel

Nos últimos:	RONDÔNIA	ACRE	AMAZONAS	MATO GROSSO	BRASIL
18 ANOS	319.23	430.04	378.93	314.18	74.57
10 ANOS	11.89	199.99	47.66	38.17	28.61
5 ANOS	36.75	68.11	86.31	13.85	19.72

Consumo de óleo combustível

O consumo de óleo combustível nos Estados do Acre, Rondônia, Amazonas e Mato Grosso mostra um comportamento diferente em relação ao do óleo diesel. Nos Estados do Acre e Rondônia, não se registraram consumos significativos desde o ano 1989. O Estado do Amazonas apresenta um consumo médio de 300 mil m³, constantes ao longo do período em estudo. (1980-1997). Este consumo é destinado para a geração de energia elétrica (81.43%, 1997) e como combustível no setor industrial (18.45%, 1997). Por outro lado, o Estado do Mato Grosso, apresenta um consumo crescente desde o ano 1990, havendo alcançado um incremento de 3166,00 %, nos últimos 18 anos, e de 78 % nos últimos 5 anos.

Tabela 3.5

CONSUMO DE ÓLEO COMBUSTÍVEL (t) 1980 - 1995

ANO	RONDÔNIA	ACRE	AMAZONAS	MATO GROSSO	BRASIL
1980	0	8	246.192	2.354	4.220.250
1981	0	0	220.138	1.813	11.411.344
1982	3.891	101	338.780	1.545	10.005.895
1983	422	0	269.812	1.031	8.360.250
1984	2.671	0	267.045	1.961	9.810.954
1985	3.891	101	338.780	1.545	10.005.895
1986	4.388	0	246.074	2.138	11.814.434
1987	1.291	0	404.353	2.818	11.875.563
1988	0	0	403.039	3.773	11.533.735
1989	0	0	222.713	4.703	11.044.029
1990	0	0	193.929	6.102	10.145.711
1991	0	0	263.875	22.357	8.142.662
1992	0	0	282.919	32.241	8.679.611
1993	424	0	194.187	43.089	8.217.025
1994	71	0	251.890	63.109	9.126.256
1995	0	0	266.324	77.746	9.476.271
1996	0	0	292.896	73.042	10.612.429
1997	0	0	265.604	76.897	10.407.653

FONTE: MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME - BRASIL

Consumo de óleo combustível

Figura 3.5

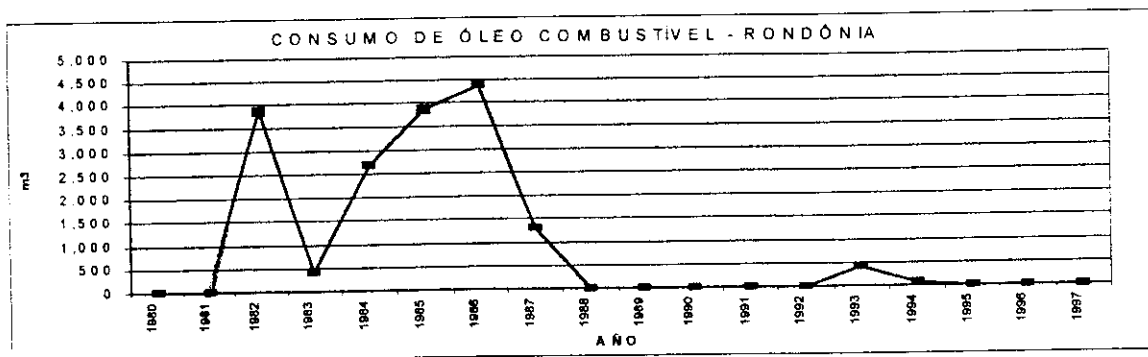


Figura 3.6

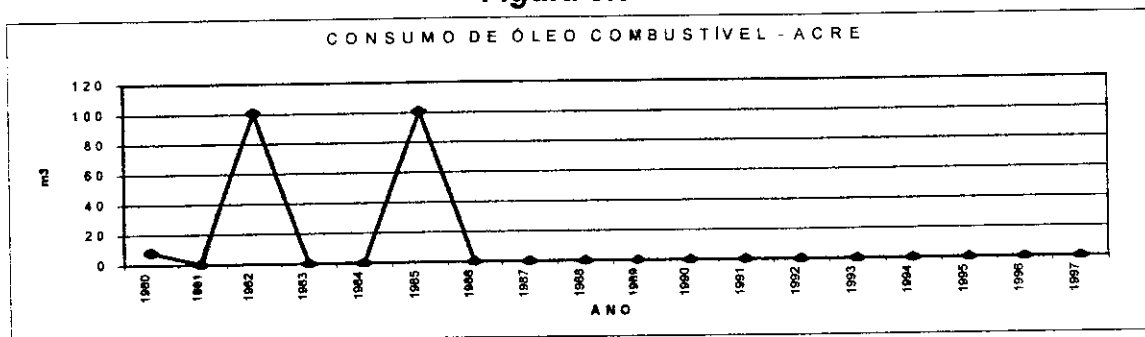


Figura 3.7

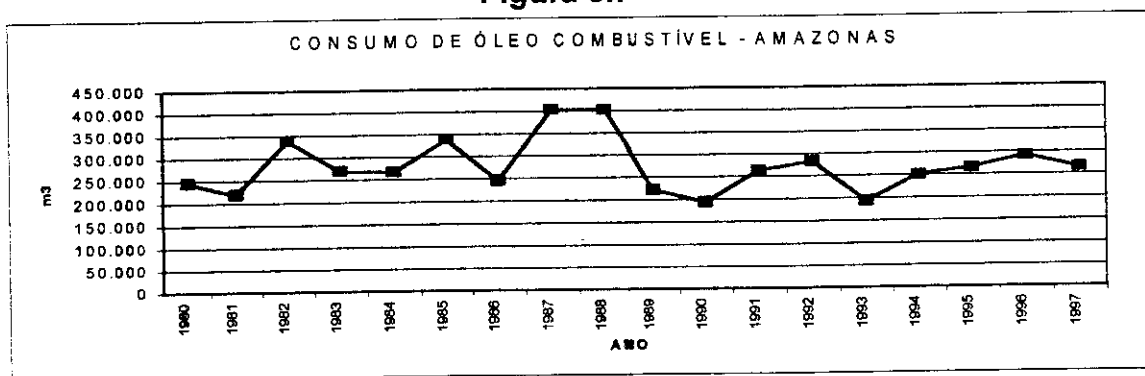


Figura 3.8

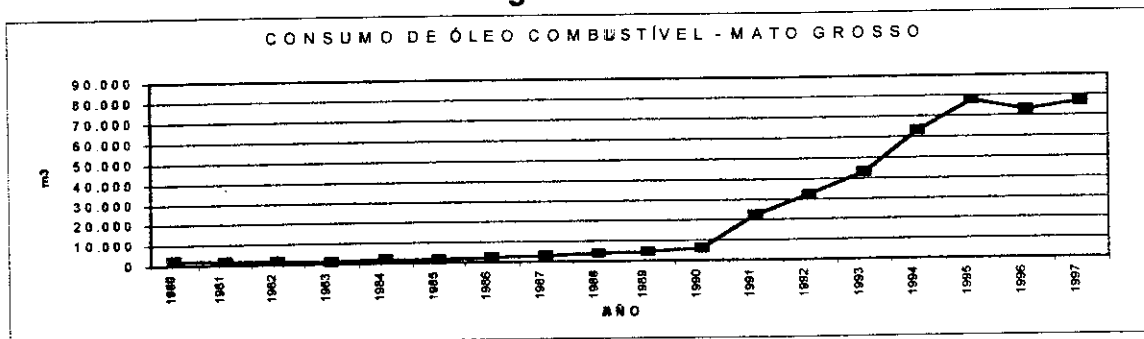


Tabela 3.6

TAXA DE CRESCIMENTO DO ÓLEO COMBUSTÍVEL

Nos últimos:	RONDÔNIA	ACRE	AMAZONAS	MATO GROSSO	BRASIL
18 ANOS	0,00%	-100,00%	7,88%	3166,65%	146,61%
10 ANOS	0,00%	0,00%	-34,10%	1938,09%	-9,76%
5 ANOS	-100,00%	0,00%	36,78%	78,46%	26,66%

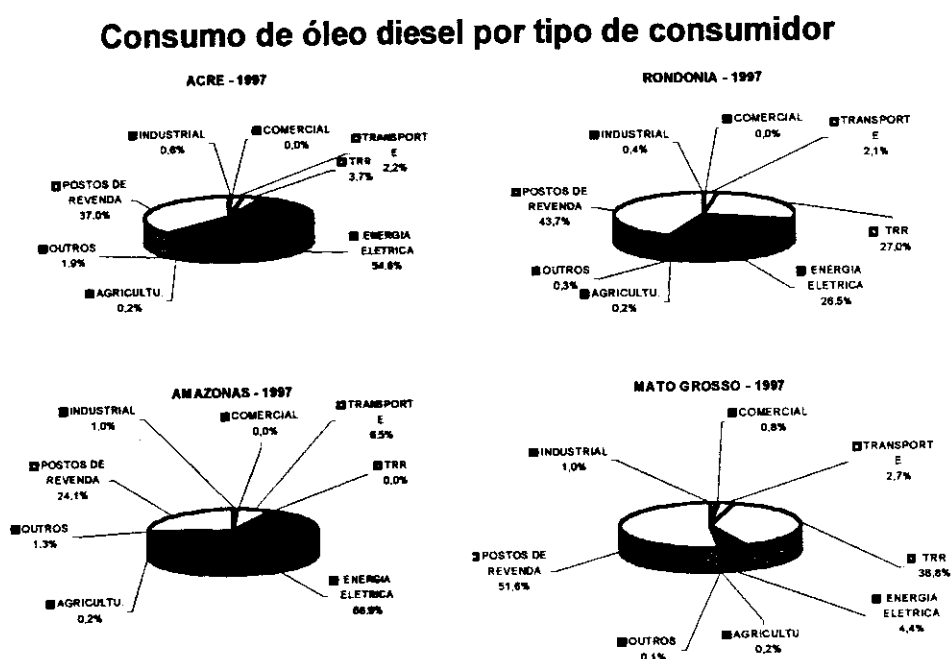
2. Identificação dos usos finais dos combustíveis e determinação da sua participação no setor industrial.

Identificaram-se os usos finais dos combustíveis e se determinou a participação percentual do setor elétrico e do setor industrial.

Consumo de óleo diesel por tipo de consumidor

A figura 3.9 mostra o consumo de óleo diesel por tipo de consumidor dos quatro Estados (Acre, Rondônia, Amazonas, Mato Grosso), nos anos de 1995, 1996 e 1997. Tendo-se feito uma média para os quatro Estados, pode-se verificar 38,5% para o setor de energia elétrica e 0,7% para o setor industrial.

Figura 3.9

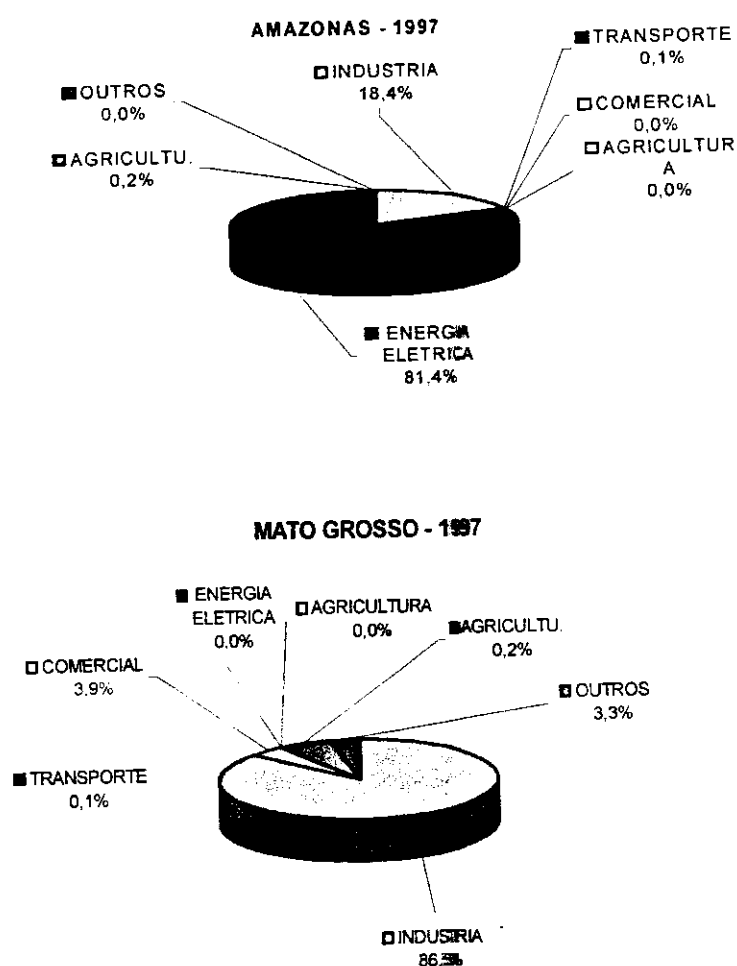


Consumo de óleo combustível por tipo de consumidor

Podemos verificar, na figura 3.10, um total de 42.9% para o setor de energia elétrica e 53.03% para o setor industrial, isto em relação aos Estados do Amazonas e MatoGrosso. (porcentagens que representam a média dos estados nos últimos 3 anos, ou seja, em 1995, 1996 e 1997).

Figura 3.10

Consumo de óleo combustível por tipo de consumidor



3. Projeção do uso de óleo combustível e óleo diesel.

Tomando-se como referência os dados históricos, projetou-se o consumo de óleo diesel e de óleo combustível, mediante o emprego de modelos econométricos (projeção para o ano 2020). Utilizou – se a regressão linear simples em vista do longo período de estudo.

4. Determinação da quantidade de gás natural requerido para substituir o óleo diesel e óleo combustível no setor industrial.

Tomaram-se em conta as seguintes propriedades dos combustíveis :

Óleo combustível :	Massa específica : 1013 Kg/m ³ Poder calorífico : 11.129,39 Kcal/kg.
Óleo diesel :	Massa específica : 852 Kg/m ³ Poder calorífico : 10.750 Kcal/kg.
Gás Natural Seco (Camisea) :	Poder Calorífico : 8.904,94 Kcal/m ³

3.2.2. Resultados

3.2.2.1. Projeção da demanda de energia e de gás natural para o setor elétrico

Na continuação, são apresentados os resultados da projeção da demanda de potência e da demanda de gás natural para o setor elétrico:

Projeção da demanda de potência e de gás natural

Tabela 3.7 Sistema Acre

SISTEMA RIO BRANCO (ACRE)

ANO	DISPONIBILIDADE PARA GERAÇÃO (MW)					TOTAL OFERTA	DEMANDA DE PONTA (MW)	MERCADO POTENCIAL (MW)	DEMANDA DE GÁS (MMm ³ /dia)	OBSERVAÇÕES
	HIDRÁULICA	TÉRMICA			TOTAL TÉRMICA					
		GD	TG	TV						
1992	0,00	50,70	0,00	0,00	50,70	50,70	32,6	32,60	0,12	Demanda Real (executada)
1993	0,00	50,70	0,00	0,00	50,70	50,70	34	34,00	0,12	"
1994	0,00	50,70	0,00	0,00	50,70	50,70	36,1	36,10	0,13	"
1995	0,00	50,70	0,00	0,00	50,70	50,70	45,3	45,30	0,18	"
1996	0,00	50,70	38,00	0,00	88,70	88,70	49,80	49,80	0,18	Projeção da oferta :
1997	0,00	50,70	38,00	0,00	88,70	88,70	55,50	55,50	0,20	ELETRONORTE, GTSI
1998	0,00	50,70	56,00	0,00	106,70	106,70	61,60	61,60	0,22	(Grupo de Trabalho para estudos
1999	0,00	50,70	56,00	0,00	106,70	106,70	67,70	67,70	0,24	dos sistemas isolados)
2000	Interconexão com o sistema Rondônia									Projeção da demanda :
										ELETRONORTE, ciclo de
										planejamento 96/97 aprovada
										pelo CTEM (Comitê Técnico
										Para Estudos de Mercado)
										A partir do ano 2000 o sistema Acre se
										inter conecta com o sistema Rondônia

Tabela 3.8 Sistema Rondônia

SISTEMA PORTO VELHO (RONDONIA)

ANO	DISPONIBILIDADE PARA GERAÇÃO (MW)					TOTAL OFERTA	DEMANDA DE PONTA (MW)	MERCADO POTENCIAL (MW)	DEMANDA DE GÁS (MMm ³ /dia)	OBSERVAÇÕES
	HIDRÁULICA	TÉRMICA			TOTAL TÉRMICA					
		GD	TG	TV						
1992	216,00				105,10	321,10	96,26			Demanda Real (executada)
1993	216,00				105,10	321,10	68,00			"
1994	216,00				105,10	321,10	104,00			"
1995	216,00				105,10	321,10	138,80			"
1996	216,00	12,00	94,30	0,00	106,30	322,30	168,10	0,00	0,00	Projeção da oferta :
1997	216,00	12,00	94,30	0,00	106,30	322,30	192,50	0,00	0,00	ELETRONORTE, GTSI
1998	216,00	12,00	94,30	0,00	106,30	322,30	241,30	25,30	0,09	(Grupo de Trabalho para estudos
1999	216,00	12,00	254,30	0,00	266,30	482,30	282,10	66,10	0,23	dos sistemas isolados)
2000	216,00	12,00	254,30	80,00	346,30	562,30	440,00	224,00	0,79	Projeção da demanda :
2001	216,00	12,00	334,30	80,00	426,30	642,30	497,00	281,00	1,00	ELETRONORTE, ciclo de
2002	216,00	12,00	334,30	80,00	426,30	642,30	559,70	343,70	1,22	planejamento 96/97 aprovada
2003	216,00	12,00	414,30	80,00	506,30	722,30	627,10	411,10	1,46	pelo CTEM (Comitê Técnico
2004	216,00	12,00	414,30	160,00	586,30	802,30	698,10	482,10	1,71	Para Estudos de Mercado)
2005	216,00	12,00	494,30	160,00	666,30	882,30	780,00	564,80	2,00	"
2006	216,00	12,00	494,30	160,00	666,30	882,30	847,00	631,00	2,24	"
2007								630,00	2,26	Projeções Anuais
2008								694,67	2,46	"
2009								753,38	2,67	"
2010								812,09	2,88	"
2011								870,80	3,09	"
2012								929,51	3,29	"
2013								988,22	3,50	"
2014								1046,93	3,71	"
2015								1105,64	3,92	"
2016								1164,34	4,13	"
2017								1223,05	4,34	"
2018								1281,76	4,54	"
2019								1340,47	4,75	"
2020								1399,18	4,96	"

Tabela 3.9
Sistema Amazonas

SISTEMA MANAUS

ANO	DISPONIBILIDADE PARA GERAÇÃO (MW)					TOTAL OFERTA	DEMANDA DE PONTA (MW)	MERCADO POTENCIAL (MW)	DEMANDA DE GÁS (MMm3/dia)	OBSERVAÇÕES
	HIDRAULICA	TERMICA			TOTAL TERMICA					
		GD	TG	TV						
1992	250,00				317,00	567,00	312,5			Demanda Real (executada)
1993	250,00				317,00	567,00	324,8			" "
1994	250,00				317,00	567,00	363,8			" "
1995	250,00				317,00	567,00	399,5			" "
1996	250,00	0,00	197,00	120,00	317,00	567,00	441,70	191,70	0,68	Projeção da oferta : ELETRONORTE, GTSI (Grupo de Trabalho para estudos dos sistemas isolados) Projeção da demanda : ELETRONORTE, ciclo de planejamento 95/97 aprovada pela CTEM (Comitê Técnico Para Estudos de Mercado). " " " "
1997	250,00	0,00	197,00	140,00	337,00	587,00	483,60	233,60	0,83	
1998	250,00	0,00	232,00	190,00	422,00	672,00	545,40	295,40	1,05	
1999	250,00	0,00	312,00	190,00	502,00	752,00	595,80	345,80	1,23	
2000	250,00	0,00	392,00	190,00	582,00	832,00	649,70	399,70	1,42	
2001	250,00	0,00	392,00	270,00	662,00	912,00	702,30	452,30	1,60	
2002	250,00	0,00	472,00	270,00	742,00	992,00	755,50	505,50	1,79	
2003	250,00	0,00	552,00	270,00	822,00	1072,00	813,00	563,00	2,00	
2004	250,00	0,00	552,00	350,00	902,00	1152,00	872,20	622,20	2,21	
2005	250,00	0,00	632,00	350,00	982,00	1232,00	940,30	690,30	2,45	
2006	250,00	0,00	632,00	350,00	982,00	1232,00	1010,80	760,80	2,70	
2007								770,50	2,73	Projeções Autor
2008								821,43	2,91	" "
2009								872,36	3,09	" "
2010								923,29	3,27	" "
2011								974,22	3,45	" "
2012								1025,15	3,63	" "
2013								1076,08	3,81	" "
2014								1127,01	3,99	" "
2015								1177,94	4,18	" "
2016								1228,86	4,36	" "
2017								1279,79	4,54	" "
2018								1330,72	4,72	" "
2019								1381,65	4,90	" "
2020								1432,58	5,08	" "

Tabela 3.10
Sistema Mato Grosso

SISTEMA MATO GROSSO (INTERCONECTADO)

ANO	DISPONIBILIDADE PARA GERAÇÃO (MW)					SISTEMA DE TRANSMISSÃO SUDESTE	TOTAL OFERTA	DEMANDA DE PONTA (MW)	MERCADO POTENCIAL (MW)	DEMANDA DE GÁS (MMm3/dia)	OBSERVAÇÕES
	HIDRAULICA	TERMICA			TOTAL TERMICA						
		GD	TG	TV							
1992						387,00	387,00	265,80			Demanda Real (executada)
1993						387,00	387,00	302,50			" "
1994						387,00	387,00	341,20			" "
1995						387,00	387,00	403,70			" "
1996	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	387,00	387,00	480,00	480,00	1,70	Projeção da oferta : ELETRONORTE, GTSI (Grupo de Trabalho para estudos dos sistemas isolados) Projeção da demanda : ELETRONORTE, ciclo de planejamento 95/97 aprovada pela CTEM (Comitê Técnico Para Estudos de Mercado). " " " "
1997	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	387,00	387,00	543,60	543,60	1,93	
1998	0,00	0,00	150,00	0,00	150,00	387,00	537,00	625,40	625,40	2,22	
1999	52,50	0,00	300,00	0,00	300,00	387,00	739,50	663,80	631,30	2,24	
2000	105,00	0,00	480,00	0,00	480,00	387,00	972,00	756,70	651,70	2,31	
2001	157,50	0,00	480,00	0,00	480,00	387,00	1024,50	847,90	690,40	2,45	
2002	210,00	0,00	480,00	0,00	480,00	387,00	1077,00	891,50	681,50	2,42	
2003	210,00	0,00	480,00	0,00	480,00	387,00	1077,00	961,90	751,90	2,67	
2004	210,00	0,00	480,00	0,00	480,00	387,00	1077,00	1069,10	859,10	3,05	
2005	210,00	0,00	480,00	0,00	480,00	387,00	1077,00	1170,80	960,80	3,41	
2006	210,00	0,00	480,00	0,00	480,00	387,00	1077,00	1257,60	1047,60	3,71	
2007									1069,98	3,78	Projeções Autor
2008									1136,40	4,04	" "
2009									1206,82	4,29	" "
2010									1281,25	4,54	" "
2011									1352,67	4,79	" "
2012									1424,10	5,05	" "
2013									1495,52	5,30	" "
2014									1566,95	5,55	" "
2015									1638,38	5,81	" "
2016									1709,80	6,06	" "
2017									1781,23	6,31	" "
2018									1852,65	6,57	" "
2019									1924,07	6,82	" "
2020									1995,50	7,07	" "

Tabela 3.11

**RESUMO : PROJEÇÃO DA DEMANDA DE GÁS NATURAL NO SETOR
GERAÇÃO DE ENERGIA ELECTRICA (MM m³/dia)**

Año	RONDÔNIA	ACRE	AMAZONAS	MATO GROSSO	TOTAL
1998	0,0897	0,2183	1,0470	2,2167	3,5718
1999	0,2343	0,2400	1,2257	2,2376	3,9376
2000	0,7940	0,0000	1,4167	2,3100	4,5207
2001	0,9960	0,0000	1,6032	2,4471	5,0463
2002	1,2182	0,0000	1,7917	2,4156	5,4256
2003	1,4571	0,0000	1,9956	2,6651	6,1178
2004	1,7088	0,0000	2,2054	3,0451	6,9593
2005	2,0019	0,0000	2,4468	3,4056	7,8543
2006	2,2366	0,0000	2,6967	3,7132	8,6465
2007	2,2542	0,0000	2,7310	3,7819	8,7671
2008	2,4623	0,0000	2,9116	4,0351	9,4089
2009	2,6704	0,0000	3,0921	4,2882	10,0507
2010	2,8785	0,0000	3,2726	4,5414	10,6924
2011	3,0865	0,0000	3,4531	4,7946	11,3342
2012	3,2946	0,0000	3,6336	5,0477	11,9760
2013	3,5027	0,0000	3,8142	5,3009	12,6178
2014	3,7108	0,0000	3,9947	5,5541	13,2596
2015	3,9189	0,0000	4,1752	5,8072	13,9013
2016	4,1270	0,0000	4,3557	6,0604	14,5431
2017	4,3351	0,0000	4,5362	6,3136	15,1849
2018	4,5432	0,0000	4,7167	6,5667	15,8267
2019	4,7513	0,0000	4,8973	6,8199	16,4684
2020	4,9594	0,0000	5,0778	7,0730	17,1102

Para o ano 2020, estima-se um consumo de 4,96 MMm³/dia em Rondônia, 5,08 MMm³/dia no Amazonas e 7,07 MMm³/dia em Mato Grosso, perfazendo um total de 17,11 MMm³/dia, tal como se pode observar na Tabela 3.11

3.2.2.2. Projeção do consumo de óleo diesel e de óleo combustível

Tabela 3.12

PROJEÇÃO DA DEMANDA DE GÁS NATURAL PARA O SETOR INDUSTRIAL
COMBUSTÍVEL A SUBSTITUIR : ÓLEO DIESEL

ANO	RONDÔNIA		ACRE		AMAZONAS		MATO GROSSO	
	Indústria		Indústria		Indústria		Indústria	
	Óleo diesel (m3)/ano	Gas Natural MMm3/dia	Óleo diesel (m3)/ano	Gas Natural MMm3/dia	Óleo diesel (m3)/ano	Gas Natural MMm3/dia	Óleo diesel (m3)/ano	Gas Natural MMm3/dia
1998	988	0,0028	1.136	0,0033	8.235	0,02	13.061	0,04
1999	1.053	0,0030	1.239	0,0036	8.827	0,03	13.542	0,04
2000	1.117	0,0032	1.343	0,0039	9.418	0,03	14.023	0,04
2001	1.181	0,0034	1.446	0,0042	10.010	0,03	14.504	0,04
2002	1.246	0,0036	1.550	0,0045	10.602	0,03	14.985	0,04
2003	1.310	0,0038	1.653	0,0048	11.193	0,03	15.465	0,04
2004	1.374	0,0040	1.756	0,0051	11.785	0,03	15.946	0,05
2005	1.438	0,0041	1.860	0,0054	12.376	0,04	16.427	0,05
2006	1.503	0,0043	1.963	0,0056	12.968	0,04	16.908	0,05
2007	1.567	0,0045	2.066	0,0059	13.560	0,04	17.389	0,05
2008	1.631	0,0047	2.170	0,0062	14.151	0,04	17.870	0,05
2009	1.696	0,0049	2.273	0,0065	14.743	0,04	18.351	0,05
2010	1.760	0,0051	2.376	0,0068	15.334	0,04	18.832	0,05
2011	1.824	0,0052	2.480	0,0071	15.926	0,05	19.312	0,06
2012	1.889	0,0054	2.583	0,0074	16.517	0,05	19.793	0,06
2013	1.953	0,0056	2.686	0,0077	17.109	0,05	20.274	0,06
2014	2.017	0,0058	2.790	0,0080	17.701	0,05	20.755	0,06
2015	2.081	0,0060	2.893	0,0083	18.292	0,05	21.236	0,06
2016	2.146	0,0062	2.997	0,0086	18.884	0,05	21.717	0,06
2017	2.210	0,0064	3.100	0,0089	19.475	0,06	22.198	0,06
2018	2.274	0,0065	3.203	0,0092	20.067	0,06	22.679	0,07
2019	2.339	0,0067	3.307	0,0095	20.659	0,06	23.159	0,07
2020	2.403	0,0069	3.410	0,0098	21.250	0,06	23.640	0,07

Tabela 3.13

PROJEÇÃO DA DEMANDA DE GÁS NATURAL PARA O SETOR INDUSTRIAL
COMBUSTÍVEL A SUBSTITUIR : ÓLEO COMBUSTÍVEL

ANO	RONDÔNIA		ACRE		AMAZONAS		MATO GROSSO	
	Indústria		Indústria		Indústria		Indústria	
	Óleo combustível (mil kg)/ano	Gas Natural MMm3/dia	Óleo combustível (mil kg)/ano	Gas Natural MMm3/dia	Óleo combustível (mil kg)/ano	Gas Natural MMm3/dia	Óleo combustível (mil kg)/ano	Gas Natural MMm3/dia
1998	0	0,0000	0	0,0000	43.184	0,15	89.024	0,30
1999	0	0,0000	0	0,0000	44.359	0,15	96.834	0,34
2000	0	0,0000	0	0,0000	45.534	0,16	108.643	0,37
2001	0	0,0000	0	0,0000	46.709	0,16	118.452	0,41
2002	0	0,0000	0	0,0000	47.884	0,16	128.262	0,44
2003	0	0,0000	0	0,0000	49.058	0,17	138.071	0,47
2004	0	0,0000	0	0,0000	50.233	0,17	147.881	0,51
2005	0	0,0000	0	0,0000	51.408	0,18	157.690	0,54
2006	0	0,0000	0	0,0000	52.583	0,18	167.499	0,57
2007	0	0,0000	0	0,0000	53.757	0,18	177.309	0,61
2008	0	0,0000	0	0,0000	54.932	0,19	187.118	0,64
2009	0	0,0000	0	0,0000	56.107	0,19	196.928	0,67
2010	0	0,0000	0	0,0000	57.282	0,20	206.737	0,71
2011	0	0,0000	0	0,0000	58.457	0,20	216.546	0,74
2012	0	0,0000	0	0,0000	59.631	0,20	226.356	0,78
2013	0	0,0000	0	0,0000	60.806	0,21	236.165	0,81
2014	0	0,0000	0	0,0000	61.981	0,21	245.975	0,84
2015	0	0,0000	0	0,0000	63.156	0,22	255.784	0,88
2016	0	0,0000	0	0,0000	64.330	0,22	265.594	0,91
2017	0	0,0000	0	0,0000	65.505	0,22	275.403	0,94
2018	0	0,0000	0	0,0000	66.680	0,23	285.212	0,98
2019	0	0,0000	0	0,0000	67.855	0,23	295.022	1,01
2020	0	0,0000	0	0,0000	69.030	0,24	304.831	1,04

Tabela 3.14

PROJEÇÃO TOTAL DA DEMANDA DE GÁS NATURAL (MM m³/dia)
SETOR INDUSTRIAL

Ano	RONDÔNIA	ACRE	AMAZONAS	MATO GROSSO	TOTAL
1998	0,0028	0,0033	0,1716	0,3424	0,5201
1999	0,0030	0,0036	0,1773	0,3774	0,5613
2000	0,0032	0,0039	0,1830	0,4124	0,6024
2001	0,0034	0,0042	0,1887	0,4473	0,6436
2002	0,0036	0,0045	0,1945	0,4823	0,6848
2003	0,0038	0,0048	0,2002	0,5173	0,7260
2004	0,0040	0,0051	0,2059	0,5522	0,7672
2005	0,0041	0,0054	0,2116	0,5872	0,8083
2006	0,0043	0,0056	0,2174	0,6222	0,8495
2007	0,0045	0,0059	0,2231	0,6572	0,8907
2008	0,0047	0,0062	0,2288	0,6921	0,9319
2009	0,0049	0,0065	0,2345	0,7271	0,9731
2010	0,0051	0,0068	0,2403	0,7621	1,0142
2011	0,0052	0,0071	0,2460	0,7970	1,0554
2012	0,0054	0,0074	0,2517	0,8320	1,0966
2013	0,0056	0,0077	0,2574	0,8670	1,1378
2014	0,0058	0,0080	0,2632	0,9020	1,1790
2015	0,0060	0,0083	0,2689	0,9369	1,2201
2016	0,0062	0,0086	0,2746	0,9719	1,2613
2017	0,0064	0,0089	0,2803	1,0069	1,3025
2018	0,0065	0,0092	0,2861	1,0418	1,3437
2019	0,0067	0,0095	0,2918	1,0768	1,3848
2020	0,0069	0,0098	0,2975	1,1118	1,4260

3.2.2.3. Tabela Resumo : Requerimento de gás natural total dos setores de energia elétrica e industrial

Finalmente, apresentamos na Tabela 3.15 a demanda de gás natural tanto para o setor industrial como para o de geração de energia elétrica. Podemos observar que no ano de 2020, serão consumidos em torno de 4,97 MMm³/dia em Rondônia, 5,38 MMm³/dia no Amazonas e 8,18 MMm³/dia em Mato Grosso, perfazendo um total de 18,54 MMm³/dia.

Tabela 3.15

Requerimento total de gás natural (setor de eletricidade e setor industrial)
(MMm³/dia)

Año	RONDÔNIA	ACRE	AMAZONAS	MATO GROSSO	TOTAL
1998	0,0925	0,2216	1,2186	2,5591	4,0919
1999	0,2373	0,2435	1,4030	2,6150	4,4988
2000	0,7972	0,0039	1,5997	2,7223	5,1231
2001	0,9994	0,0042	1,7919	2,8944	5,6899
2002	1,2218	0,0045	1,9862	2,8979	6,1104
2003	1,4609	0,0048	2,1957	3,1824	6,8438
2004	1,7128	0,0051	2,4113	3,5973	7,7264
2005	2,0061	0,0054	2,6584	3,9928	8,6626
2006	2,2409	0,0056	2,9140	4,3354	9,4960
2007	2,2587	0,0059	2,9541	4,4390	9,6578
2008	2,4670	0,0062	3,1404	4,7272	10,3408
2009	2,6752	0,0065	3,3266	5,0153	11,0237
2010	2,8835	0,0068	3,5129	5,3035	11,7067
2011	3,0918	0,0071	3,6991	5,5916	12,3896
2012	3,3001	0,0074	3,8853	5,8797	13,0726
2013	3,5084	0,0077	4,0716	6,1679	13,7555
2014	3,7166	0,0080	4,2578	6,4560	14,4385
2015	3,9249	0,0083	4,4441	6,7442	15,1215
2016	4,1332	0,0086	4,6303	7,0323	15,8044
2017	4,3415	0,0089	4,8166	7,3204	16,4874
2018	4,5497	0,0092	5,0028	7,6086	17,1703
2019	4,7580	0,0095	5,1890	7,8967	17,8533
2020	4,9663	0,0098	5,3753	8,1848	18,5362*

CAPÍTULO IV

PROPOSTA PARA O TRANSPORTE DE GÁS NATURAL SECO DA JAZIDA DE CAMISEA À REGIÃO NORTE E CENTRO OESTE DO BRASIL

O objetivo do presente capítulo é propor o transporte de gás natural seco da jazida de Camisea à Região Norte e Centro Oeste do Brasil. Para tanto, estabelecem-se quatro alternativas, as quais consideram a construção de um gasoduto com as seguintes variações :

- Alternativa 1 : Gasoduto Camisea - Porto Velho.
- Alternativa 2 : Gasoduto Camisea – Porto Velho – Manaus.
- Alternativa 3 : Gasoduto Camisea – Porto Velho – Cáceres.
- Alternativa 4: Gasoduto Camisea – Porto Velho – Manaus e Porto Velho – Cáceres.

Para cada alternativa, são descritas e determinadas as rotas a serem seguidas, as distâncias atingidas, os fluxos máximos alcançados, o diâmetro dos gasodutos, as pressões de operação e as estações de compressão requeridas.

4.1. Metodologia e premissas

4.1.1. Seleção do percurso do gasoduto para as diferentes alternativas

Foi selecionado o percurso a partir de análise de mapas físicos/políticos e fotos por satélite. Foram levados em consideração os seguintes critérios :

- Menor comprimento viável, considerando a topografia da região;
- Proximidade dos potenciais centros de consumo;
- Seguir paralelo às estradas existentes;
- Desvio de áreas preservadas (por exemplo : Parque Nacional do Manu, no Peru);
- Desvio de regiões de inundação.

4.1.2. Dimensionamento dos gasodutos

Os cálculos de fluxo de gás em um gasoduto são baseados em equações algébricas que relacionam as variações na pressão com outras variáveis, tais como temperatura do gás, diâmetro interno do gasoduto, gravidade específica em relação ao ar, comprimento do gasoduto, fator de fricção, fluxo. Desde que se iniciou o transporte comercial e a distribuição de gás, diferentes equações foram desenvolvidas e usadas pela indústria do gás; mas, em geral, a maioria delas é derivada da equação de balanço de energia de Bernoulli.

Os cálculos dos fluxos podem ser realizados mediante a substituição de variáveis de fluxo conhecidas e propriedades do gás nas equações de fluxo apropriadas, de maneira que se determinem as variáveis desconhecidas. Estes cálculos normalmente são implementados em programas de computador, os quais permitem realizar diversas simulações, otimizando os resultados.

No presente trabalho, utilizou-se o software STONEER ASSOCIATES, o que permitiu a realização de diversas simulações. É preciso mencionar que, tanto o diâmetro como o número de estações de compressão podem ser combinadas de diferentes formas. Portanto, as alternativas apresentadas no presente

estudo não são as únicas possíveis e podem ser otimizadas. No entanto, a informação obtida delas é suficiente para chegar a um valor adequado para cada um desses dutos.

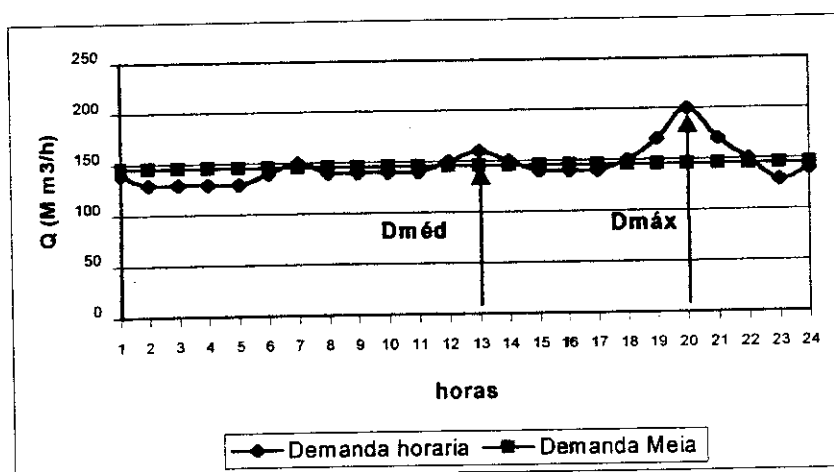
Para as diferentes simulações, foram levadas em conta as seguintes premissas de cálculo :

4.1.2.1. Fluxos de desenho

Os dutos foram dimensionados para satisfazer a demanda máxima a ser produzida no ano 2020, levando-se em conta a demanda de gás natural máxima diária. Esta foi obtida pela divisão da demanda média (calculada no capítulo III), pelo fator de capacidade, assim como é mostrado na seguinte expressão :

$$D_{\text{máx}} = \frac{D_{\text{meia}}}{\text{Fator.de.capacidade}}$$

Figura 4.1



Aplicaram-se os seguintes fatores de capacidade :

Tipo de consumo	Fator de capacidade
Industrial	0.85
Geração Elétrica	0.85

Estes fatores de capacidade correspondem a variações da demanda diária. É assumido que as variações horárias podem ser absorvidas por um volume de gás acumulado nos dutos.

4.1.2.2. Pressão de desenho e estações de compressão

Os dimensionamentos foram efetuados mediante a pressões de 1500 psig (pressão de descarga nos compressores) e 1000 psig (pressão de sucção nos compressores), correspondendo a aproximadamente 100 e 70 Kg/cm². Não foi considerada a opção de 2250 psig, por na medida em que esta exige o emprego de materiais e equipamentos de fabricação especial que possuem maior custo. Convém mencionar que as pressões de 1000 e 1500 psig são comuns nos gasodutos de médio e grande porte existentes.

A pressão de gás disponível na saída da planta de processamento em Camisea é de aproximadamente 970 psig. Para efetuar o dimensionamento dos dutos foi considerada uma pressão de entrada no duto de 1500 psig. Portanto, assume-se que a entrega em Camisea se dará a esta pressão.

É importante notar que, estes valores de desenho assumidos foram utilizados unicamente com o fim de analisar as alternativas. No entanto, o valor final a se adotar, será dado em função da otimização a ser realizada no projeto definitivo.

4.1.2.3. Parâmetros gerais de desenho

- Foi considerada, nos cálculos, uma temperatura de gás constante e igual a 20°C;
- Foi considerada uma elevação média de 600 m;
- A densidade relativa do gás natural assumida é de 0,6;
- Para a determinação do fator de fricção utilizou-se a formula de "Colebrook-White";
- Pressão de descarga nos compressores : 1500 psig;
- Pressão de sucção nos compressores : 1000 psig;
- A pressão mínima de operação em todo o sistema é de 1000 psig. (aprox. 70 Kg/cm²);

4.2. Resultados

4.2.1. Alternativa 1 : Gasoduto Camisea – Porto Velho

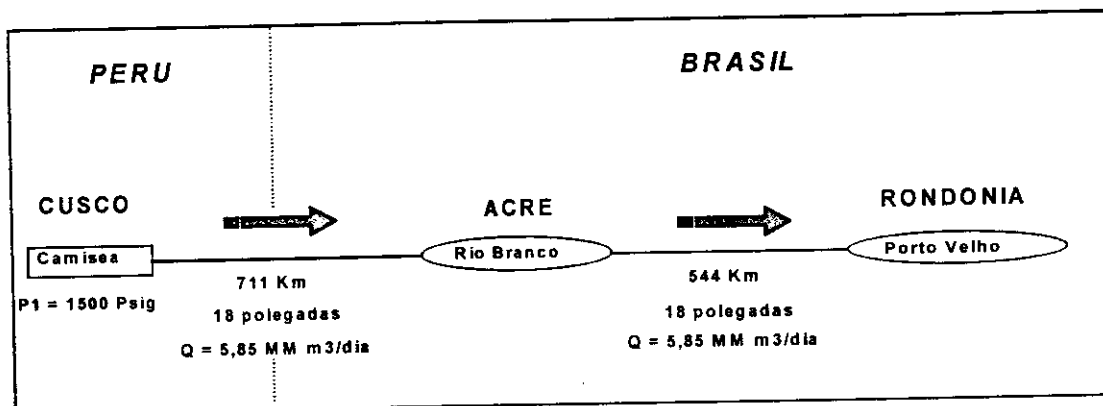
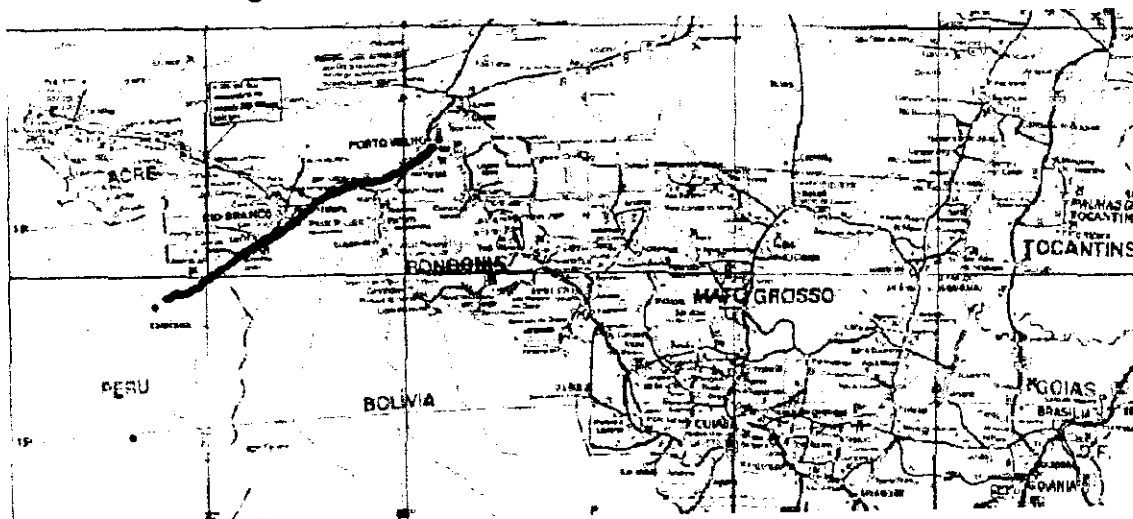
Esta alternativa permitirá o fornecimento de gás natural para os mercados do setor elétrico e industrial dos estados do Acre e Rondônia, devendo alcançar uma entrega de até 5,85 MM m³/dia no ano 20 (2020). O diâmetro adequado para o transporte deste volume de gás é de 18 polegadas, sendo necessárias nove estações de compressão, cada qual separada por uma distância de aproximadamente 125 km.

Rota a seguir

O gasoduto, ao partir de Camisea (Peru) em direção à fronteira com o Brasil, contorna o Parque Nacional do Manu, chegando a Iñapari (fronteira Peru – Brasil), segue paralelamente à estrada BR 317, passando perto das povoados de 5 de Novembro, Mancio Lima, Japiim, Cruzeiro do Sul, Bom Futuro, Leoncio Rodrigues, Tarauacá, Feijó, Manoel Urbano, Sena Madureira até chegar a Rio Branco. A seguir, continua em direção a Porto Velho, paralelamente a estrada BR 364, passando pelos povoados de Extrema, Belo Horizonte, Abuña, Mutum

Paraná, Jaci Paraná, chegando finalmente, em Porto Velho, neste trajeto, percorre uma extensão aproximada de 710 Km. (ver figura 4.2). Os detalhes do percurso Camisea – Fronteira Peru/Brasil são mostrados nas figuras 4.3 e 4.4.

Figura. 4.2 – Gasoduto Camisea – Porto Velho



Fluxos de desenho

Tramo	Q _{máx} (MMm ³ /dia)	Q _{máx} (Mm ³ /hora)
Camisea – Porto Velho	5,85	243,93

Dimensionamento

TRAMO	Diâmetro (polegadas)	Número de Estações de Compressão
Camisea - Porto Velho	18	9

Figura. 4.3
Recorrido Camisea – Frontera Perú - Brasil

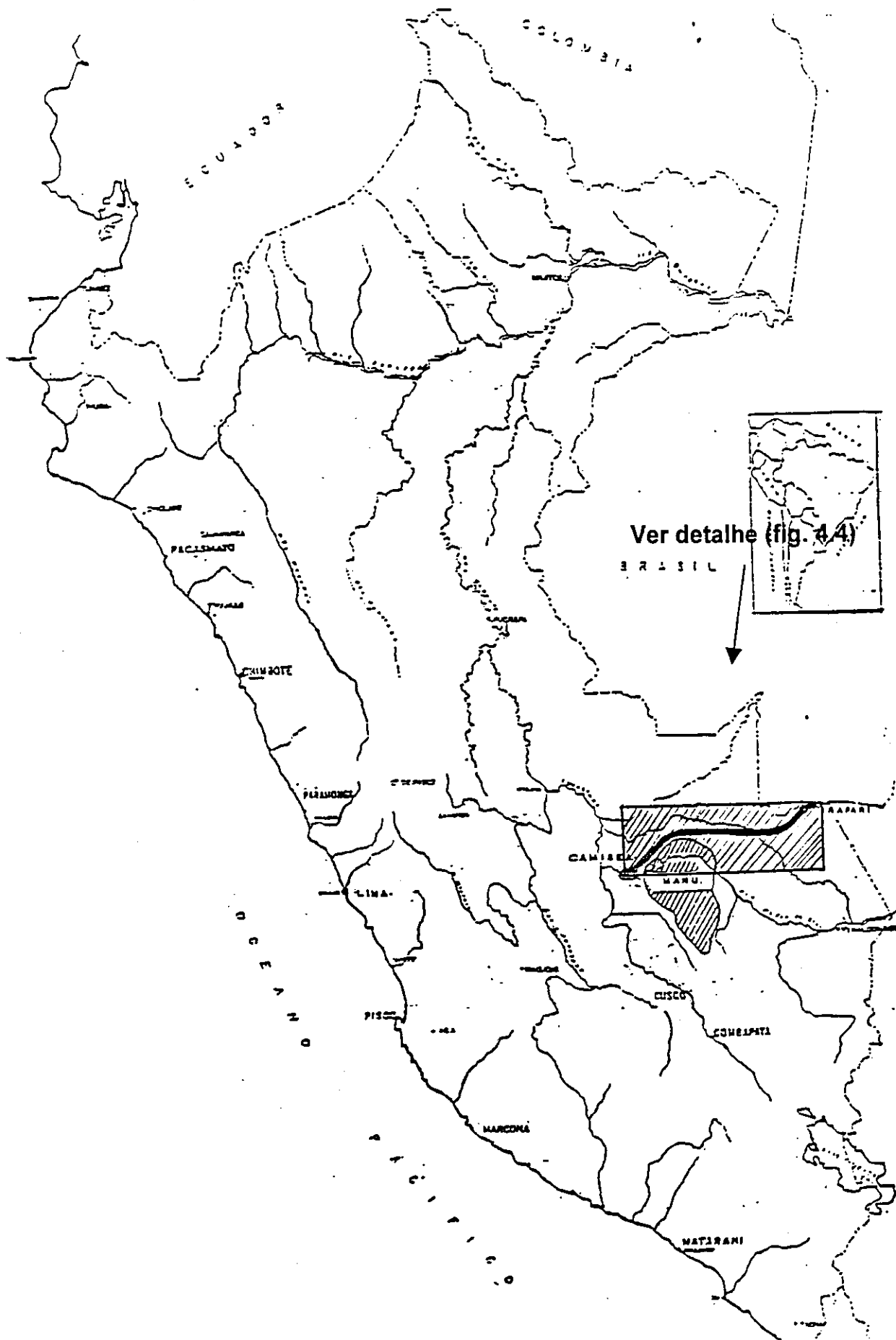
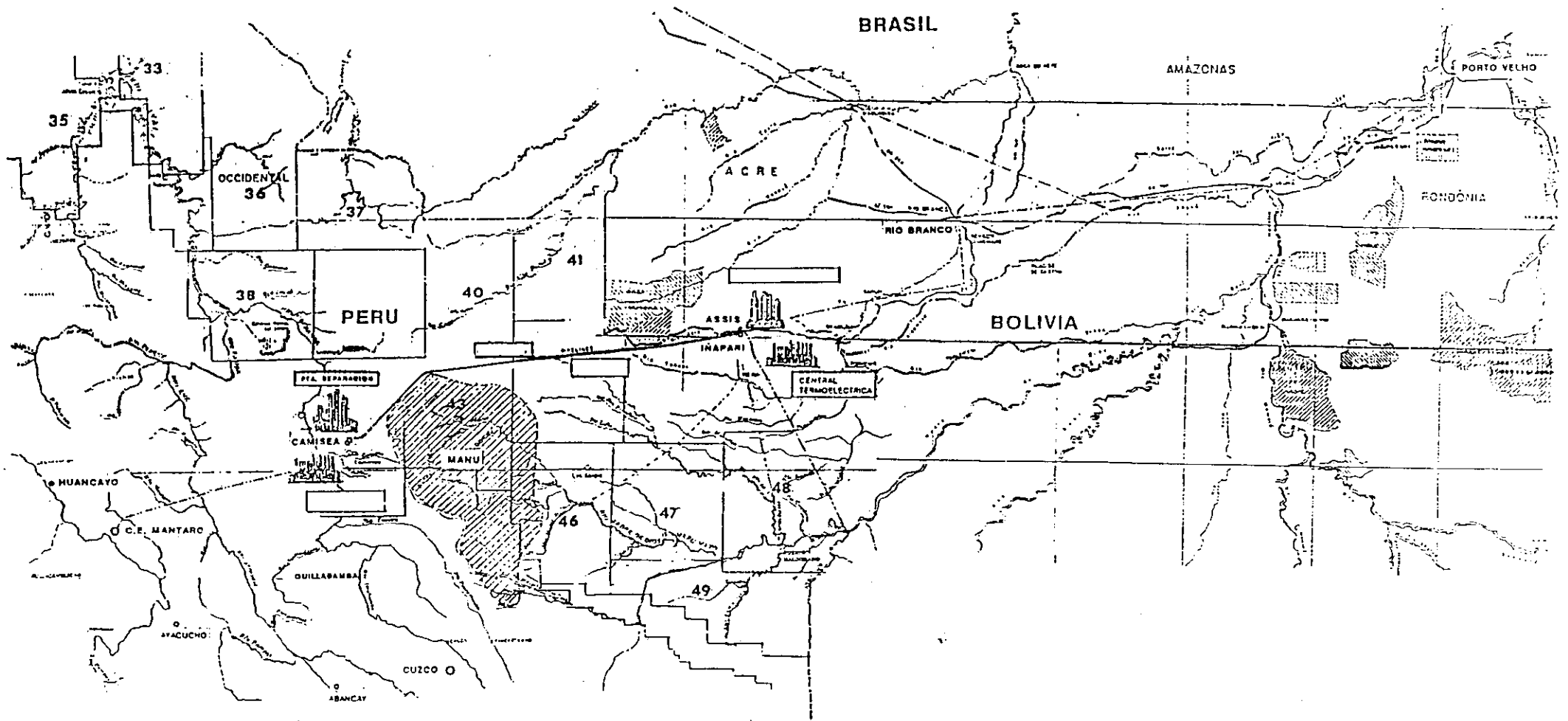


Figura. 4.4

Detalle recorrido Camisea – Frontera Perú - Brasil



4.2.2 Alternativa 2 : Gasoduto Camisea – Porto Velho - Manaus

Esta alternativa permitirá o fornecimento de gás natural para os mercados do setor elétrico e industrial dos estados do Acre, Rondônia e Amazonas, devendo atingir uma entrega de até 5,85 MM m³/dia, nos estados do Acre e Rondônia, e 6,32 MM m³/dia, no estado de Amazonas (20° ano, 2020). O diâmetro adequado para o transporte deste volume de gás é de 24 polegadas no trajeto Camisea – Acre – Rondônia e de 18 polegadas no ramal Porto Velho – Manaus. Dessa forma, serão necessárias 15 estações de compressão, 9 localizadas entre Camisea e Porto Velho e 6 entre Porto Velho e Manaus. (cada qual separada por uma distância de aproximadamente 125 km).

Rota a seguir

A proposta para este ramal é que o gasoduto Camisea – Porto Velho continue até Manaus, para tanto, deverá seguir adjacente à estrada BR 319, a qual liga Porto Velho a Manaus. Para uma melhor análise, observaram-se imagens de satélite captadas pelo Instituto de Pesquisas Espaciais (INPE – Brasil), nas quais se constatou a existência de área desmatada ao longo da rota, o que evitaria maiores desmatamentos, assim como diminuiria os custos de construção. O comprimento desse ramal é de 901 Km. (ver figura 4.5).

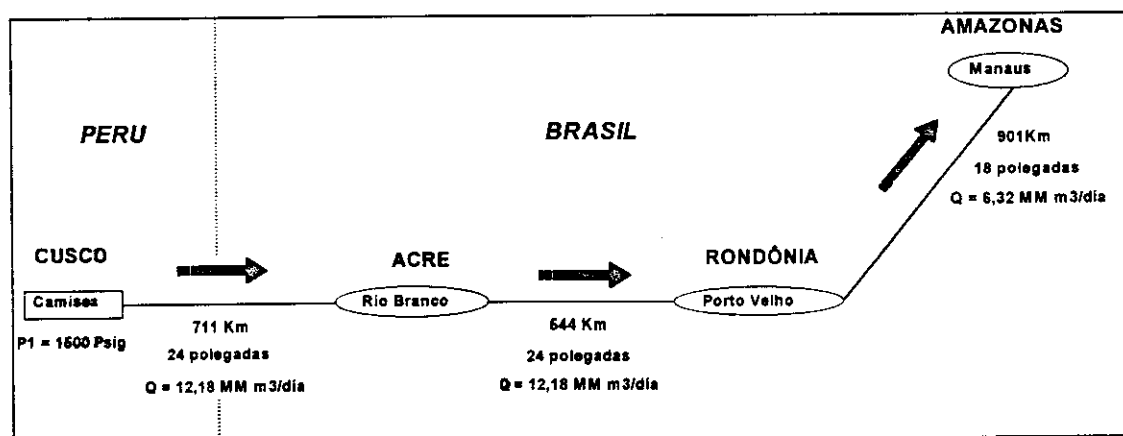
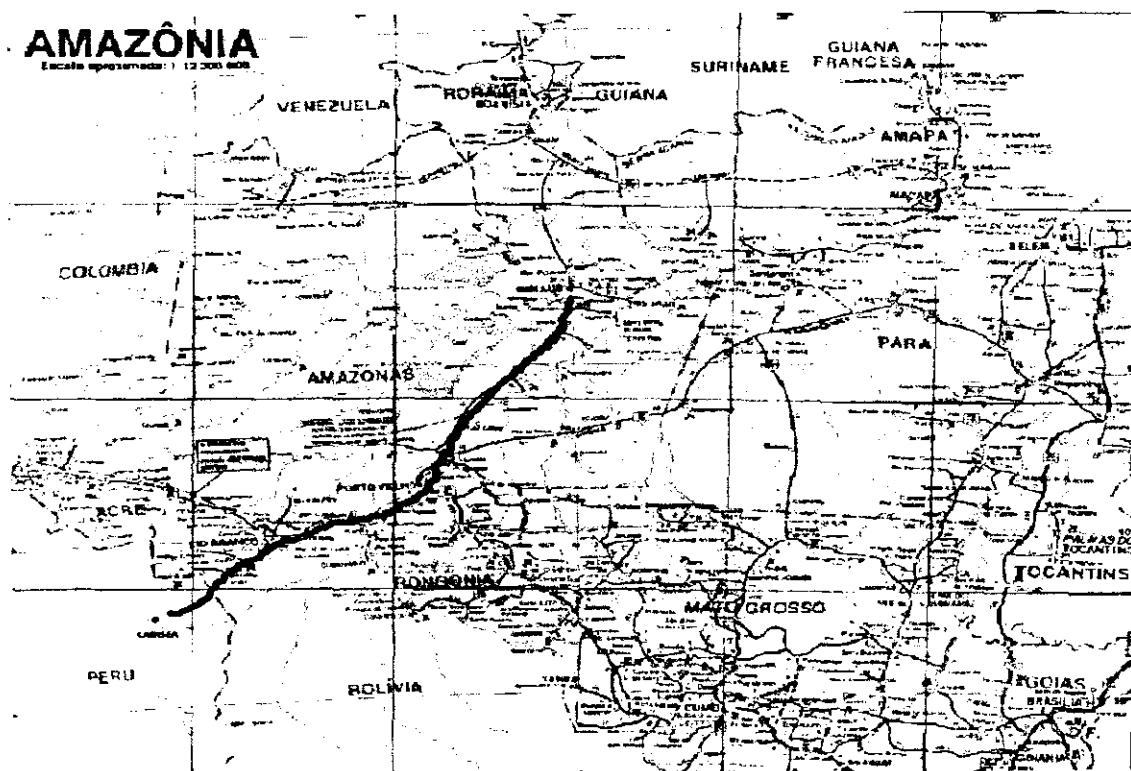
Fluxos de desenho

Tramo	Q _{máx} (MMm ³ /dia)	Q _{máx} (Mm ³ /hora)
Camisea – Porto Velho	12,18	507,42
Porto Velho – Manaus	6,32	263,50

Dimensionamento

TRAMO	Diâmetro (polegadas)	Número de Estações de Compressão
Camisea - Porto Velho	24	9
Porto Velho - Manaus	18	6

Figura 4.5 – Gasoduto Camisea - Porto Velho – Manaus



4.2.3. Alternativa 3 : Gasoduto Camisea – Porto Velho - Cáceres

Esta alternativa permitirá o fornecimento de gás natural para os mercados do setor elétrico e industrial dos estados do Acre, Rondônia e Mato Grosso, devendo atingir uma entrega de até $5,85 \text{ MM m}^3/\text{dia}$ nos estados do Acre e Rondônia e $9,63 \text{ MM m}^3/\text{dia}$ no estado do Mato Grosso (20º ano, 2020). O diâmetro adequado para o transporte deste volume de gás é de 26 polegadas

no trajeto Camisea – Acre – Rondônia e de 22 polegadas no ramal Porto Velho – Cáceres, sendo, assim, necessárias 17 estações de compressão, das quais 9 estariam localizadas entre Camisea e Porto Velho e 8 entre Porto Velho e Cáceres (cada uma separada por aproximadamente 125 km).

Na cidade de Cáceres, conectaria-se com o gasoduto proveniente das jazidas argentinas que, por sua vez, conecta-se ao gasoduto Brasil – Bolívia. Dessa forma, atinge-se uma interconexão de gasodutos, o que permitiria o fluxo de gás natural entre os mercados potenciais do cone sul da América Latina.

Rota a seguir

Esta variante implica na continuação do gasoduto Camisea – Porto Velho em direção a Cáceres, no Mato Grosso; para tanto, faz-se necessário que este ramal siga adjacente à estrada BR 364, a qual vai de Porto Velho até Cáceres. Deste ponto, interconectaria-se com o gasoduto que vem da Argentina, o qual, por sua vez, conectaria-se com o gasoduto Bolívia – Brasil. O comprimento do ramal (Porto Velho – Cáceres) é de 1241 Km. O ramal inicia em Porto Velho e passa por Ariquemes, Ji-Paraná, Pres. Medici, Cacoal, Molim de Moura, Marco Rondon, Vilenha, Comodoro, Pontes e Lacerda, chegando, finalmente, a Cáceres. Cabe ressaltar que, entre as dificuldades que se apresentariam neste tramo, está a de evitar as áreas urbanas que se encontram ao longo da rota.

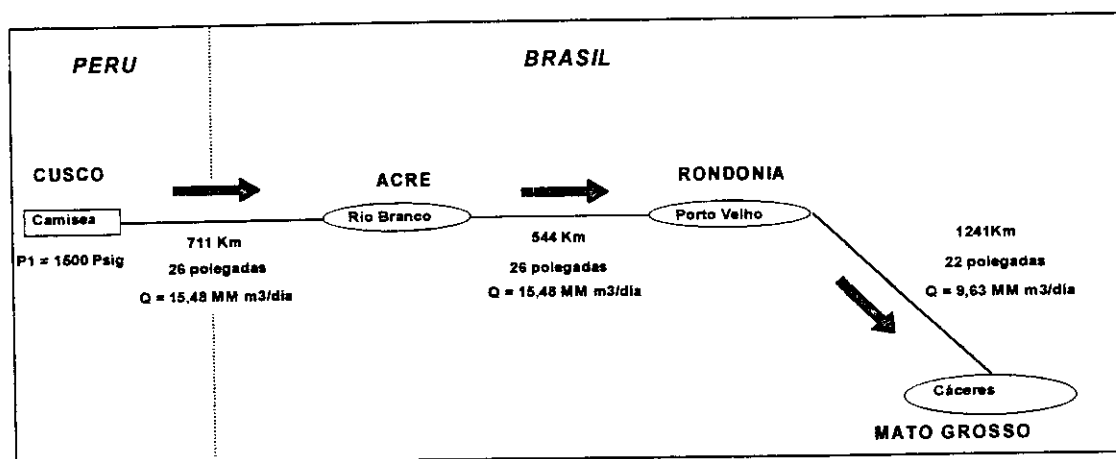
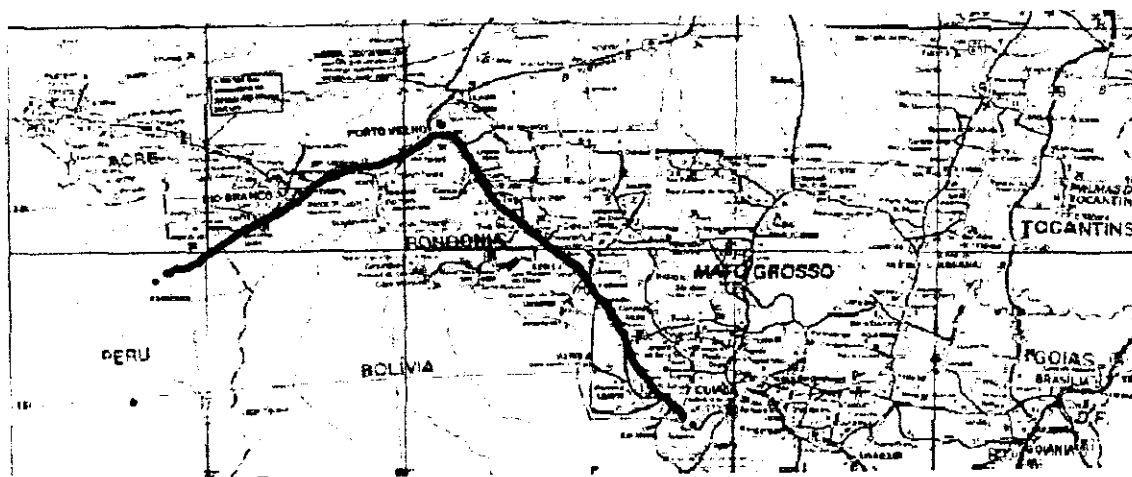
Fluxos de desenho

Tramo	Q_{máx} (MMm³/dia)	Q_{máx} (Mm³/hora)
Camisea – Porto Velho	15,48	645,14
Porto Velho – Cáceres	9,63	401,22

Dimensionamento

TRAMO	Diâmetro (polegadas)	Número de Estações de Compressão
Camisea - Porto Velho	26	9
Porto Velho - Cáceres	22	8

Figura 4.6 - Gasoduto Camisea – Porto Velho - Cáceres



4.2.4. Alternativa 4 : Gasoduto Camisea – Porto Velho, Porto Velho – Manaus e Porto Velho – Cáceres.

Esta alternativa permitirá o fornecimento de gás natural para os mercados do setor elétrico e industrial dos estados do Acre, Rondônia, Amazonas e Mato Grosso, atingindo uma entrega de gás natural de até $5,85 \text{ MM m}^3/\text{dia}$ nos estados do Acre e Rondônia, $6,32 \text{ MM m}^3/\text{dia}$ no estado do Amazonas e $9,63$

MM m³/dia no estado do Mato Grosso (no ano 20, 2020). O diâmetro adequado para o transporte destes volumes de gás é de 30 polegadas no trajeto Camisea – Acre – Rondônia, de 18 polegadas no ramal Porto Velho – Manaus e de 22 polegadas no ramal Porto Velho – Cáceres, sendo pois necessárias 23 estações de compressão, das quais 9 estariam localizadas entre Camisea e Porto Velho, 6 entre Porto Velho e Manaus e 8 entre Porto Velho e Cáceres (cada qual separada por aproximadamente 125 km). Na cidade de Cáceres da mesma forma que a alternativa 3, este gasoduto se conectaria com aquele proveniente das jazidas argentinas e com o gasoduto Bolívia - Brasil.

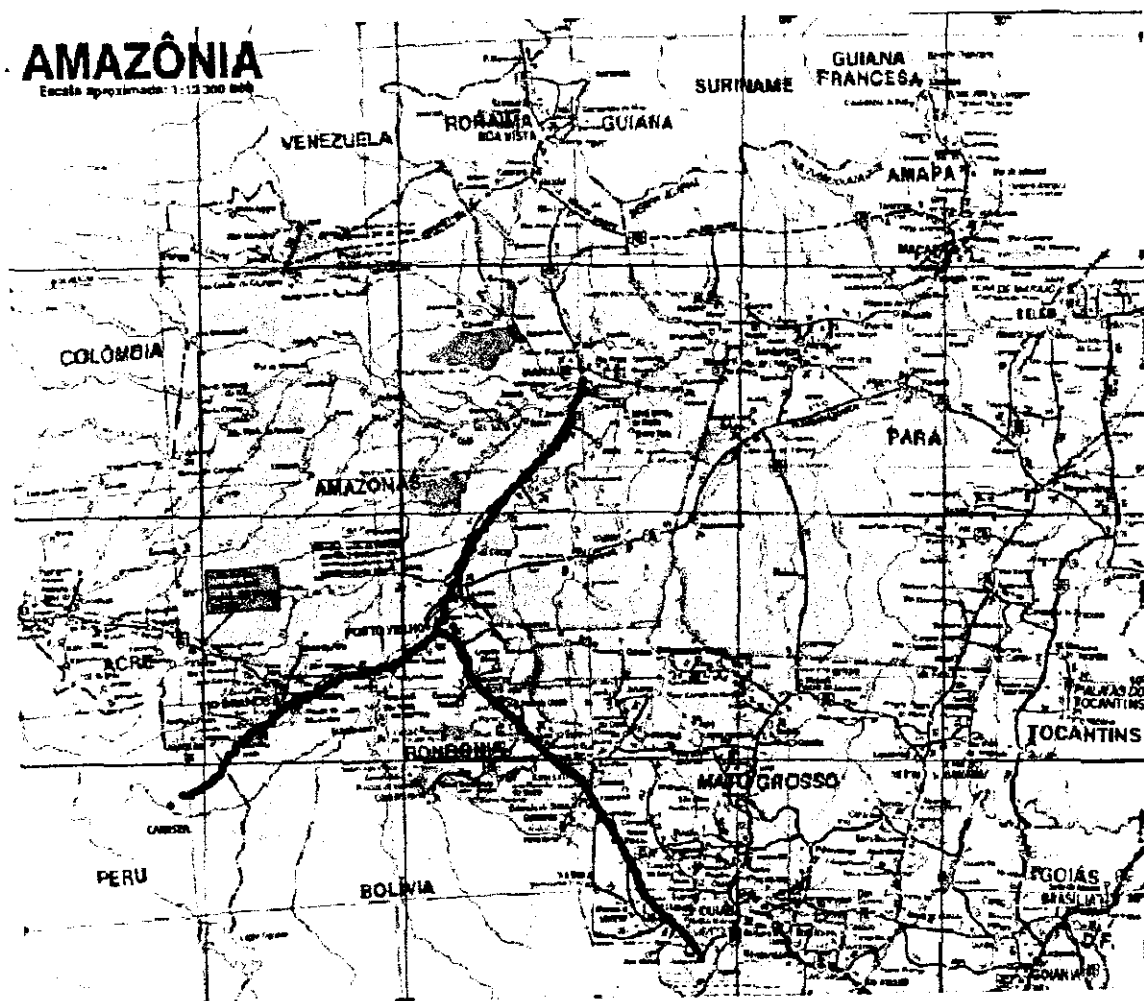
Rota a seguir

Esta alternativa engloba as três descritas anteriormente, organizando-as da seguinte maneira: um duto principal, o qual vai de Camisea até Porto Velho, de onde partem dois ramais: (1) o ramal Manaus e (2) a ramal Cáceres. Os trajetos escolhidos são os mesmos que foram descritos nas alternativas 2 e 3. Quanto as distâncias, estas seriam :

Camisea – Porto Velho	:	1255 Km
Porto Velho – Manaus	:	901 Km
Porto Velho – Cáceres	:	1241Km

O percurso esta ilustrado na figura 4.7.

**Figura 4.7 - Gasoduto Camisea – Porto Velho, Porto Velho – Manaus e
Porto Velho – Cáceres.**

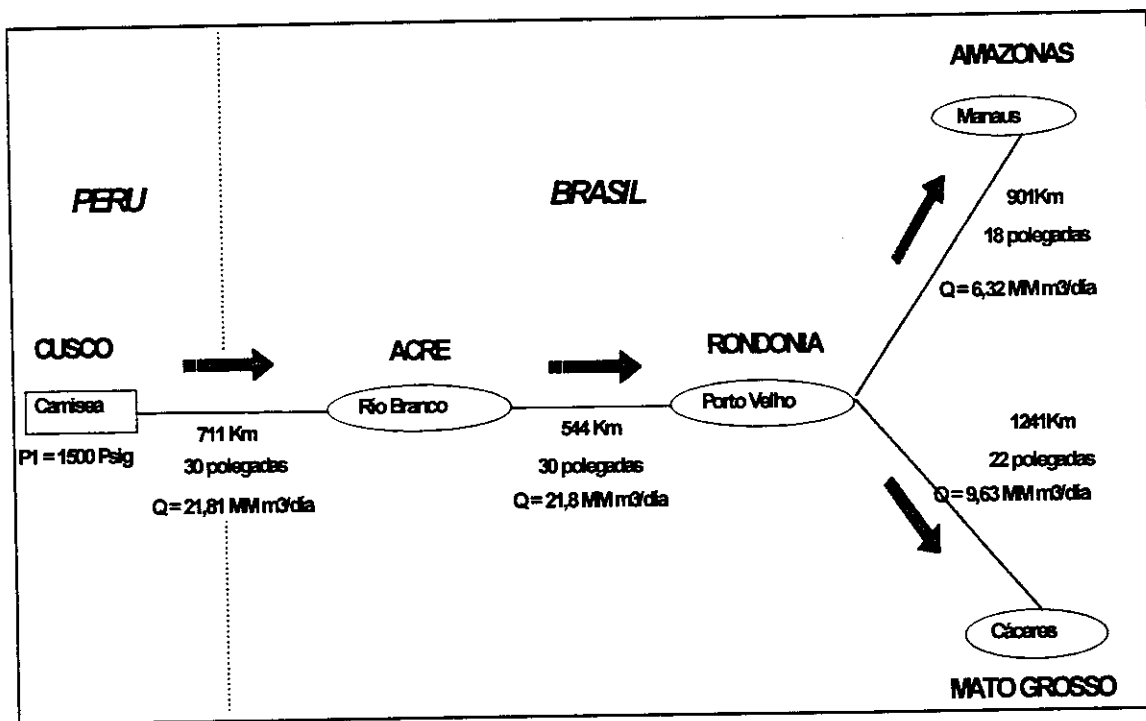


Fluxos de desenho

Tramo	Q _{máx} (MMm ³ /dia)	Q _{máx} (Mm ³ /hora)
Camisea – Porto Velho	21,81	908,64
Porto Velho – Cáceres	9,63	401,22
Porto Velho – Manaus	6,32	263,50

Dimensionamento

TRAMO	Diâmetro (polegadas)	Número de Estações de Compressão
Camisea - Porto Velho	30	9
Porto Velho - Manaus	18	6
Porto Velho - Cáceres	22	8



*

CAPÍTULO V

VIABILIDADE ECONÔMICA

O presente capítulo tem por objetivo determinar a viabilidade econômica da rede de gasodutos proposta, nas suas diversas alternativas :

- (1) Gasoduto de Camisea a Porto Velho,
- (2) Gasoduto Camisea – Porto Velho – Manaus,
- (3) Gasoduto Camisea – Porto Velho – Cáceres,
- (4) Gasoduto Camisea – Porto Velho – Manaus e Porto Velho – Cáceres

Para que o nosso objetivo fosse cumprido, aplicou-se o conceito de “net back value”, o qual determina o preço de uma matéria prima (neste caso, o gás natural) a partir do preço de mercado de energéticos que concorrem numa determinada região. Por exemplo, o preço do óleo combustível e sua equivalência calórica servem como referência para a determinação do preço comercial do gás natural num determinado mercado. Para isto, calcula-se o valor a ser pago pelo gás natural na jazida, subtraindo do preço de mercado

(preço do combustível concorrente e sua equivalência calórica) o valor do transporte.

Com o objetivo de determinar o preço do transporte de gás em cada trecho e para cada uma das alternativas, realizaram-se cálculos econômicos a partir de ferramentas da matemática financeira. Conhecidos os preços de transporte, determinaram-se os preços dos combustíveis substitutos em cada região, em US\$/MMBtu. Logo, tomando-se como base estes preços, determinou-se o “net-back value”, o qual nos permitirá conhecer qual dos cenários propostos é a alternativa mais viável.

5.1. Metodologia

O processo de abertura econômica pelo qual vem passando o Brasil nos últimos anos, associado à desestatização e à regulação do setor energético, estabeleceu um novo paradigma para a análise da viabilidade de projetos, o qual passa a incorporar às técnicas de análise de investimentos com critérios privados que são utilizados no mercado de capitais. Estas técnicas, que se fundamentam nas ciências das finanças, formam a base da lógica privada da administração, dirigida para o resultado na gestão dos seus processos decisórios. A seguir descrevem-se as ferramentas da matemática financeira e os processos seguidos para a determinação do custo de transporte do gás natural em cada cenário:

5.1.1. Determinação do preço de transporte

- a) **Determinação da taxa de desconto para inversões na indústria de gás natural mediante o método “Capital Asset Price Model” (CAPM).**

Taxa de desconto para uma empresa não alavancada :

$$R_{negocio}(R_o) = R_{free} + \beta_{negocio} \times (R_{mercado} - R_{free})$$

Onde :

- $R_{negocio} (R_o)$: Taxa do negócio, correspondente à taxa de desconto de uma empresa não alavancada
- R_{free} : Taxa livre de risco, correspondente a captações feitas nas áreas comerciais : $R_{free} = 10.22\%$ anual em dólares americanos (US \$).
- $\beta_{negocio}$: β do negocio (0,7 a 0,92 para o setor de gás natural), considerou-se um beta como : $\beta_{negocio} = 0,8$
- $R_{mercado}$: Taxa de mercado.
- $R_{mercado} - R_{free}$: Prêmio de mercado, se considerou um ótimo de 7% anual em dólares americanos.

Taxa de desconto para uma empresa alavancada (na qual se considera um empréstimo na estrutura do capital) :

$$R_s = R_o + \frac{D_v}{k_p} \times (R_o - R_{div})$$

Onde :

- R_s = Taxa de remuneração do capital próprio para um empreendimento alavancado
- R_o = Taxa de remuneração do capital próprio para empresa não alavancada.
- D_v/k_p = Relação : (dívida /capital próprio).
- R_{div} = Taxa de custo da dívida (R_{free}).

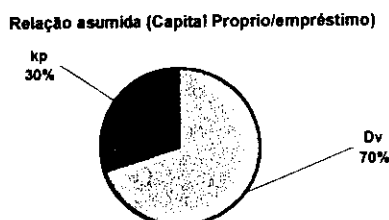
$$R_{wacc} = \frac{D_v}{(D_v + k_p)} \times R_{div} \times (1 - T_c) + \frac{k_p}{(D_v + k_p)} \times R_s$$

Onde :

R_{WACC}	=	Custo médio de capital.
D_v	=	% de dívida. (exemplo : 70%)
k_p	=	% de capital próprio. (exemplo : 30%).
$D_v + k_p$	=	100 %, soma das porcentagens da relação capital próprio e empréstimo.

Figura 5.1.

Relação assumida “Capital Próprio/empréstimo”



R_{div}	=	Taxa livre de risco (R_{free})
T_c	=	33% alíquota do Imposto de Renda, composta por :

$$T_c = IR + CSL;$$

IR = 25% Imposto de Renda.

CSL = 8% Contribuição Social sobre Lucro.

[MINISTÉRIO DA FAZENDA DO BRASIL, 1998]

R_s	=	Taxa de remuneração do capital próprio para um empreendimento alavancado.
-------	---	---

b) Análise por fluxo de caixa.

Para a determinação da tarifa de transporte, elaborou-se uma análise por fluxo de caixa, considerando-se um período de 20 anos e as taxas de desconto mostradas na tabela 5.1, correspondentes a diversos graus de financiamentos (relação dívida/capital próprio).

Tabela 5.1

Relação dívida /capital próprio	Taxa de desconto
90/10	12,78%
80/20	13,12%
70/30	13,46%
60/40	13,80%
50/50	14,13%
40/60	14,47%
30/70	14,81%
20/80	15,15%
10/90	15,48%
0/100	15,82%

O esquema de fluxo de caixa utilizado é o seguinte:

Figura 5.2.

Esquema de fluxo de caixa utilizado.

ITEM / ANO		ano 0	ano 1 ano 20
1. Tarifa do Transporte do GN (US\$ MM/btu) :		1,40		
2. VOLUME (MM m3)/ano			3.063,15	3.216,31
3. VOLUME (MM Btu)/ano			112.510.095,90	118.135.600,70
4. RECEITA			157.514.134,27	165.389.840,98
5. DESPESAS OPERACIONAIS	1,50%		(2.362.712,01)	(2.480.847,61)
6. LUCRO OPERACIONAL			155.151.422,25	162.908.993,36
7. DEPRECIAÇÃO	5,00%		(81.504.000,00)	(81.504.000,00)
8. LL ANTES IR			73.647.422,25	81.404.993,36
9. (IR+ Contribuição Social Lucro)	33,00%		(24.303.649,34)	(26.863.647,81)
10. LL DEPOIS IR			49.343.772,91	54.541.345,55
11. DEPRECIAÇÃO(+)			81.504.000,00	81.504.000,00
12. INVESTIMENTOS(-)		(1.630.080.000,00)		
13. FLUXO CAIXA OPERACIONAL		(1.630.080.000,00)	130.847.772,91	136.045.345,55
14. Taxa Análise	14,54%			
15. VPL Fluxo Caixa		(488.102.336,09)		
16. Perpetuidade		441.969.280,90		
17. Valor Presente Liq.Projeto		(46.133.055,19)		

Onde cada item corresponde a :

- Item1 : Tarifa inicial, utilizada para determinar a tarifa que faz o valor presente igual a zero, mediante iterações.
- Item 2 : Quantidade demandada de gás natural para cada ano em MMm³/ano (demandas calculadas no capítulo 3).

- Item3 : Quantidade de MMBtu/ano demandado, para o qual se usou o seguinte poder calorífico :

Tabela 5.2

Poder calorífico

(Gás Natural Seco de Camisea)

Btu/m ³	Btu/pé ³
35.667,81	1.010,00

- Item4 : Receita anual, calculada mediante o produto da quantidade de gás transportado anualmente (MM/Btu) pelo seu preço (US\$/MMBtu).
- Item5 : Despesas operacionais, considerando-se 1,5% das receitas anuais.
- Item6 : Lucro operacional, o qual resulta da diferença entre a receita anual e as despesas operacionais.
- Item7 : Depreciação, considerando-se uma taxa de 5% ao ano.
- Item8 : Lucro líquido (LL): valor do lucro antes da aplicação da alíquota de Imposto de Renda.
- Item9 : Alíquota de Imposto de Renda [MINISTÉRIO DA FAZENDA BRASIL, 1998], o qual é composto por ;

IR = 25% Imposto de Renda.

CSL = 8% Contribuição Social sobre Lucro.

- Item10 : Lucro líquido (LL): valor do lucro depois da aplicação da alíquota do Imposto de Renda.
- Item11 : Ingresso da depreciação.
- Item12 : Custo dos investimentos : foi estimado o valor de US\$19,50/polegada x metro, o qual considera o custo dos materiais, custo da montagem e custos administrativos. Este valor foi obtido a partir dos investimentos feitos no gasoduto Bolívia - Brasil.
- Item13 : Fluxo de caixa operacional.
- Item14 : Taxa de desconto (ver item a)
- Item15 : Valor presente do fluxo de caixa.

- Item16 : Custo de perpetuidade do investimento..
- Item17 : Valor presente líquido do projeto.

c) Resultados : Preços do transporte para as diversas alternativas.

Após a determinação do valor presente do projeto, foram feitas iterações para a determinação da tarifa, de forma que o valor presente do projeto seja zero, sendo que a tarifa que cumpre com esta condição seria aquela que viabilize o projeto.

No financiamento de projetos de grande envergadura, como o de gasodutos, e onde geralmente são pré-estabelecidos contratos de compra/venda, é possível considerar um grau de financiamento de 70%, hipótese que foi assumida nas diversas alternativas, sendo a taxa de desconto para este grau de financiamento de 13,46%. Estes valores foram levantados com o objetivo de comparar os preços de transporte obtidos com aqueles que foram estabelecidos para o gasoduto Bolívia - Brasil e para o gasoduto que abastecerá a usina térmica Cuiabá I (desde Rio Grande, na Bolívia, até Cuiabá, no Brasil, estendendo-se aproximadamente 860 km). É importante ressaltar que estes são os projetos mais representativos atualmente no setor de gás natural.

O valor do transporte estimado no gasoduto Bolívia-Brasil é de US\$1,00/MMBtu e o valor estimado do transporte no gasoduto que abastecerá a usina térmica de Cuiabá I é de US\$1,25/MMBtu (desde Rio Grande, na Bolívia, até Cuiabá, no Brasil).

Considerando-se estes valores de mercado e as hipóteses estabelecidas (grau de alavancagem de 70%), passemos a analisar os resultados obtidos.

C.1) Alternativa 1 : Gasoduto Camisea – Porto Velho.

A tabela 5.3 mostra os valores das tarifas obtidas em US\$/MMBtu para as diferentes taxas de desconto. Para o caso da relação dívida/capital próprio (70/30), obteve-se, a partir de uma taxa de desconto de 13,46%, o preço de US\$ 2,35 MMBtu para o transporte de gás natural.

É importante frisar que esta tarifa foi calculada para a demanda prevista no capítulo III (tabela 3.17), a qual considera somente os mercados de energia elétrica e o setor industrial. Dessa forma, devido a sua projeção (conservadora e tendencial) o gasoduto deverá apresentar uma capacidade ociosa média, durante os 20 anos de funcionamento de 46%.

De fato, a chegada do gás natural nestas regiões promoverá a criação de novas indústrias que poderão incrementar a demanda e melhorar a capacidade operativa do gasoduto, diminuindo sua capacidade ociosa e, assim, o preço do transporte.

Tabela 5.3.

Tarifa de transporte para o gasoduto Camisea – Porto Velho.

Resultados : Alternativa 1, Gasoduto Camisea - Porto Velho

Grau de Avançagem (% da dívida)	Taxa de análise %	Tarifa de transporte Camisea-Porto Velho US\$/MMBtu
0,00	15,82	3,04
10,00	15,48	2,94
20,00	15,15	2,84
30,00	14,81	2,74
40,00	14,47	2,64
50,00	14,13	2,54
60,00	13,80	2,44
70,00	13,46	2,35
80,00	13,12	2,25
90,00	12,78	2,16

C.2) Alternativa 2 : Gasoduto Camisea – Porto Velho – Manaus.

Assim como na alternativa 1, a tabela 5.4 mostra os valores das tarifas obtidas em US\$/MMBtu para as diferentes taxas de desconto. Assim, considerando-se as mesmas hipóteses (financiamento e taxa de desconto) da alternativa 1 obteve-se o preço de **US\$1,39/MMbtu**, para o transporte de gás natural, de Camisea até Porto Velho e de **US\$ 1,34/MMbtu**, de Porto Velho a Manaus.

O preço de transporte diminuiu consideravelmente no trecho Camisea – Porto Velho, devido ao aumento do fluxo de gás natural neste trecho. O preço entre Porto Velho e Manaus é, portanto, razoável, considerando-se que esta região tem grandes dificuldades na oferta de energia.

Nesta alternativa o gasoduto deverá apresentar uma capacidade ociosa média, durante os 20 anos de atividade de **42%** no trecho Camisea – Porto Velho e de **38%** no trecho Porto Velho – Manaus. Assim como na alternativa 1, a diminuição desta capacidade ociosa diminuiria o preço do transporte.

Tabela 5.4.

Tarifa de transporte para o gasoduto Camisea – Porto Velho – Manaus.

Resultados : Alternativa 2, Gasoduto Camisea - Porto Velho - Manaus

Grau de Alavancagem (% da dívida)	Taxa de análise %	Tarifa de transporte Camisea - Porto Velho US\$/MMBtu	Tarifa de transporte Porto Velho - Manaus US\$/MMBtu
0,00	15,82	1,77	1,70
10,00	15,48	1,72	1,64
20,00	15,15	1,66	1,59
30,00	14,81	1,60	1,54
40,00	14,47	1,55	1,49
50,00	14,13	1,49	1,44
60,00	13,80	1,44	1,39
70,00	13,46	1,39	1,34
80,00	13,12	1,33	1,29
90,00	12,78	1,28	1,24

C.3) Alternativa 3 : Tarifa de transporte para o gasoduto Camisea – Porto Velho – Cáceres.

A tabela 5.5 mostra os valores das tarifas obtidas em US\$/MMBtu para as diferentes taxas de desconto. Para as hipóteses assumidas (financiamento=70% e taxa de desconto=13,46%), obteve-se um preço para o transporte de gás natural de **US\$ 1,17/MMbtu**, de Camisea até Porto Velho, e de **US\$ 1,49/MMbtu**, de Porto Velho a Cáceres.

Assim como na alternativa 2, o preço do transporte diminui consideravelmente no trecho Camisea – Porto Velho, devido ao incremento de fluxo de gás natural neste gasoduto. Agora, se tomamos como referência o preço estimado do transporte no gasoduto que vai até Cuiabá I, US\$1,25/MMBtu, comparando-o com os **US\$ 2,66/MMbtu** que custariam para transportar o gás natural desde Camisea até Cáceres, poderíamos observar, com isso, que este último não apresenta um valor competitivo. No entanto, é possível diminuir sua capacidade ociosa média, a qual, no trecho Camisea – Porto Velho, deverá ser, durante os 20 anos de funcionamento, de **41%** e, no trecho Porto Velho – Cáceres, de **38%**.

Tabela 5.5.

Tarifa de transporte para o gasoduto Camisea – Porto Velho – Cáceres.

Resultados : Alternativa 3, Camisea - Porto Velho - Cáceres

Grau de Alavancagem (% da dívida)	Taxa de análise %	Tarifa de transporte Camisea - Porto Velho US\$/MMBtu	Tarifa de transporte Porto Velho - Cáceres US\$/MMBtu
0,00	15,82	1,49	1,89
10,00	15,48	1,45	1,83
20,00	15,15	1,40	1,78
30,00	14,81	1,35	1,72
40,00	14,47	1,31	1,66
50,00	14,13	1,26	1,60
60,00	13,80	1,21	1,55
70,00	13,46	1,17	1,49
80,00	13,12	1,12	1,44
90,00	12,78	1,08	1,38

C.4) Alternativa 4: Tarifa de transporte para o gasoduto Camisea – Porto Velho, Porto Velho – Manaus e Porto Velho - Cáceres.

A tabela 5.6 mostra os valores das tarifas obtidas em US\$/MMBtu para as diferentes taxas de desconto. Assim como nas alternativas anteriores para as hipóteses assumidas como referência (financiamento =70% e taxa de desconto=13,46%), obteve-se um preço para o transporte de gás natural de **US\$ 0,94/MMbtu**, de Camisea até Porto Velho, **US\$ 1,34/MMbtu**, de Porto Velho a Manaus e **US\$ 1,49/MMbtu**, de Porto Velho a Cáceres, sendo que de Camisea a Manaus, alcançaria-se um total de **US\$ 2,28/MMbtu** e, de Camisea a Cáceres um total de **US\$ 2,43/MMbtu**.

No trecho Camisea – Porto Velho o preço do transporte diminuiu a preços competitivos devido ao aumento do fluxo de gás natural neste trecho e os preços entre Porto Velho - Manaus e Porto Velho – Cáceres se apresentam elevados, considerando-se o preço estimado de transporte do gasoduto que vai até Cuiabá I (US\$1,25/MMBtu).

No trecho Camisea – Porto Velho, o gasoduto deverá apresentar uma capacidade ociosa média, durante os 20 anos de **40%** e, nos trechos Porto Velho – Manaus e Porto Velho Cáceres, de **38%**.

Apesar destes preços de transporte serem aqueles capazes de viabilizar a construção do gasoduto, eles não indicam se o preço final do gás natural (no “city gate”) será competitivo. Para isso, calcularemos o custo dos combustíveis concorrentes para depois determinar o “net back value” na jazida.

Tabela 5.6.

**Tarifa de transporte para o gasoduto Camisea – Porto Velho – Manaus e
Porto Velho - Cáceres.**

Resultados : Alternativa 4, Camisea - Porto Velho - Manaus - Cáceres

Grau de Alavancagem (% da dívida)	Taxa de análise %	Tarifa de transporte Camisea-Porto Velho US\$/MMBtu	Tarifa de transporte Porto Velho - Manaus US\$/MMBtu	Tarifa de transporte Porto Velho - Cáceres US\$/MMBtu
0,00	15,82	1,20	1,70	1,89
10,00	15,48	1,16	1,64	1,83
20,00	15,15	1,12	1,59	1,78
30,00	14,81	1,09	1,54	1,72
40,00	14,47	1,05	1,49	1,66
50,00	14,13	1,01	1,44	1,60
60,00	13,80	0,98	1,39	1,55
70,00	13,46	0,94	1,34	1,49
80,00	13,12	0,91	1,29	1,44
90,00	12,78	0,87	1,24	1,38

5.1.2. Determinação do preço dos combustíveis substitutos

Para realizar o cálculo do “net back value” na jazida de Camisea, é necessário conhecer o preço dos substitutos do gás natural nos mercados de exportação (Brasil). Na Tabela 5.7., apresentam-se os preços que os consumidores pagaram no ano 1996 [Departamento Nacional de Combustíveis, 1996] pelos diferentes energéticos que podem ser substituídos.

Tabela 5.7.

Preço do óleo combustível e óleo diesel.

Combustível	Preço
Oleo Diesel	US\$ 0,26/litro
Oleo Combustível BTE-1B*	US\$ 0,16/kg
Oleo Combustível ATE-1**	US\$ 0,13/kg

Fonte: MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA DO BRASIL, 1995

*Óleo Combustível BTE-1B : Óleo com baixo teor de Enxofre (até 1%).

**Óleo Combustível ATE-1 : Óleo com alto teor de Enxofre (acima de 1%).

Identificados estes valores, foi determinado o preço e a equivalência calórica dos mesmos, medido em US\$ por milhão de unidades térmicas britânicas

(MMBTU). A massa específica e o poder calórico utilizados na construção foram :

Tabela 5.8.

Massa específica e poder calórico do óleo diesel e do óleo combustível.

Combustível	Massa Específica (kg/m³)	Poder Calórico (Kcal/Kgr)
Óleo Diesel	852	10750
Óleo Combustível	1013	10900

Fonte : Balanço Energético Nacional Brasil, 1997.

Finalmente foram determinados os seguintes preços :

Tabela 5.9.

Preço dos combustíveis substitutos referentes a suas equivalências calóricas.

Combustible	US\$/MMBtu
Oleo Diesel	7,16
Oleo Combustible BTE-1B	3,70
Oleo Combustible ATE-1	3,01

Considerou-se, para efeitos de cálculo do “net back value” em nível de jazida, o preço do óleo combustível de US\$ 3,01 /MMBtu (referente a seu equivalente calórico), devido a este ser o combustível mais econômico na região (Alternativa 1- Porto Velho, Alternativa 2 -Porto Velho e Manaus).

Para as alternativas 3 e 4, nas quais o gasoduto chega a Cáceres, considerou-se o preço do gás natural da Bolívia, o qual é estimado em US\$ 2.60/MMBtu

É importante mencionar que o preço do óleo combustível ATE-1 considerado (US\$3,01/MMBtu), corresponde ao preço médio encontrado no Brasil.

5.1.3. Determinação dos “net-back values” das exportações de gás natural ao Norte e Centro Oeste do Brasil

Nesta seção, foi determinado qual seria o preço de “boca de poço” que teria o gás natural se fossem realizadas as exportações previstas em cada alternativa. Considerando-se o preço de substituição para os usuários industriais, determinou-se o “net back value” para o gás natural na jazida de Camisea. Este valor é de significativa importância, já que o preço do gás natural será livre e, no caso de estes projetos se concretizarem, este preço, na jazida, estará fortemente influenciado pelo “net back value”.

A) Conceito de “net-back value” ou disposição a pagar.

O conceito de “net-back value”, ou disposição a pagar pelos produtores, é um conceito que adquire grande importância na determinação da viabilidade de extrair o gás natural para sua exportação ao Brasil.

Num contexto onde os produtores devem vender o gás natural aos consumidores ou distribuidores brasileiros, o preço que estes últimos estariam dispostos a pagar nos centros de consumo seria equivalente (por unidade de energia – calor) ao preço dos combustíveis substitutos [Ministério de Economia, Obras e Serviços Públicos de Argentina, 1992]. No caso proposto, o gás natural substituirá principalmente o óleo diesel e o óleo combustível no uso como combustível nas usinas termelétricas e em grandes indústrias do Norte e Centro Oeste do Brasil.

O “net-back value” do gás natural, em uma determinada jazida, define-se da seguinte maneira :

Net-back value do gás natural em jazida = [preço do combustível substituto em uma cidade ou região (equivalente calórico a gás natural)] – [Custo de transporte (de operação, manutenção e do capital investido)]

Se o “net-back value” do gás natural for maior que o seu custo de produção em nível de jazida, então será conveniente realizar sua extração, do contrário, não será rentável sua exploração. No custo de produção, deveriam ser incluídos os seguintes conceitos : custo de esgotamento (ou, alternativamente, custo de exploração), custo de desenvolvimento e custo de extração.

B) Resultados do “net back value” do gás natural em Camisea para as diferentes alternativas e taxas de desconto consideradas.

B.1) Alternativa 1 : Gasoduto Camisea – Porto Velho

A tabela 5.10 mostra o “net back value”, para a jazida de Camisea, em diferentes taxas de desconto. Estes resultados se referem ao gasoduto Camisea – Porto Velho, o qual possui 1.255 km de comprimento e uma capacidade máxima de transporte de 5,85 MMm³/dia de gás natural (ano 2020), considerando-se a demanda projetada no capítulo III, (Tabela 3.17).

Tomando como base o preço de mercado de US\$ 3,01/MMbtu, o qual corresponde ao óleo combustível com alto teor de enxofre (superior a 1%), alcançariam-se valores negativos e próximos a zero para taxas de desconto superiores a 15%. Isto demonstra que a exportação de gás natural sobre estas condições não seria possível. No entanto, para taxas de desconto entre 12% e 14%, alcançariam-se valores positivos. No momento não se conhece o preço do gás natural na jazida de Camisea. Caso este se encontre no patamar de US\$ 0,50/MMbtu a US\$ 0,85/MMbtu, esta alternativa se tornará viável.

É importante mencionar que a projeção de demanda foi realizada sobre critérios conservadores, sendo que somente se levou em conta o consumo atual e a sua projeção tendencial, não havendo sido considerado o ingresso de novas indústrias.

Por outro lado a capacidade ociosa do gasoduto chega a uma média de 46% nos 20 anos, fazendo com que os custos de transporte sejam mais elevados, o que torna menos atrativo o preço final (“City Gate”).

Tabela 5.10.

“Net back value” para a alternativa 1. (Gasoduto Camisea – Porto Velho)

Taxa de análise %	Preço no Mercado* US\$/MMBtu	Net back Value US\$/MMBtu
15,82	3,01	-0,03
15,48	3,01	0,07
15,15	3,01	0,17
14,81	3,01	0,27
14,47	3,01	0,37
14,13	3,01	0,47
13,80	3,01	0,57
13,46	3,01	0,66
13,12	3,01	0,76
12,78	3,01	0,85

* Preço de mercado; corresponde ao preço do óleo combustível ATE-1 a equivalência calórica (preço ao nível nacional) [MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA DO BRASIL, 1995].

B.2) Alternativa 2 : Gasoduto Camisea – Porto Velho - Manaus

A tabela 5.11 mostra o “net back value”, para a jazida de Camisea, em diferentes taxas de desconto. Estes resultados se referem ao gasoduto Camisea – Porto Velho – Manaus, o qual tem 2156 km de comprimento e uma capacidade máxima de transporte de 12,18 MMm³/dia de gás natural, no trecho Camisea – Porto Velho, e de 6,32 MMm³/dia, no trecho Porto Velho – Manaus, (considerando a demanda projetada no capítulo III, Tabela 3.17).

Tomando-se como base o preço de mercado de US\$ 3,01/MMbtu, o “net-back value”, com referência ao mercado de Porto Velho, alcançaria valores positivos. Este valor melhora com respeito à alternativa 1 devido à maior quantidade de gás natural que seria transportado por este trecho. No entanto, no trecho 2, Porto Velho – Manaus, foram obtidos valores negativos e próximos a zero para

taxas de descontos superiores a 13,80%. Dessa forma, para taxas de desconto inferiores, os valores foram mais competitivos.

A exportação de gás natural neste cenário e sobre estas condições seria possível para taxas de desconto inferiores a 13,80%. Assim sendo, o maior custo de transporte até Manaus poderia ser diminuído e compensado com a diminuição do preço de transporte no trecho Camisea – Porto Velho.

A capacidade ociosa do gasoduto, no trecho Camisea – Porto Velho, é de 42% e, no trecho Porto Velho – Manaus, é de 38% (média dos 20 anos). Qualquer melhora na capacidade do gasoduto, melhoraria os preços para futuras negociações.

Tabela 5.11.

“Net back value” para a alternativa 2. (Gasoduto Camisea – Porto Velho - Manaus)

Taxa de análise %	Preço no Mercado * US\$/MMBtu	Net back Value (Porto Velho) US\$/MMBtu	Net back Value (Manaus) US\$/MMBtu
15,82	3,01	1,24	-0,46
15,48	3,01	1,29	-0,35
15,15	3,01	1,35	-0,24
14,81	3,01	1,41	-0,13
14,47	3,01	1,46	-0,03
14,13	3,01	1,52	0,08
13,80	3,01	1,57	0,18
13,46	3,01	1,62	0,28
13,12	3,01	1,68	0,39
12,78	3,01	1,73	0,49

* Preço no mercado; corresponde ao preço do óleo combustível ATE-1 a equivalência calórica. (preço ao nível nacional) [MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA DO BRASIL, 1995].

B.3) Alternativa 3 : Gasoduto Camisea – Porto Velho - Cáceres

A tabela 5.12 mostra o “net back value”, para a jazida de Camisea, em diferentes taxas de desconto. Estes resultados se referem ao gasoduto Camisea – Porto Velho – Cáceres, o qual possui 2496 km de comprimento e uma capacidade máxima de transporte de 15,48 MMm³/dia de gás natural, no

trecho Camisea – Porto Velho, e de 9,63 MMm³/dia, no trecho Porto Velho – Cáceres (considerando a demanda projetada no capítulo III, Tabela 3.17).

Tomando-se como base o preço de mercado de US\$ 3,01/MMbtu, o “net-back value” com referência ao mercado de Porto Velho alcançaria valores positivos. Esta melhora com respeito à alternativa 1, deve-se à maior quantidade de gás natural que seria transportado por este trecho. No entanto, no trecho 2, Porto Velho – Cáceres, obtiveram-se valores negativos e próximos a zero para taxas de descontos superiores a 13,12%, o que inviabilizaria esta alternativa. Isto se deve basicamente ao preço do gás natural da Bolívia, tomado como referência (US\$ 2,60/MMBtu).

A exportação de gás natural, sobre estas condições, somente seria possível se o preço do combustível concorrente aumentasse ou se o fator de capacidade fosse incrementado ao longo de sua vida útil.

Tabela 5.12.

“Net back value” para a alternativa 3. (Gasoduto Camisea – Porto Velho - Cáceres)

Taxa de análise %	Preço no Mercado (Porto Velho)* US\$/MMBtu	Preço no Mercado (Cáceres)** US\$/MMBtu	Net back Value (Porto Velho) US\$/MMBtu	Net back Value (Cáceres) US\$/MMBtu
15,82	3,01	2,60	1,52	-0,78
15,48	3,01	2,60	1,56	-0,68
15,15	3,01	2,60	1,61	-0,58
14,81	3,01	2,60	1,66	-0,47
14,47	3,01	2,60	1,70	-0,37
14,13	3,01	2,60	1,75	-0,26
13,80	3,01	2,60	1,80	-0,16
13,46	3,01	2,60	1,84	-0,06
13,12	3,01	2,60	1,89	0,04
12,78	3,01	2,60	1,93	0,14

* Preço no mercado; corresponde ao preço do óleo combustível ATE-1 a equivalência calórica (preço ao nível nacional) [MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA DO BRASIL, 1995].

** Preço no mercado; corresponde ao preço do gás natural da Bolívia. [PETROBRAS, 1996].

B.4) Alternativa 4 : Gasoduto Camisea – Porto Velho, Porto Velho – Manaus e Porto Velho - Cáceres

A tabela 5.13 mostra o “net back value”, para a jazida de Camisea, em diferentes taxas de desconto. Estes resultados se referem ao gasoduto Camisea – Porto Velho – Manaus e Porto Velho - Cáceres, o qual possui, em conjunto, 3397 km de comprimento e uma capacidade máxima de transporte de 21,81 MMm³/dia de gás natural, no trecho Camisea – Porto Velho, de 6,32 MMm³/dia, no trecho Porto Velho – Manaus, e de 9,63 MMm³/dia, no trecho Porto Velho – Cáceres (considerando a demanda projetada no capítulo III, Tabela 3.17).

Tomando como base o preço de mercado de US\$ 3,01/MMbtu, o “net-back value”, com referência ao mercado de Porto Velho, alcançaria valores positivos. Esta melhora, com relação à alternativa 1, deve-se à maior quantidade de gás natural que seria transportado por este trecho. No trecho 2, Porto Velho – Manaus, obtiveram-se valores positivos para as diferentes taxas de desconto. No trecho 3, Porto Velho – Cáceres, obtiveram-se valores negativos e próximos a zero para taxas de descontos superiores a 13,46%, o que inviabilizaria esta alternativa. No entanto, para taxas inferiores, esta alternativa poderia se apresentar viável, já que o alto custo de transporte até Cáceres poderia ser compensado com a diminuição do custo de transporte entre Camisea e Porto Velho devido ao aumento do fluxo de gás natural.

O preço do gás natural da Bolívia é tomado como referência no mercado do Mato Grosso (US\$ 2,60/MMBtu), sendo este um preço bastante competitivo. Assim como na alternativa 3, a exportação de gás natural sobre estas condições seria possível caso houvesse um aumento do fator de capacidade do gasoduto ao longo da sua vida útil ou um incremento no combustível concorrente.

Tabela 5.13.

**“Net back value” para a alternativa 4. (Gasoduto Camisea – Porto Velho,
Porto Velho – Manaus e Porto Velho - Cáceres)**

Taxa de análise %	Preço no Mercado* (Porto Velho/Manaus) US\$/MMBtu	Preço no ** Mercado (Cáceres) US\$/MMBtu	Net back Value (Porto Velho) US\$/MMBtu	Net back Value (Manaus) US\$/MMBtu	Net back Value (Cáceres) US\$/MMBtu
15,82	3,01	2,60	1,81	0,11	-0,49
15,48	3,01	2,60	1,85	0,21	-0,39
15,15	3,01	2,60	1,89	0,30	-0,30
14,81	3,01	2,60	1,92	0,38	-0,21
14,47	3,01	2,60	1,96	0,47	-0,11
14,13	3,01	2,60	2,00	0,56	-0,01
13,80	3,01	2,60	2,03	0,64	0,07
13,46	3,01	2,60	2,07	0,73	0,17
13,12	3,01	2,60	2,10	0,81	0,25
12,78	3,01	2,60	2,14	0,90	0,35

* Preço no mercado; corresponde ao preço do óleo combustível ATE-1 a equivalência calórica (preço ao nível nacional) [MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA DO BRASIL, 1995].

** Preço no mercado; corresponde ao preço do gás natural da Bolívia. [PETROBRAS, 1996].

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Aspectos econômicos e de mercado

- As reservas de gás Natural de Camisea constituem um potencial energético que deve influenciar as condições de desenvolvimento dos mercados de gás natural e de eletricidade na Região Sul da América do Sul (Argentina, Bolívia, Brasil, Chile e Peru). Como a exploração destas reservas deverá exceder consideravelmente a demanda existente no Peru, a oferta de gás natural poderá ser orientada para mercados rentáveis na região. Pela sua distância das reservas de Camisea e pelas características da sua recente evolução, entendemos que os mercados mais indicados estão localizados na Região Norte e Centro-Oeste do Brasil.
- Considerando o preço de US\$ 1,00 / MMBtu na jazida de Camisea e uma taxa de desconto de 13%, constata-se que a integração energética entre Peru e Brasil se mostra viável de um ponto de vista técnico e econômico, mesmo levando-se unicamente em conta os mercados do setor elétrico e de grandes indústrias; (1) com demandas conservadoras (taxas de crescimento médio de 6% ao ano), (2) sem considerar a entrada de novas indústrias e (3) com uma capacidade ociosa média do gasoduto de até 39%.

- A jazida de gás natural de Camisea tem potencial suficiente para abastecer o mercado peruano (o qual foi estimado em 18 MMm³/dia até o ano 2020) e ao mesmo tempo comercializar seus excedentes em mercados internacionais (em quantidades que poderiam variar entre 14 e 18 MMm³/dia).
- Os volumes de gás natural comercializados no Norte e Centro Oeste do Brasil permitirão viabilizar projetos de médio e grande porte no Peru, tal como o proposto pelo Governo Peruano (gasoduto de Camisea a Lima).
- A necessidade de promover inicialmente o consumo de gás natural na geração de energia elétrica e no setor industrial não é um fato isolado nem novo na estruturação de mercados de gás natural. Experiências em outros países indicam que nos primeiros anos, os dois setores são os grandes consumidores, ingressando depois, os mercados dos setores residencial, comercial e de transportes.
- O ingresso do gás natural na Região Norte e Centro Oeste do Brasil permitirá criar novos pólos de desenvolvimento e incentivar o crescimento da indústria, dado que o gás natural oferece uma ampla gama de possibilidades para satisfazer necessidades energéticas. Por outro lado, é um energético que, comparado ao petróleo e carvão, gera menores problemas de poluição ambiental.
- O gás natural atuaria diretamente na viabilização de um grande número de projetos de infra-estrutura, incrementando o desenvolvimento da região, favorecendo a ampliação e diversificação do parque industrial para diversos usos deste energético e aumentando a participação do gás natural na matriz energética destes Estados.
- O uso do gás natural no setor elétrico e industrial passará a ocupar espaços de outros energéticos (óleo diesel e óleo combustível), o que propiciará um maior rendimento nos diferentes processos. Por outro lado, serão

diminuídos os custos, já que o preço do gás natural é menor que o dos combustíveis a serem substituídos. Os benefícios se refletirão, também, em um investimento menor em equipamentos de controle de poluição.

- Devido às grandes reservas de gás natural da Argentina (um trilhão de m³), da Bolívia (277,90 bilhões de m³) e da jazida de Camisea no Peru (305,82 bilhões de m³), e na medida em que se desenvolvam operações de mercado transparentes, espera-se uma grande concorrência gás – gás no Cone Sul da América Latina, o que poderá atrair, como consequência, uma estabilidade do preço do gás.
- Não se esperam incrementos importantes nas tarifas do gás natural no Cone Sul da América Latina nos próximos anos. Quanto à evolução futura do preço do gás, este se localizará em uma banda conformada por um limite inferior, determinado pelo custo de incorporação de reservas e de produção, e um superior, delimitado pelo preço do substituto próximo, basicamente o óleo combustível. A proximidade entre o preço máximo e o mínimo será dada basicamente pela intensidade das forças concorrentes.
- O gás natural vendido a US\$ 3,00/ MMbtu gerará energia elétrica a US\$40.00/MWh, o que representa uma diminuição de 67% no custo atual de geração (US\$120/MWh), na região Norte do Brasil. Com isso, a energia não precisará ser mais subsidiada nesta região.
- A Região Norte do Brasil precisará investir em outras fontes de energia além da jazida de gás natural de Urucu, pois, enquanto que as taxas de crescimento do mercado nestas regiões tem uma média anual de 10%, o crescimento do fornecimento deste gás será de apenas 3% ao ano. Dessa forma, o gás natural de Camisea é a alternativa mais viável, devido, basicamente, à proximidade dos mercados.

Política energética regional e meio ambiente

- A execução do projeto permitirá; (1) o uso de mão de obra e recursos naturais locais, tanto na implantação do projeto como na operação do gasoduto; (2) favorecerá o desenvolvimento regional e o propósito governamental de acentuar a integração do Brasil com as outras nações Latino Americanas produtoras de gás natural; (3) estimulará a modernização da indústria, tornando-a mais competitiva; (4) contribuirá para a maior diversificação da oferta de energia no mercado interno; (5) incentivará o desenvolvimento tecnológico do setor energético, favorecendo os processos de racionalização de energia e estimulando a utilização do gás natural em novas áreas, como a cogeração e o setor automotivo; (6) oferecerá ao setor industrial a oportunidade de melhorar sua eficiência mediante uma economia nos custos de seus combustíveis, permitindo aumentar, desta maneira, a sua competitividade tanto no mercado local como no internacional.
- Na execução do presente projeto, não estão previstos desmatamentos significativos, inundações de áreas, ou interferências em reservas florestais ou indígenas existentes. A questão ambiental está mais relacionada aos reduzidos riscos de acidentes na operação e no tratamento do gás natural e a seus reflexos sobre o meio ambiente, do que aos impactos provocados pela implantação do projeto.
- O gás natural oferecerá benefícios tanto locais como regionais no que se refere à qualidade do ar em comparação com o uso de derivados de petróleo e carvão. Além disso, serão obtidos benefícios globais pela geração de menos dióxido de carbono, causador do efeito estufa.
- O gás natural garantirá uma oferta de energia coerente com as necessidades de desenvolvimento, com mínimo custo econômico e obedecendo a critérios aceitáveis quanto aos aspectos sociais e ambientais,

fazendo com que o setor energético assuma seu papel de promotor de desenvolvimento, na medida em que estará possibilitando :

- A diversificação das fontes de energia,
- A inovação tecnológica,
- A harmonização com a política nacional e internacional de meio ambiente,
- A participação da iniciativa privada,
- O aproveitamento das oportunidades de integração energética com os demais países da América Latina.

Recomendações

- Realizar um estudo do mercado para o gás natural no Norte e Centro Oeste do Brasil, nos setores residencial, comercial e de transportes.
- Identificar novos projetos industriais, nas regiões de influência do gasoduto proposto, que usem gás natural seco como combustível e como matéria prima.
- Determinar a viabilidade para a comercialização de líquidos de gás natural da jazida de Camisea, no Norte e Centro Oeste do Brasil.

*

Anexo 1.1.

- *Terminologia*

Barril : Unidade de medida de hidrocarbonetos líquidos que consiste em 42 galões de capacidade (Estados Unidos da América), corrigidos a uma temperatura de sessenta graus Fahrenheit (60°F), a pressão do nível do mar, sem água, barro ou outros sedimentos.

BTU ou Unidade Térmica Britânica : A quantidade de calor que se requer para aumentar a temperatura (em um grau Fahrenheit de uma libra de água, equivalente a 1.055,056 joules.)

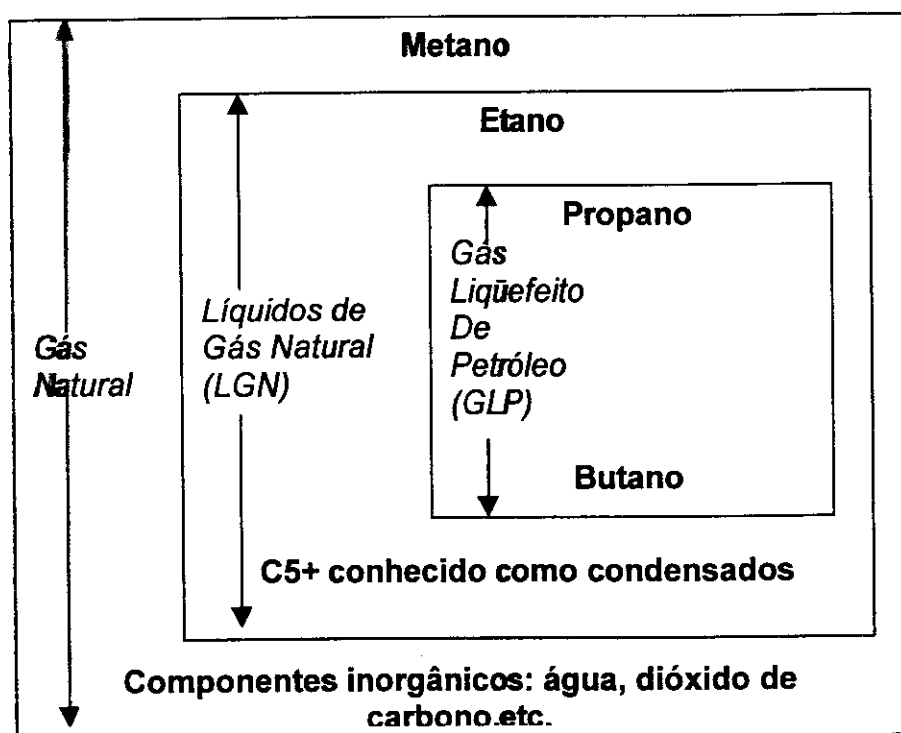
Condensados : Hidrocarbonetos líquidos obtidos pela condensação dos hidrocarbonetos do gás natural devido a mudanças na pressão e temperatura.

“Dirección General de Hidrocarburos” : É o departamento do Ministério de Energia e Minas do Peru, encarregado de fiscalizar os aspectos técnicos das atividades de hidrocarbonetos no território nacional.

Duto de gás : É uma tubulação ou sistema de tubulações que, partindo de uma jazida, conduz o gás natural ali produzido até o lugar ou lugares que as partes envolvidas no investimento concordem, podendo compreender pontos de medição conectados às tubulações, tubulações menores, estações de compressão, sistemas de comunicação, “direitos de passo”, estradas de acesso e de manutenção e outras instalações que sejam necessárias e requeridas para o transporte de gás natural.

Gás Natural : Mescla de hidrocarbonetos no estado gasoso (conjunto de hidrocarbonetos das séries parafínicas), que se encontram nas acumulações subterrâneas naturais, denominadas reservatórios. O metano (CH₄) é o seu principal componente, as vezes a sua composição pode incluir quantidades variáveis de outros hidrocarbonetos e de substâncias que não são hidrocarbonetos. O gás natural pode ser encontrado nos reservatórios, em duas formas : como gás natural associado, quando está em contato com o dissolvido dentro do petróleo cru, e como gás natural não associado, quando ocorre independentemente. Os principais componentes que acompanham o

metano são: o etano, o propano, o butano e os condensados (C5+). O metano, propano e butano se encontram em estado gasoso a temperaturas e pressões normais. A mistura de propano e butano, no estado gasoso ou no estado líquido, é chamado gás liquefeito de petróleo (GLP). Os pentanos e frações mais pesadas, usualmente chamadas C5+, são líquidos a temperaturas e pressões normais, também conhecidos como condensados ou gasolina natural. O termo "Líquidos de Gás Natural" (LGN) compreende uma combinação de etano, GLP e/ou condensados (ver figura).



Gás Natural Associado : Gás natural produzido com petróleo, que esteve dissolvido no petróleo ou formou uma capa de gás em um reservatório de petróleo.

Gás Natural Não Associado : Aquele que é encontrado em um reservatório que, às condições iniciais, não tem presença ou não se detectou a presença de hidrocarbonetos líquidos.

Gás Liqüefeito de Petróleo (GLP) : É uma mescla formada essencialmente por propano e butano, vendida no mercado doméstico em botijões a uma pressão média da ordem de 120 psig, capaz de manter-la no estado líquido.

Gás Seco : Quando o Gás natural passou pelas plantas de separação, após obter-se os condensados, resta um Gás constituído quase exclusivamente por metano e etano, mescla conhecida como gás seco. Usa-se como combustível e tem excelentes qualidades : Alto poder calorífico e combustão limpa, que permite minimizar a contaminação atmosférica e os custos de manutenção de equipamentos. Isto o põe em vantagem frente a outros combustíveis como o petróleo industrial, diesel, querosene, carvão, etc. Além disso, o gás, como matéria prima, é de grande utilidade para a fabricação de fertilizantes nitrogênados (metano) e para a indústria petroquímica (etano).

Hidrocarbonetos : Todo composto orgânico seja no estado gasoso, líquido ou sólido, formado principalmente por carbono e hidrogênio.

Jazida : Área superficial abaixo da qual existem um ou mais reservatórios, que estão produzindo ou que se tenha provado serem capazes de produzir hidrocarbonetos.

Líquidos do Gás Natural (LGN) : Hidrocarbonetos líquidos obtidos do gás natural composto por mesclas de etano, propano, butano e outros hidrocarbonetos mais pesados. Usualmente são referidos como LGN, Condensado ou GLP, de acordo com os hidrocarbonetos que o compõem. Diferentemente do petróleo cru, os Líquidos do Gás Natural (LGN) não requerem operações de refino complicadas a fim de se obter produtos comerciais. A sua separação se efetua por procedimentos físicos em plantas de fracionamento. São subdivididos em duas frações principais : O Gás Liqüefeito de Petróleo (GLP) e os condensados.

MPC : Mil (1.000) pés cúbicos padrão ("SCF"). Um (1) "SCF" é o volume de Gás necessário para preencher um espaço de (1) pé cúbico a quatorze ponto seis

mil novecentos cinquenta e nove (14,6959) libras por polegada quadrada de pressão absoluta a uma temperatura base de sessenta graus Fahrenheit (60°F). Agregada, uma "M" i.e. MMPC possui (1) milhão de pés cúbicos.

Petróleo : Mescla de Hidrocarbonetos que se encontram em estado líquido às condições iniciais de pressão e temperatura do reservatório, estando normalmente em estado líquido a condições atmosféricas. Não incluem condensados, líquidos do gás natural ou gás natural liqüefeito.

Planta de fracionamento : Instalações para processar líquidos de gás natural com o objetivo de obter outros produtos, inclui instalações para a manipulação e despacho.

Planta de separação de líquidos : Instalações para processar o gás natural com o objetivo de obter líquidos do Gás natural.

Reservatório: Estrato ou estratos sob a superfície que estejam produzindo ou que se tenha provado que são capazes de produzir hidrocarbonetos e que tem um sistema comum de pressão em toda a sua extensão.

Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) : Sistema de transmissão de eletricidade que cobre a orla peruana desde Marcona, no sul, até Piura, no norte, e a zona central do país desde Ayacucho, no sul, até Tingo María, no norte.

Sistema Interconectado Sul : Sistema de transmissão de eletricidade peruano, composto pelo Sistema Sul-leste (no norte : desde Quillabamba, em Cusco, até Puno, no sul) e o Sistema Sul Oeste (desde Arequipa, ao norte, até Tacna, no sul) que se constituem no Sistema Interconectado SISUR.

*

Anexo 1.2.

- *Capacidade Instalada do Sistema Inter-conectado Centro Norte, Peru.*
- *Capacidade Instalada do Sistema Inter-conectado Sul, Peru.*
- *Sistemas Inter-conectados do Peru.*

Capacidad Instalada del SICN

Unidades de Generación (Generating units)	MW MW	Empresa Company
Hióeléctricas Hydroelectric		
Santiago Antúnez de Mayolo	798	Electroperú
Restitución (Mantaro)	210	Electroperú
Cañón del Pato	154	Egenor
Carhuaquero	75	Egenor
Cahua	40	Cahua
Huinco	258	Edegel
Matucana	120	Edegel
Callahuanca	71	Edegel
Moyopampa	63	Edegel
Huampaní	31	Edegel
Total hidroeléctricas Total hydroelectric capacity	1.820	
Termoeléctricas Thermal		
Ventanilla	200	Erevensa
Trujillo	20	Egenor
Chimbote	62	Egenor
Santa Rosa	253	Edegel
Piura	52	Egenor
Chiclayo	29	Egenor
Paita	11	Egenor
Sullana	10	Egenor
Total termoeléctricas Total thermal capacity	637	
Total autoprodutores Total producer capacity	299	
Total SICN	2.756	

Fuente | Source: Electroperú, Ministerio de Energía y Minas

Capacidad Instalada del SISUR

	MW MW	Subsistema Subsystem	Empresa Company
Hióeléctricas Hydroelectric			
Aricota I y II	36	Sisuro	Egesur
Macchu Picchu	110	Sisuro	Egemsa
Cnarcasi I, II, III, IV, V y VI	175	Sisuro	Egasa
Total hidroeléctricas Total hydroelectric capacity	321		
Termoeléctricas Thermal			
Para	3	Sisuro	Egesur
Caiana	19	Sisuro	Egesur
Doiorespata	16	Sisuro	Egemsa
Taparachi	7	Sisuro	Egemsa
Bellavista	9	Sisuro	Egemsa
Chúina	48	Sisuro	Egasa
Total termoeléctricas Total thermal capacity	101		
Total autoprodutores Total producer capacity	224		
Total SISUR	646		

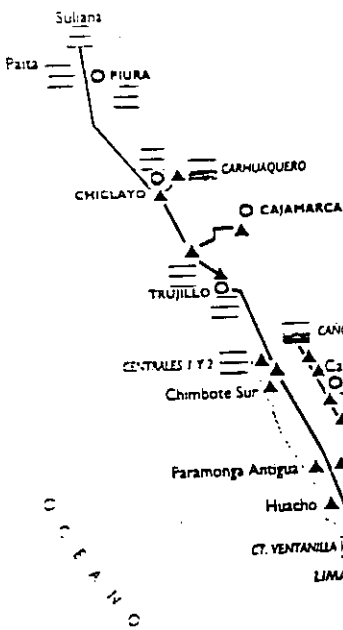
Fuente | Source: Electroperú, Ministerio de Energía y Minas

ECUADOR

COLOMBIA

IQUITOS

TUMBES



BRASIL

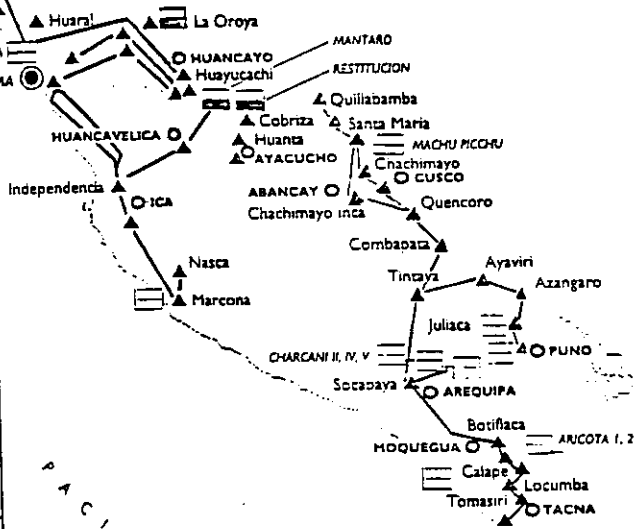
PACIFICO

Principales Sistemas Interconectados del Perú
Main Interconnected Systems of Peru

LEYENDA / KEY

- Capital / Capital
- Capital Departamental / Departmental Capital
- ≡ Capital Territorial / Territorial Government Point
- ≡ Capital Municipal / Municipal Government Point
- ▲ Sistema de Ferrocarril / Railway System
- ▲ Sistema de Carretera / Road System
- ▲ Sistema de Transporte Aéreo / Air Transport System
- ▲ Sistema de Transporte Acuático / Water Transport System

Junio 1969
Instituto de Estudios Peruanos



BOLIVIA

PACIFICO

CHILE

Anexo 1.3.

- *Contratos Vigentes para a
Exploração de Hidrocarbonetos*

Contratos Vigentes para la Exploración de Hidrocarburos

Zona/empresa Zone/Company	Lote Block	Pozos por perforar Wells to be drilled	inversión comprometida (US\$ millones) Investment commitment
Costa norte North coast		12	24.5
GMP/Mexpetrol	I	2	12.0
Olympic Oil and Gas Corporation	XIII	10	12.5
Zócalo Continental shelf		5	60.0
Repsol/Ampolex	Z-29	5	60.0
Selva norte Northern jungle		37	246.7
Enterprise Oil/Great Western	6S-M	8	48.9
Pluspetrol/Pedco/Yukong/Daewoo	8X	5	17.0
Quintana/YPF	50	9	65.0
Pluspetrol/Occidental	54	5	36.2
Arco	64	5	48.5
Advantage/Pedco/Hanwha/Hyundai	67	5	31.1
Selva central Central jungle		32	206.5
Murphy	71	5	45.0
Coastal	74	6	25.0
Elf/Eurocan/Anschutz	66	6	50.5
Pluspetrol/Pedco/Yukong/Daewoo	79	5	29.0
Anadarko	84	5	57.0
Occidental	72	5	44.5
Selva sur Southern jungle		15	195.0
Chevron	52	5	75.0
Mobil/Elf/Esso	77.78	10	120.0
Sierra sur Southern highlands		8	19.1
Yugansk/Petrobras	S-2	2	6.5
Yuganskneftgas	S-4	6	12.6
TOTAL		109	774.0

Fuente | Source: Pemperro S.A.

Contratos Vigentes para la Explotación de Hidrocarburos

Zona/empresa Zone/Company	Lote Block	Inversión comprometida Investment commitment (in US\$ million)
Costa norte Northern coast		100.3
Rio Bravo/Pan American	IV	7.0
Provisa/Mercantile Petroleum	III	13.6
Unipetro	IX	0.8
GMP	V	3.0
Sapet	VI, VII	46.7
Férez Companac	X	25.0
Vegsa	II	4.2
Zócalo Continental shelf		85.0
Petrotech	Z-2B	85.0
Selva norte Northern jungle		8.0
Pluspetrol/Pedco/Yukong/Daewoo	8	8.0
Selva central Central jungle		118.0
The Maple Gas Corp.	31-B, 31-C, 31-D	118.0
Selva sur Southern jungle		2,800.0
Shell/Mobil	88-A, 88-B (Camisea)	2,800.0
TOTAL		3,061.2

Fuente | Source: Pemperro S.A.

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

AGENCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP. Vendas de óleo diesel e óleos combustíveis, Brasília, 1998.

AGUAYTÍA ENERGY. Aguaytía. Lima, Perú, Julio 1997.

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Gas transmission and distribution piping systems / ANSI / ASME B31.8-1982. 1983.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). Projeto de sistemas de transmissão e distribuição de gás combustível. Brasil, ABNT, NBRT 12712, Mar. 1993.

ASSOCIAÇÃO DE UNIVERSIDADES AMAZÔNICAS, Energía na Amazônia Volume I, Belen, Brasil, 1996.

ASWATH DAMODARAN, Avaliação de Investimentos, Rio de Janeiro, Qualitymark, 1997.

BRASIL ENERGIA. Arcabouço regulatório da indústria de petróleo no Cone Sul da América Latina. Rio de Janeiro, Nro. 194, Pag.20, 1996.

BRASIL ENERGIA. Brasília quer o gás Boliviano. Rio de Janeiro, Nro. 195, Pag.24, 1997.

BRASIL ENERGIA. Especial Gasoduto Boliviano. Rio de Janeiro, Nro. 210, p28-44, Maio 1998.

BRASIL ENERGIA. Gasbol: contrato para tubos, válvulas e estações. Rio de Janeiro, Nro. 196, Pag.24, 1997.

- BRASIL ENERGIA. **Gasoduto boliviano**. Rio de Janeiro, Nro. 202, p31-33, Agosto 1997.
- BRASIL ENERGIA. **Invasão Argentina**. Rio de Janeiro, Nro. 211, p14-17, Junho 1998.
- BRASIL ENERGIA. **Nova rota para o gás de Urucu**. Rio de Janeiro, Nro. 205, p24-29, Novembro 1997.
- BRASIL ENERGIA. **O outro lado do gasoduto boliviano**. Rio de Janeiro, Nro. 200, p53, Junho 1997.
- BRASIL ENERGIA. **Quanto custará o gás boliviano**. Rio de Janeiro, Nro. 203, Pag.32, 1997.
- BRASIL ENERGIA. Rio de Janeiro, Nro. 187, p16-19, Abril 1996.
- BRASIL ENERGIA. Rio de Janeiro, Nro. 200, p4-11,22,28-55,56-58, Junho 1997.
- BRASIL ENERGIA. Rio de Janeiro, Nro. 201, p17,33,39,43, Julho 1998.
- BRASIL ENERGIA. Rio de Janeiro, Nro. 208, Março 1998.
- BRASIL ENERGIA. **Últimas estações do Gasbol**. Rio de Janeiro, Nro. 206, Pag.74, 1997.
- BRASIL ENERGIA. **Válvulas e compressores**. Rio de Janeiro, Nro. 200, Pag.22, 1997.
- BRASIL ENERGY. **The First Bolivian Gas Pipeline Project**. Rio de Janeiro, Nro. 308, Pag.10, 1998.
- BRASIL. IBGE. **Anuario Estatístico do Brasil 1996**, Brasil 1997.
- BRASPETRO; ENERCONSULT ENGENHARIA Ltda.; ODEBRECHT OVERSEAS Ltd. **Proyecto Iñapari**. República de Perú, Junio 1991.
- CARMELINO, E. **Hidrocarburos de Camisea y estrategia regional**. Cusco, Perú, Región Inca, 1991.
- CENTRAIS ELÉTRICAS DE RONDÔNIA S.A. **Relatório Acompanhamento de Mercado 1997**, março 1998.
- COELHO SILVIO. **Matemática Financeira E Análise de Investimentos**. São Paulo, Ed. Nacional, Ed. Da Universidade de São Paulo, 1979.
- COINCIDE. **Gas de Camisea y Comunidades Nativas**. Cusco, Perú, CONAP, julio 1988.

- COMGAS. **Natural Gas : More energy to São Paulo**. São Paulo, COMGAS, 1996.
- COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ACRE-ELETROACRE. **Boletim de mercado**, dezembro 1997.
- CORREIA, Iêda. **Uma análise do mercado e do preço competitivo de gás em São Paulo**. São Paulo, 1996, Dissertação (Mestrado). Programa Interinidade de Pós-Graduação em Energia (IEE/EP/IF/FEA), Universidade de São Paulo.
- CURSO TALLER CENTROAMERICANO Y DE LOS PAISES DEL CARIBE DE HABLA HISPANA SOBRE ECONOMIA, POLITICA Y PLANIFICACION ENERGETICA. **Elementos de Economía y Evaluación de Proyectos**, San José, Costa Rica, 1994. Anais
- DAVIS, J.D. **Blue Gold : The Political Economy of Natural Gas**. London, George Allen and Unwin, 1984.
- DEPARTAMENTO NACIONAL DE COMBUSTÍVEIS, **Anuário Estatístico**, Brasília, 1995.
- ELECTRICIDAD INTERAMERICANA. Megaproyecto en Perú: Se acerca el tiempo del gas de Camisea. Santiago, Chile, Año 5, Nro. 33, Set. 1997.
- ELETRICIDADE MODERNA, São Paulo, Brasil, Ano XXV Nro.280, Julho 1997, Aranda Editora, 1997.
- ELETROBRAS. **Boletim Mercado e Carga Própria**, Setembro, 1997.
- ELETROBRAS. **Resenha de Mercado**, Dezembro, 1997.
- ELETRONORTE. **Relatorio : Síntese das projeções de demanda da área de atuação da eletronorte - Ciclo 1996/1997**, Brasília, novembro 1996.
- ELETRONORTE. **Sistema Acre**. [online] Disponível : <http://www.eln.gov.br/home6a.htm>. 29 Agosto 1998.
- ELETRONORTE. **Sistema Manaus**. [online] Disponível : <http://www.eln.gov.br/home4.htm>. 29 Agosto 1998.
- ELETRONORTE. **Sistema Mato Grosso**. [online] Disponível : <http://www.eln.gov.br/home3.htm>. 29 Agosto 1998.
- ELETRONORTE. **Sistema Rondônia**. [online] Disponível : <http://www.eln.gov.br/home6b.htm>. 29 Agosto 1998.
- EN CIFRAS. **Gas Natural de Aguaytia**. Lima, Perú, p14-p16, Julio 1997.

- EZEQUIEL, A. T.; VEIGA, L. **Matemática Financiera**. São Paulo, USP, 1998.
- GAS BRASIL. São Paulo, Ano 1, Nro. 1, Outubro 1997.
- GAS BRASIL. São Paulo, Ano 1, Nro. 3, Fevereiro 1998.
- GAS Y ELECTRICIDAD. **Los precios del gas en boca de pozo y su impacto sobre el Mercado Eléctrico Mayorista**. p23-26, Buenos Aires, 1996.
- GAZETA MERCANTIL BALANÇO ANUAL 1997. Amazonas. Brasília, Ano 1, Nro. 1, Julho 1997.
- GAZETA MERCANTIL BALANÇO ANUAL 1997. Mato Grosso. Brasília, Ano 1, Nro. 1, Julho 1997.
- GOES, S. Brasil negocia compra de gás natural do Peru. **Gazeta Mercantil**, São Paulo, 14 julho 1997.
- GOES, S. O gás como elo de aproximação. **Gazeta Mercantil Latino-Americana**, São Paulo, 14 a 20 julho 1997.
- GRUPO DE TRABALHO PARA ESTUDOS DOS SISTEMAS ISOLADOS. **Relatorio : Elaboração do Programa Decenal de Geração 1996/2005 dos sistemas isolados da Região Norte, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul, Capitais e interior**, Rio de Janeiro, 1996.
- HASENACK, H.; WEBER, E. **Análise de alternativas de traçado de um gasoduto utilizando rotinas de apoio à decisão em SIG./** apresentado à IV Congresso e Feira para usuários de Geoprocessamento da América Latina, Curitiba, Paraná, Brasil, 25 a 29 maio/.
- IBGE. Diretoria de Geociências. **Carta da Republica Federativa do Brasil**. São Paulo, 1996. Escala 1:15000000
- ICAZA, J. **El proyecto de desarrollo de gas natural de PETROPERU**. Lima, DESCO, 1989.
- INSTITUTO ARGENTINO DE LA ENERGIA GENERAL MOSCONI. **Informe de coyuntura del sector energético**. Nro. 100, Diciembre 1998.
- INSTITUTO ARGENTINO DE LA ENERGIA GENERAL MOSCONI. **Informe de coyuntura del sector energético**. Nro. 114, Abril 1998.
- INSTITUTO NACIONAL DE ESTADISTICA E INFORMATICA, PERU. **Camisea: Realidad Poblacional**. Cusco, Perú, INEI, junio 1997.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Natural Gas Prospects and Policies**. Paris, OECD/IEA, 1991.

- KALLEN, A. **Techniques for improving the definition of reservoir quality.** Lima, Peru, Shell International Exploration and Production B.V., 1996.
- LOAIZA, E.; VELARDE, G. **Recurso estratégico para el desarrollo regional y nacional, Kamisea síntesis de propuestas.** Cusco, Perú, Gobierno Regional Inka, marzo 1990.
- MCCLAIN; CLIFFORD; HENDERSON. **Fluid flow in pipes; a clear cut summary of modern theory in the flow of liquids and gases through piping and ducts, with practical applications and detailed worked out examples.** 1963.
- MINISTERIO DA FAZENDA, SECRETARIA DA FAZENDA, BRASIL. **Imposto de Renda da Pessoa Jurídicas.** [online] Disponível : <http://www.receita.fazenda.gov.br>. 25 Setembro 1998.
- MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS REPUBLICA DE ARGENTINA. **Tarifas Industriales de gas natural en Argentina su influencia en la competitividad en el proceso de abertura e integración.** Buenos Aires, agosto 1992.
- MINISTERIO DE ECONOMIA, OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, REPUBLICA DE ARGENTINA. **Documento : Prospectiva del sector energético.** Agosto, 1998.
- MINISTERIO DE ECONOMIA, OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, REPUBLICA DE ARGENTINA. **Gas Natural : Privatización de gas del estado.** Noviembre, 1996.
- MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS DEL PERU. **Estadística Eléctrica,** Lima, Perú, 1997.
- MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS DEL PERU. **Gas Natural : Beneficios para la industria peruana,** Lima, Perú, Julio 1997.
- MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS DEL PERU. **Información Estadística Económica Energética,** Lima, Perú, 1996.
- MINISTERIO DE MINAS E ENERGIA DO BRASIL. **Anuário Estatístico do Departamento Nacional de Combustíveis.** MME, SE, DNC, 1995.
- MINISTERIO DE MINAS E ENERGIA DO BRASIL. **Balanço Energético Nacional.** MME, 1996.
- MORALES, M. **Uma proposta de ação para o desenvolvimento do gás natural no Perú.** Apresentado à VII Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, 1996.
- NATURAL GAS SUPPLY ASSOCIATION; THE INDEPENDENT PETROLEUM

- ASSOCIATION; NATIONAL OCEAN INDUSTRIES ASSOCIATION. **Natural Gas Information and Educational Resources.** [Online] Disponível : <http://www.naturalgas.org/INDEX.HTM>. 04 Nov. 1997.
- OIL AND GAS JOURNAL. **Pipeline Economics.** USA, Vol. 95, Nro. 31, p37-58, Aug.4, 1997. PennWell Publishing Co., 1997.
- OIL AND GAS JOURNAL. USA, REVISTA LATINOAMERICANA, **Energía del cono sur.** Vol. 4, Nro. 1, Ene/Feb. 1998, p9-33. PennWell Publishing Co., 1998.
- OIL AND GAS JOURNAL. USA, Vol. 94, Nro. 48, Nov. 1996. PennWell Publishing Co., 1996.
- OIL AND GAS JOURNAL. USA, Vol. 95, Nro. 16, Apr. 1997. PennWell Publishing Co., 1997.
- OIL AND GAS JOURNAL. USA, Vol. 96, Nro. 6, Feb. 1998. PennWell Publishing Co., 1998.
- OS AVANÇOS DO GAS NATURAL 2DA. CONFERÊNCIA ANUAL, São Paulo, 1998. Anais. São Paulo, International Business Communications, 1998.
- PERU ECONOMICO. **Camisea en la recta final.** Lima, Perú, enero 1998.
- PERUPETRO S.A. **Contrato de licencia para la explotación de hidrocarburos.** Lima, Editora Perú, 1996.
- PETROBRAS SERVIÇO DE ENGENHARIA. **Traçado básico poliduto Urucu-Coari.** Rio de Janeiro, 1996. Escala 1:250.000. 01 mapa.
- PETROLEUM TIMES ENERGY REPORT. **Latins link-up for new gas era.** v17, Nro. 9, May, 2nd, p6-7. 1997.
- PETROPERU S.A. **Camisea Gas Explotation.** Lima, Perú, May 1994.
- PETROPERU. **Proyecto Integral de desarrollo del gas de Camisea.** Lima, Perú, Agosto 1990.
- PRIVATIZAÇÃO ELETROBRAS. **Centrais Elétricas Matogrossenses.** [online] Disponível : <http://www.ie.ufrj.br/acompanhamento/ncemat.htm>. 29 agosto 1998.
- PRIVATIZAÇÃO ELETROBRAS. **Ceron.** [online] Disponível : <http://www.ie.ufrj.br/acompanhamento/nceron.htm>. 29 agosto 1998.
- PRIVATIZAÇÃO ELETROBRAS. **Eletroacre.** [online] Disponível : <http://www.ie.ufrj.br/acompanhamento/neletroacre.htm>. 29 agosto 1998.

- PRIVATIZAÇÃO ELETROBRAS. **Eletronorte**. [online] Disponível :
<http://www.ie.ufrj.br/acompanhamento/neletronorte.htm>. 29 agosto 1998.
- PRIVATIZAÇÃO ELETROBRAS. **Manaus Energia**. [online] Disponível :
<http://www.ie.ufrj.br/acompanhamento/nmanaus.htm>. 29 agosto 1998.
- PROGRAMA BRASIL EM AÇÃO. **Estado do Amazonas**. [online] Disponível :
<http://www.brazil-in-action.gov.br/estados/amazonas/amazonas.htm>. 3 Junho 1998.
- PROGRAMA BRASIL EM AÇÃO. **Estado do Mato Grosso**. [online] Disponível :
http://www.brazil-in-action.gov.br/estados/m_grosso.htm. 3 Junho 1998.
- PROGRAMA BRASIL EM AÇÃO. **Gás Natural de Urucu**. [online] Disponível :
<http://www.brazil-in-action.gov.br/energia/urucu/index.htm>. 5 Junho 1998.
- PROGRAMA BRASIL EM AÇÃO. **Hidrovia do Madeira**. [online] Disponível :
<http://www.brazil-in-action.gov.br/hidrovias/oport.htm>. 5 Junho 1998.
- PROGRAMA BRASIL EM AÇÃO. **Novo Eixo Manaus - Centro Oeste**. [online] Disponível :
http://www.brazil-in-action.gov.br/fatores/novo_eixo_com/index.htm. 5 Junho 1998.
- PROGRAMA BRASIL EM AÇÃO. **Pólos da Amazônia**. [online] Disponível :
http://www.brazil-in-action.gov.br/fatores/polo_amaz/index.htm. 5 Junho 1998.
- PROGRAMA BRASIL EM AÇÃO. **Rondônia**. [online] Disponível :
<http://www.brazil-in-action.gov.br/estados/rondonia.htm>. 3 Junho 1998.
- PROGRAMA BRASIL EM AÇÃO. **Zona Franca de Manaus**. [online] Disponível :
<http://www.brazil-in-action.gov.br/fatores/zonafranc/index.htm>. 3 Junho 1998.
- REDE CEMAT. **Mercado de Energia Elétrica**. [online] Disponível :
<http://www.cemat.com.br/cemat36.htm>. 29 Agosto 1998.
- RIVAS, V.; MILTON, E. **Kamisea y el futuro del Perú**. Cusco, Perú, Electro Sur Este, 1992.
- RIVERA L. **El área de influencia del proyecto gas de Camisea : Territorio Indígena**. Cusco, Perú, CEDIA, Abril 1991.
- ROSS, STEPHEN A. **Corporate Finance**, São Paulo, Atlas, 1995.
- RODRIGUEZ, A. ; DIAS, D. **As Recentes Transformações da Indústria de Gás Natural na Argentina**. *Revista Brasileira de Energia*, Vol. 6 Nro. 2 - 2º sem., p35-56, 1997

- RUY BAHIA, R.; ANDRADE, C. **O gás natural : Impactos na matriz energética mundial, nacional e regional Amazônica.** Apresentado à VII Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, 1996.
- SANEAMIENTO AMBIENTAL. **Os caminhos do gás natural.** São Paulo, Nro. 45, p14-19, 1997.
- SANTOS CAIO, L. **Análise das metodologias de previsão de mercado de energia elétrica: relações macroeconômicas e o novo perfil de planejamento no ambiente pós-privatização.** São Paulo, 1998, Dissertação (Mestrado). Programa Interinidade de Pós-Graduação em Energia (IEE/EP/IF/FEA), Universidade de São Paulo.
- SHELL PROSPECTIG AND DEVELOPMENT (PERÚ) B.V. **Bechtel/Cosapi/Odebrecht consortium to be awarded Camisea contract.** Lima, Perú, Setember 15, 1997.
- SHELL PROSPECTIG AND DEVELOPMENT (PERÚ) B.V. **Camisea Appraisal Well Project.** Lima, Perú, May, 1996. (Briefing Paper 2).
- SHELL PROSPECTIG AND DEVELOPMENT (PERÚ) B.V. **Camisea Project - Full Field Development and operational update.** Lima, Perú, July, 1997. (Briefing Paper 7 y 8).
- SHELL PROSPECTIG AND DEVELOPMENT (PERÚ) B.V. **Camisea Project - General Camisea Update.** Lima, Perú, August , 1997. (Briefing Paper 5).
- SHELL PROSPECTIG AND DEVELOPMENT (PERÚ) B.V. **Camisea Project - Operational, Social and Environmental Update.** Lima, Perú, Setember, 1997. (Briefing Paper 6).
- SHELL PROSPECTIG AND DEVELOPMENT (PERÚ) B.V. **Camisea Project - Power from Camisea.** Lima, Perú, July, 1997. (Briefing Paper 4).
- SHELL PROSPECTIG AND DEVELOPMENT (PERÚ) B.V. **Consortium Chosen to generate electricity from Camisea gas.** Lima, Perú, August 8, 1996.
- SHELL PROSPECTIG AND DEVELOPMENT (PERÚ) B.V. **First Agreement to purchase Camisea gas for Lima Industry.** Lima, Perú, October 22, 1997.
- SHELL PROSPECTIG AND DEVELOPMENT (PERÚ) B.V. **Full Field Development and operational update.** Lima, Perú, October 1, 1997. (Briefing Paper 9).
- SHELL PROSPECTIG AND DEVELOPMENT (PERÚ) B.V. **Plans progress for Camisea gas pipeline to Ilo.** Lima, Perú, December 2, 1997.
- SHELL PROSPECTIG AND DEVELOPMENT (PERÚ) B.V. **Proyecto de gas**

altemo. Lima, Perú, 1990.

SHELL PROSPECTIG AND DEVELOPMENT (PERÚ) B.V. Shell and Mobil awarded block 75 licence agreement . Lima, Perú, March 17, 1997.

SHELL PROSPECTIG AND DEVELOPMENT (PERÚ) B.V. Shell and Mobil start drilling at second Camisea appraisal well site. Lima, Perú, October 7, 1997.

SHELL PROSPECTIG AND DEVELOPMENT (PERÚ) B.V. The Camisea Licence Agreement and Consultation Process. Lima, Perú, June, 1996. (Briefing Paper 3).

SHELL PROSPECTIG AND DEVELOPMENT (PERÚ) B.V. The Camisea Project, Perú. Lima, Perú, 1996.

SHELL PROSPECTIG AND DEVELOPMENT (PERÚ) B.V. Two consortia chosen to submit proposals for development of Camisea gas. Lima, Perú, October 31, 1996.

SISTEMA DE INFORMAÇÕES EMPRESARIAIS DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA. Boletim Semestral, Jan/Jun 1997.

SOCIEDAD NACIONAL DE MINERIA Y PETROLEO. Perú minería petróleo y energía, Lima, Perú, 1997.

SUÁREZ, G. El gas de Camisea. Lima, Perú, Fundación Peruana para la conservación de la Naturaleza, Diciembre, 1991.

TERAN, R. The Energy Sector in Peru. Apoyo consultoría S.A., Lima, Perú, 1997.

TRINDADE, L.; MORET, ARTUR; CENCIG, M. O Caso do gás natural para a geração de energia elétrica no estado de Rondônia. / apresentado à VII Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, 1996.

TURDERA, E.; GUERRA, S.; ALMEIDA, R. Alocação da Renda Gasífera: Uma análise do Gasoduto Brasil-Bolívia. Revista Brasileira de Energia, Vol. 6 Nro. 2 - 2º sem., p57-75, 1997

VAN EGTEREN M. Natural gas for electric power generation. Utilities Policy, P145-153, April 1993.

VICEMINISTERIO DE ENERGIA E HIDROCARBUROS DE BOLIVIA. Información Sector Hidrocarburos, La Paz, Bolivia, 1998.

WILSON, G. G. Gas Flow Calculations.

WORLD BANK. Brazil : Natural gas pricing and regulatory study. Report

No. 12772-BR, October 25, 1996.

ZANNIER, C. A. , Una estrategia para el inicio del desarrollo de los yacimientos de Camisea. La Paz, Bolivia, Enero 1992.

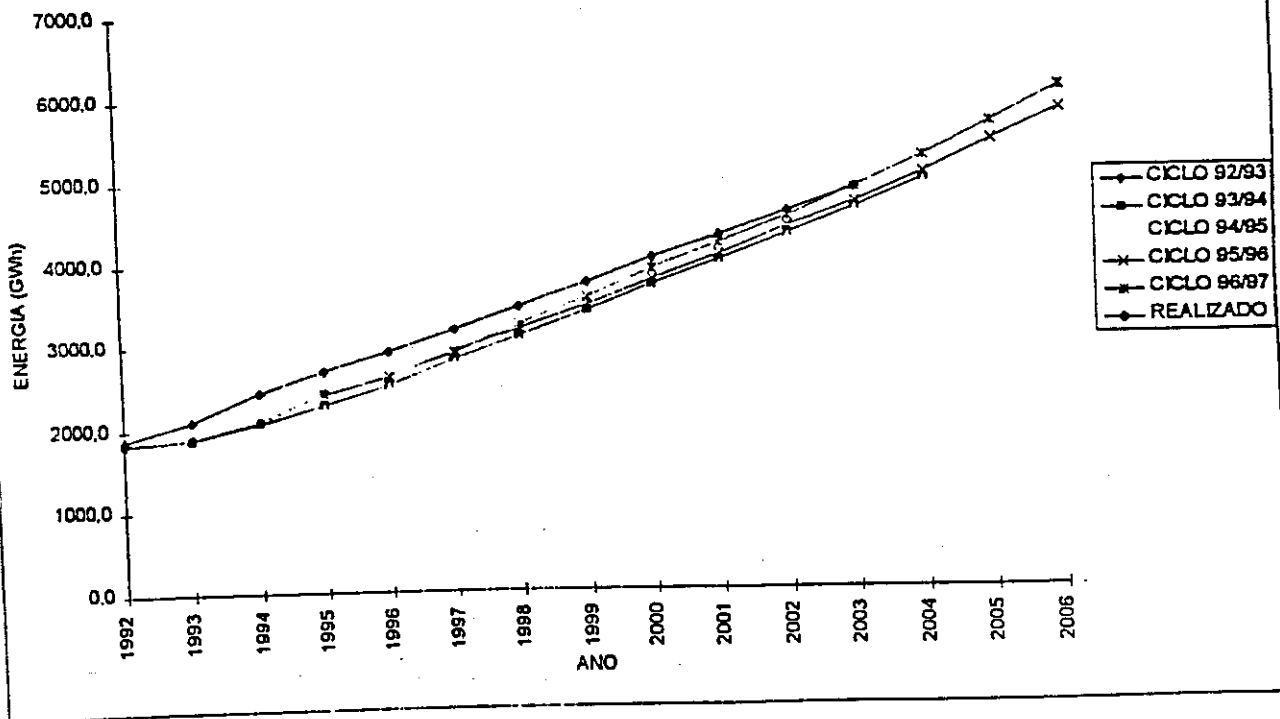
Apêndice 1

- *Projeções de demanda (MWh/h) e energia (MWh) dos últimos cinco ciclos de planejamento.*

SISTEMA MANAUS
COMPARAÇÃO DAS PROJEÇÕES
REQUISITOS TOTAIS - ENERGIA - GWh

ANO	CICLO 92/93 (A)	CICLO 93/94 (B)	CICLO 94/95 (C)	CICLO 95/96 (D)	CICLO 96/97 (E)	REALIZADO (F)	VARIACÃO RELATIVA			
							F/A(OU)E/A	F/B(OU)E/B	F/C(OU)E/C	F/D(OU)E/D
1992	1882,3					1838,3	-2,34%			
1993	2101,4	1882,5				1892,5	-9,94%	0,53%		
1994	2433,8	2072,6	2057,1			2091,5	-14,06%	0,91%	1,67%	
1995	2686,2	2277,3	2244,2	2397,9		2423,8	-9,77%	6,43%	8,00%	1,08%
1996	2919,5	2508,3	2485,2	2611,6	2613,8		-10,47%	4,21%	5,17%	0,08%
1997	3167,4	2815,1	2778,4	2907,7	2893,2		-8,66%	2,77%	4,13%	-0,50%
1998	3430,2	3087,7	3020,4	3170,5	3227,1		-5,92%	4,51%	6,84%	1,79%
1999	3717,5	3376,0	3297,3	3446,8	3534,2		-4,93%	4,69%	7,18%	2,54%
2000	4003,3	3683,9	3599,8	3747,0	3873,8		-3,23%	5,15%	7,61%	3,38%
2001	4275,4	3979,3	3917,6	4046,9	4181,5		-2,20%	5,08%	6,74%	3,33%
2002	4558,9	4291,8	4248,7	4370,5	4503,4		-1,22%	4,93%	5,99%	3,04%
2003	4854,1	4606,8	4586,1	4672,1	4852,3		-0,04%	5,33%	5,80%	3,86%
2004		4951,9	4929,0	5019,9	5226,1		---	5,54%	6,03%	4,11%
2005			5309,1	5417,3	5627,1		---	---	5,99%	3,87%
2006				5783,8	6056,6		---	---	---	4,72%
MEDIA	8,99%	9,19%	9,00%	8,33%	8,77%	9,65%	-4,58%	4,69%	6,15%	2,75%

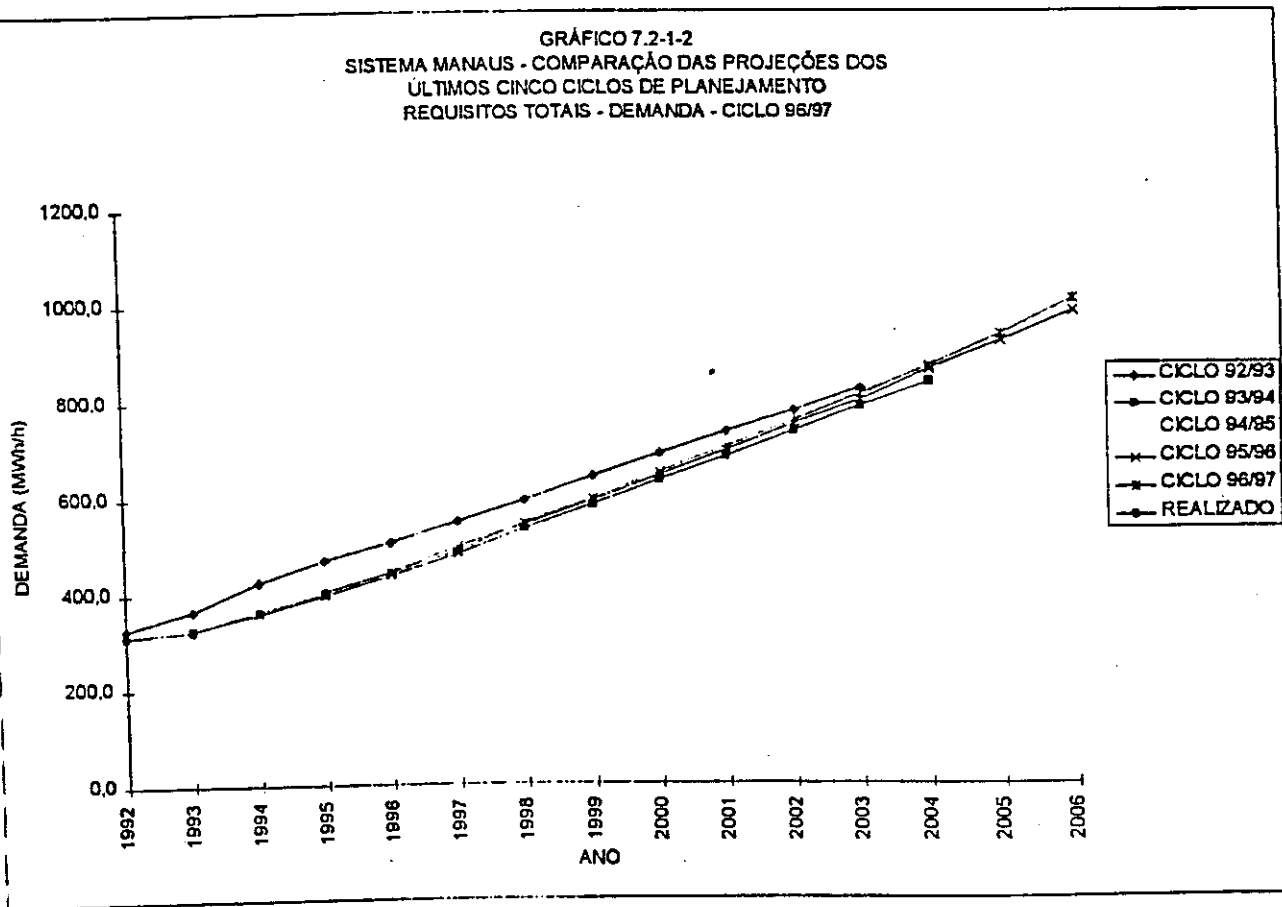
GRÁFICO 7.2-1-1
SISTEMA MANAUS - COMPARAÇÃO DAS PROJEÇÕES DOS
ÚLTIMOS CINCO CICLO DE PLANEJAMENTOS
REQUISITOS TOTAIS - ENERGIA - CICLO 96/97



TEMA MANAUS
COMPARAÇÃO DAS PROJEÇÕES
REQUISITOS TOTAIS - DEMANDA - MWh/h

ANO	CICLO					REALIZADO (F)	VARIAÇÃO RELATIVA			
	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)		(F/A)OUIE/A	(F/B)OUIE/B	(F/C)OUIE/C	(F/D)OUIE/D
1992	327,1					312,5	-4,46%			
1993	365,4	326,4				324,8	-11,11%	-0,49%		
1994	423,5	359,3	355,2			363,8	-14,10%	1,25%	2,42%	
1995	467,5	397,5	387,5	403,6		399,5	-14,55%	0,50%	3,10%	-1,02%
1996	505,4	435,5	427,4	439,8	441,7		-12,60%	1,42%	3,35%	0,43%
1997	548,3	478,7	469,0	495,2	483,6		-11,80%	1,02%	3,11%	-2,34%
1998	592,2	533,8	508,5	541,9	545,4		-7,90%	2,17%	7,26%	0,65%
1999	639,8	582,4	554,2	590,6	595,8		-6,88%	2,30%	7,51%	0,88%
2000	687,5	633,6	604,0	643,6	649,7		-5,50%	2,54%	7,57%	0,95%
2001	731,9	682,6	655,5	694,0	702,3		-4,04%	2,89%	7,14%	1,20%
2002	778,0	734,3	708,8	748,3	755,5		-2,89%	2,89%	6,59%	0,96%
2003	825,8	786,5	763,1	800,0	813,0		-1,55%	3,37%	6,54%	1,63%
2004		841,1	816,0	865,8	872,2		---	3,70%	6,89%	0,74%
2005			878,7	925,5	940,3		---	---	7,01%	1,60%
2006				985,1	1010,8		---	---	---	2,61%
MGMEDIA	8,78%	8,99%	8,58%	8,45%	8,63%	8,53%	-6,65%	2,48%	6,30%	0,84%

GRÁFICO 7.2-1-2
SISTEMA MANAUS - COMPARAÇÃO DAS PROJEÇÕES DOS
ÚLTIMOS CINCO CICLOS DE PLANEJAMENTO
REQUISITOS TOTAIS - DEMANDA - CICLO 96/97



ELETRONORTE

Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A

MATO GROSSO - INTERLIGADO DO

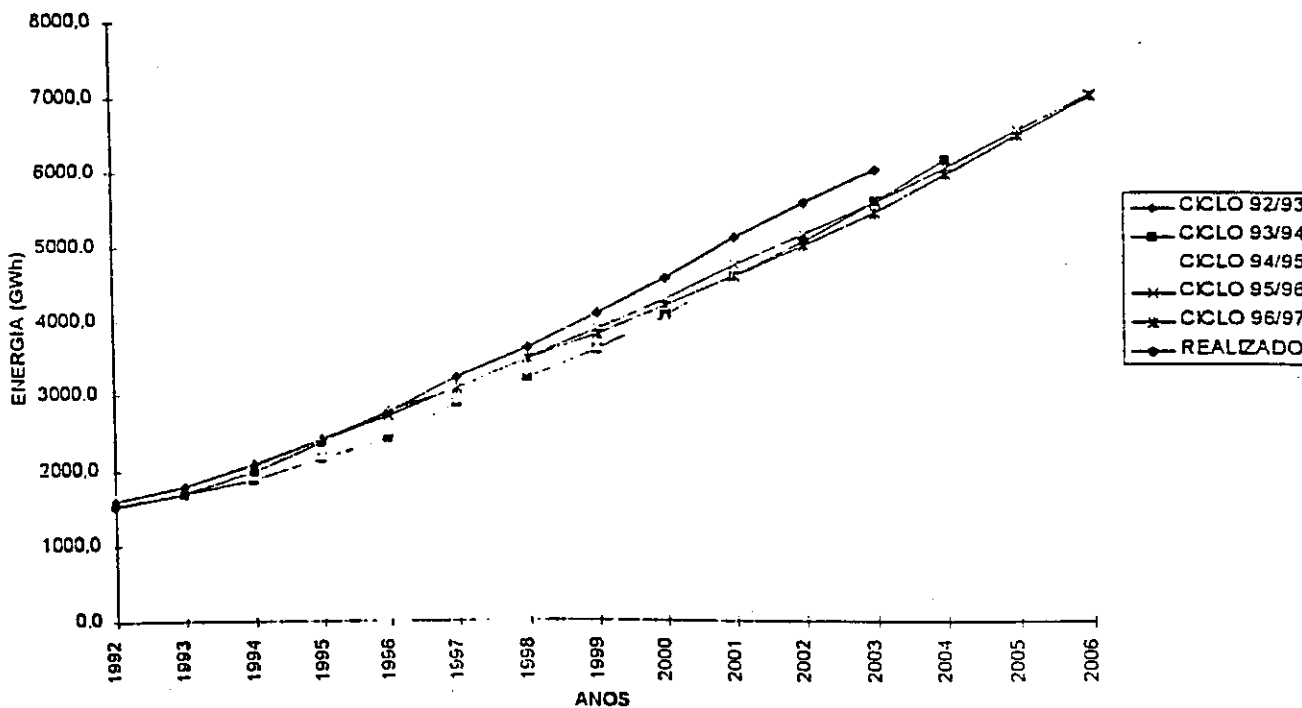
COMPARAÇÃO DAS PROJEÇÕES

DADOS TOTAIS - ENERGIA

QUADRO 7.3-1-1

	CICLO DE PLANEJAMENTO					REALIZADO	VARIACAO RELATIVA			
	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)		(F/A)OURE/A	(F/B)OURE/B	(F/C)OURE/C	(F/D)OURE/D
1992	1603,7					1543,2	-3,77%	—	—	—
1993	1799,6	1700,2				1707,6	-5,11%	0,44%	—	—
1994	2098,4	1893,7	1970,0			2000,9	-4,65%	5,66%	1,57%	—
1995	2412,3	2167,0	2224,9	2397,7		2375,0	-1,55%	9,60%	6,75%	-0,95%
1996	2763,7	2430,0	2610,9	2720,7	2781,2		0,63%	14,45%	6,52%	2,22%
1997	3244,0	2879,0	2954,6	3084,4	3078,1		-5,11%	6,92%	4,18%	-0,20%
1998	3635,2	3225,7	3367,7	3502,0	3491,6		-3,95%	8,24%	3,68%	-0,30%
1999	4087,2	3612,7	3665,0	3881,6	3815,2		-6,65%	5,61%	4,10%	-1,71%
2000	4562,0	4063,8	4025,0	4278,6	4197,6		-7,99%	3,29%	4,29%	-1,89%
2001	5143,3	4595,7	4608,3	4762,1	4595,8		-10,64%	0,00%	-0,27%	-3,49%
2002	5612,7	5092,8	4932,2	5180,0	5026,0		-10,45%	-1,31%	1,90%	-2,97%
2003	6057,6	5638,5	5426,3	5623,7	5479,6		-9,54%	-2,82%	0,98%	-2,56%
2004		6196,0	5958,3	6094,0	6007,2		—	-3,05%	0,82%	-1,42%
2005			6520,3	6589,3	6523,2		—	—	0,04%	-1,00%
2006				7069,8	7046,4		—	—	—	-0,33%
MEDIA	12,84%	12,47%	11,49%	10,33%	9,74%	15,46%	-5,73%	3,92%	2,88%	-1,22%

GRAFICO 7.4-1-1
SISTEMA SUDESTE COMPARAÇÃO ENTRE AS PROJEÇÕES DOS
CINCO ÚLTIMOS CICLO DE PLANEJAMENTO
REQUISITOS TOTAIS - CEMAT INTERLIGADO - ENERGIA (GWh)



ELETRONORTE

Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A

MA MATO GROSSO - INTERLIGADO

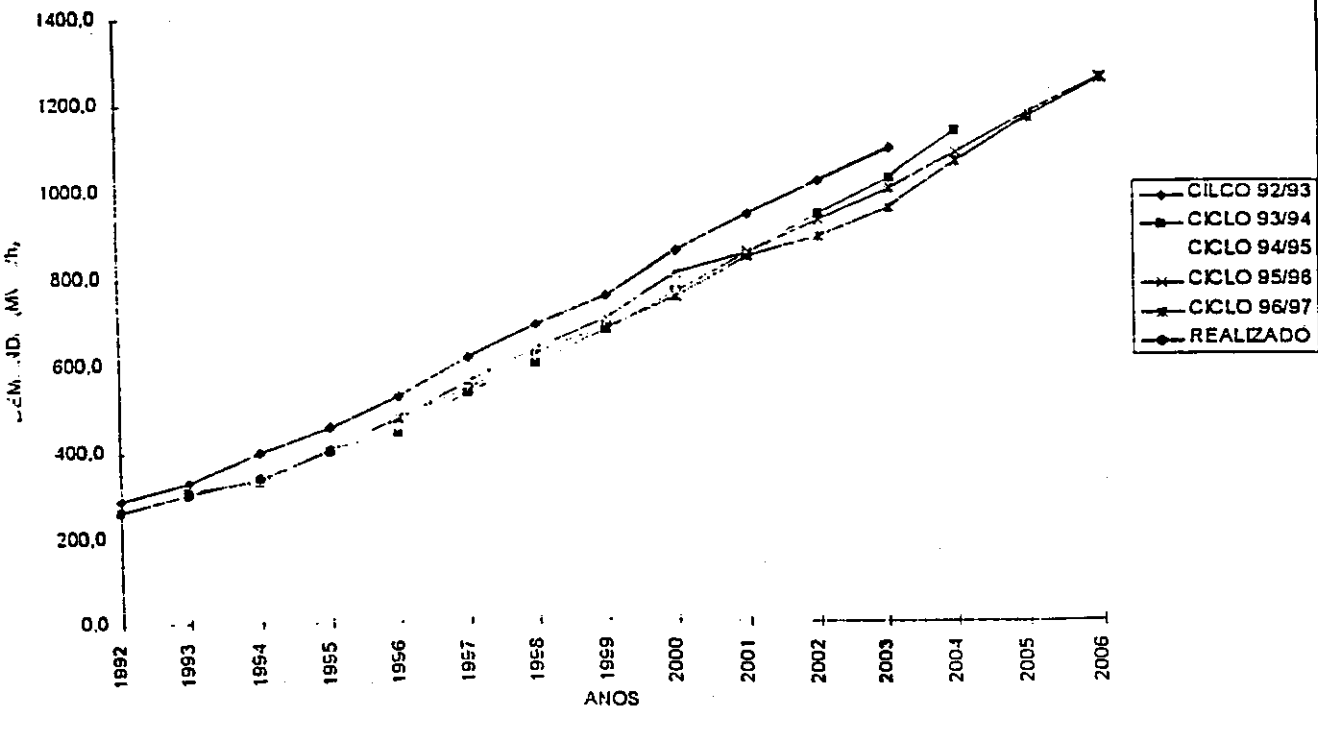
QUADRO 7.3-1-2

COMPARAÇÃO DAS PROJEÇÕES

REQUISITOS TOTAIS - DEMANDA - MWh/h

ANO	CICLO 92/93	CICLO 93/94	CICLO 94/95	CICLO 95/96	CICLO 96/97	REALIZADO	VARIACAO RELATIVA			
	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(F/A)OUE/A	(F/B)OUE/B	(F/C)OUE/C	(F/D)OUE/D
1992	289,0					265,8	-8,03%	—	—	—
1993	331,0	312,0				302,5	-8,61%	-3,04%	—	—
1994	402,0	333,0	338,9			341,2	-15,12%	2,46%	0,68%	—
1995	460,0	410,0	390,6	412,0		403,7	-12,24%	-1,54%	3,35%	-2,01%
1996	527,0	445,0	488,6	476,0	480,0		-8,92%	7,87%	-1,76%	0,84%
1997	615,0	535,0	557,5	559,0	543,6		-11,61%	1,61%	-2,49%	-2,75%
1998	690,0	600,0	648,3	633,0	625,4		-9,36%	4,23%	-3,53%	-1,20%
1999	756,0	678,0	703,1	704,0	683,8		-9,55%	0,86%	-2,74%	-2,87%
2000	858,0	768,0	770,7	808,0	756,7		-11,81%	-1,47%	-1,82%	-6,35%
2001	944,0	857,0	870,8	855,0	847,9		-10,18%	-1,06%	-2,63%	-0,83%
2002	1025,0	947,0	922,1	929,0	891,5		-13,02%	-5,86%	-3,32%	-4,04%
2003	1102,0	1033,0	1005,0	1007,0	961,9		-12,71%	-6,88%	-4,29%	-4,48%
2004		1141,0	1085,6	1091,0	1069,1		—	-6,30%	-1,52%	-2,01%
2005			1172,4	1180,0	1170,8		—	—	-0,14%	-0,78%
2006				1262,0	1257,6		—	—	—	-0,35%
VMEDIA	12,94%	12,51%	11,94%	10,71%	10,11%	14,95%	-10,93%	-0,76%	-1,68%	-2,24%

GRÁFICO 7.3-1-2
SISTEMA SUSDETE COMPARAÇÃO DAS PROJEÇÕES DOS
CINCO ÚLTIMOS CICLOS DE PLANEJAMENTO
REQUISITOS TOTAIS - CEMAT INTERLIGADO - DEMANDA (MWh/h)



ELETRONORTE

Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.

ÁREA ACRE/RONDÔNIA

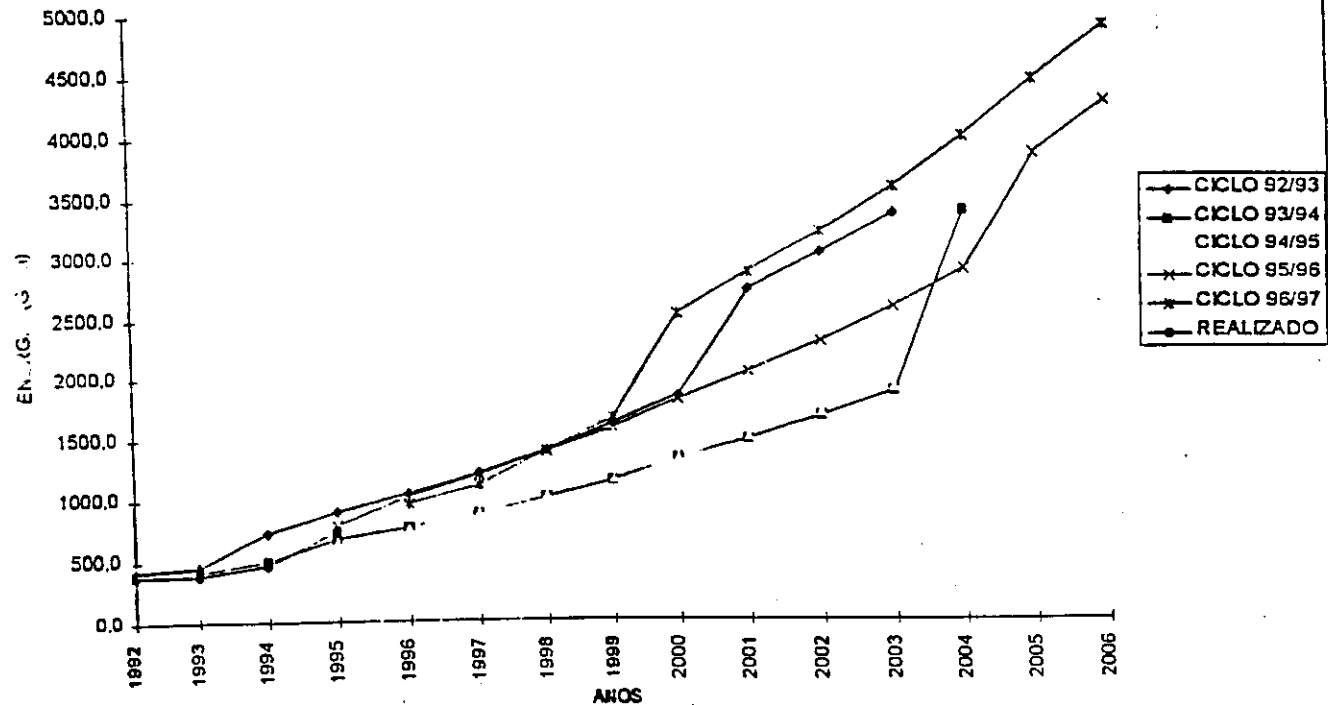
SISTEMA RONDÔNIA - REQUISITOS TOTAIS

ENERGIA - GWh

QUADRO 7.4-1-1

ANO	CICLO 92/93 (A)	CICLO 93/94 (B)	CICLO 94/95 (C)	CICLO 95/96 (D)	CICLO 96/97 (E)	REALIZADO (F)	VARIACAO RELATIVA				
							(F/A)OUREA	(F/B)OUREB	(F/C)OUREC	(F/D)OURED	
1992	430,0					385,4	-10,37%				
1993	459,0	424,0				387,5	-15,58%	-8,61%			
1994	720,0	498,0	422,0			465,6	-35,33%	-6,51%	10,33%		
1995	893,0	678,0	645,0	785,0		741,9	-16,92%	9,42%	15,02%	-5,49%	
1996	1044,0	761,0	750,0	1013,0	952,9		-8,73%	25,22%	27,05%	-5,93%	
1997	1209,0	876,0	881,0	1199,0	1106,9		-8,44%	26,36%	25,64%	-7,68%	
1998	1393,0	1002,0	1014,0	1375,0	1388,2		-0,34%	38,54%	36,90%	0,96%	
1999	1601,0	1143,0	1161,0	1574,0	1649,9		3,05%	44,35%	42,11%	4,82%	
2000	1830,0	1322,0	1323,0	1795,0	2526,7		38,07%	91,13%	90,98%	40,76%	
2001	2727,0	1480,0	1502,0	2037,0	2875,7		5,45%	94,30%	91,46%	41,17%	
2002	3042,0	1668,0	1698,0	2302,0	3217,9		5,78%	92,92%	89,51%	39,79%	
2003	3377,0	1880,0	1910,0	2590,0	3591,1		6,34%	91,02%	88,02%	38,65%	
2004		3398,0	2139,0	2900,0	3996,1		—	17,60%	86,82%	37,80%	
2005			3611,0	3858,0	4457,5		—	—	23,44%	15,54%	
2006				4277,0	4892,4		—	—	—	14,39%	
MEDIA	20,61%	20,83%	21,55%	16,66%	16,68%	24,40%	-3,08%	42,98%	52,27%	17,90%	

GRÁFICO 7.4-1-1
SISTEMA ACRE/RONDÔNIA COMPARAÇÃO DAS PROJEÇÕES DOS
CINCO ÚLTIMOS CICLO DE PLANEJAMENTO
ELETRONORTE RONDÔNIA - REQUISITOS TOTAIS - ENERGIA (GWh)

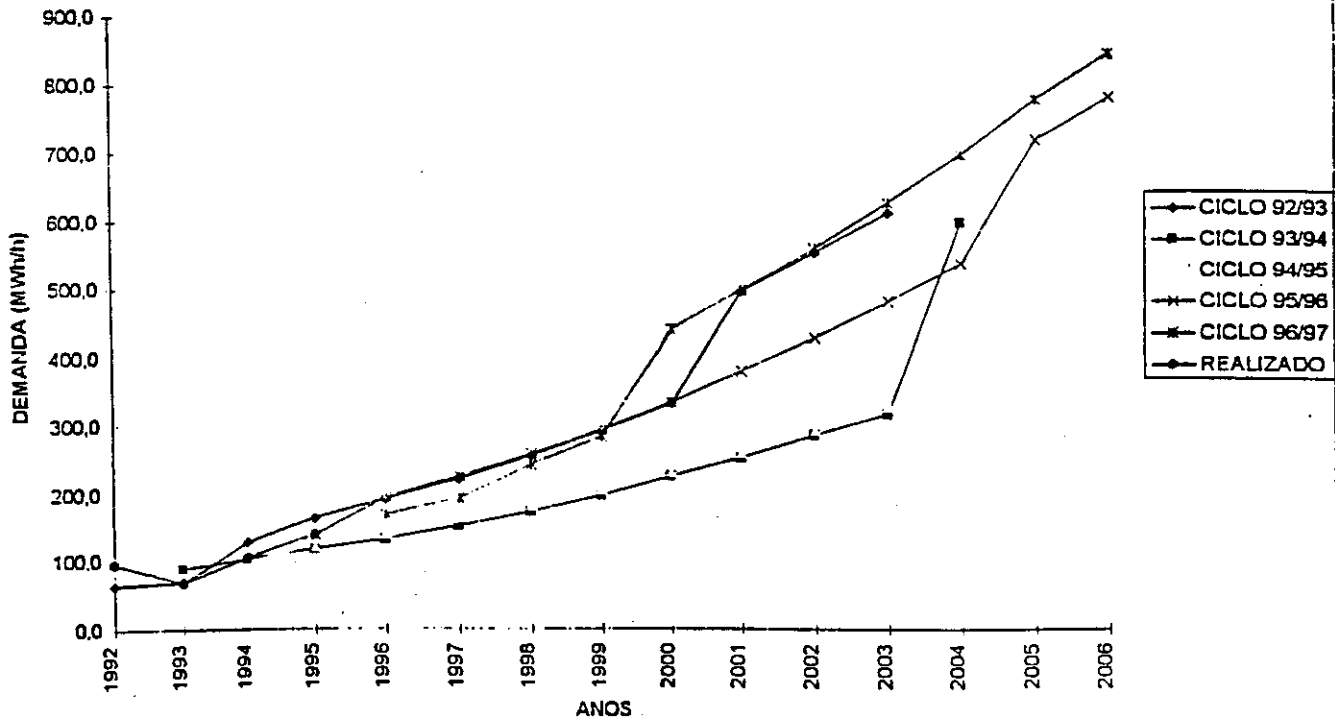


SISTEMA ACRE/RONDÔNIA
 SUBSISTEMA RONDÔNIA - REQUISITOS TOTAIS
 DEMANDA - MWh/h

QUADRO 7.4-1-2

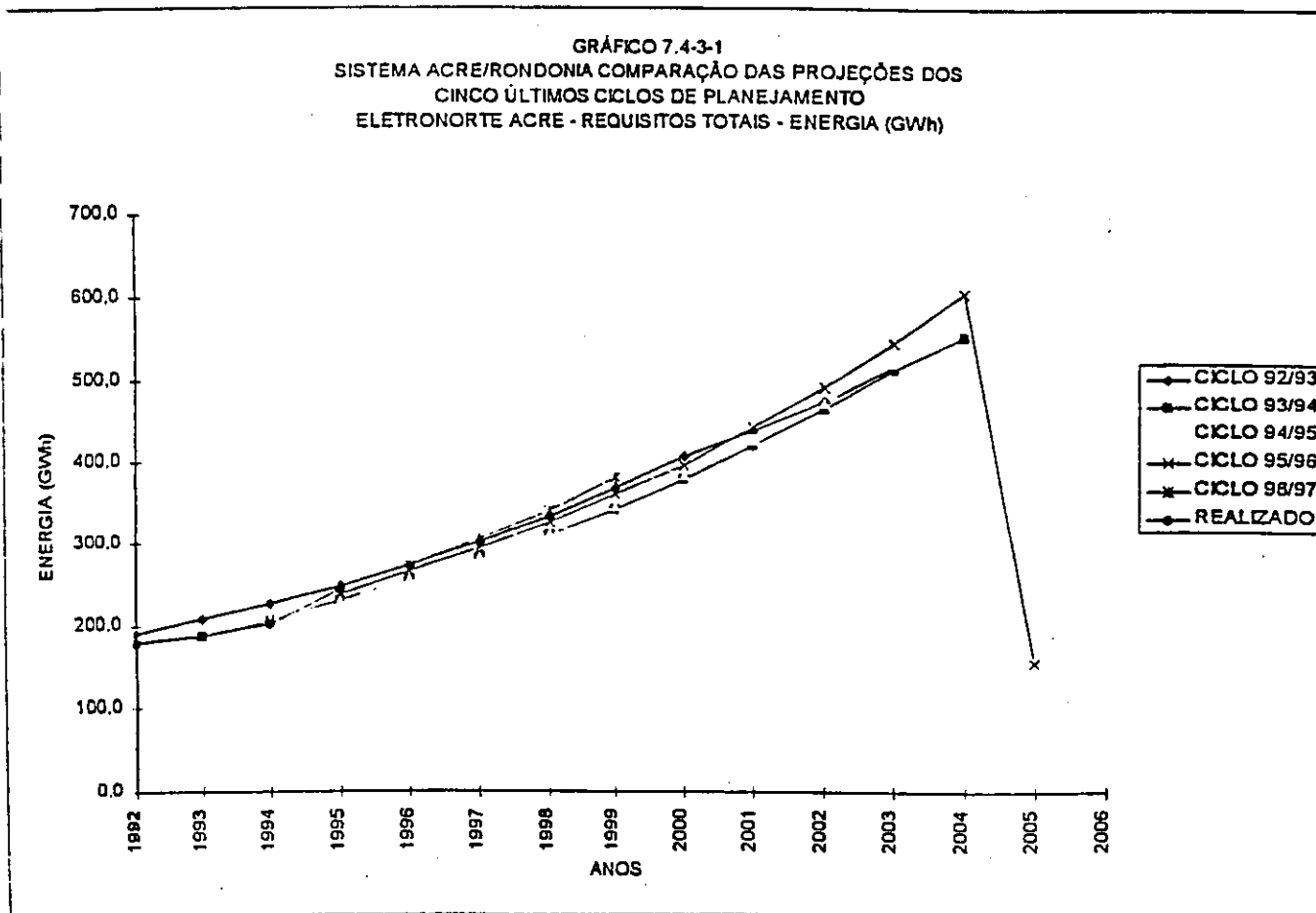
ANO	CICLO					REALIZADO (F)	VARIACAO RELATIVA			
	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)		(F/A)OU(E/A)	(F/B)OU(E/B)	(F/C)OU(E/C)	(F/D)OU(E/D)
1992	65,0					96,2	48,00%			
1993	68,0	89,2				68,0	0,00%	-23,77%		
1994	127,0	102,2	100,0			104,0	-18,11%	1,76%	4,00%	
1995	163,3	116,8	121,0	137,1		138,8	-15,00%	18,84%	14,71%	1,26%
1996	191,1	131,4	139,0	193,1	168,1		-12,04%	27,93%	20,94%	-12,95%
1997	220,7	150,8	163,0	224,0	192,5		-12,78%	27,65%	18,10%	-14,04%
1998	254,2	172,5	182,0	256,4	241,3		-5,07%	39,88%	32,58%	-5,90%
1999	291,1	196,7	206,0	293,3	282,1		-3,09%	43,42%	36,94%	-3,80%
2000	332,3	225,6	231,0	333,6	440,0		32,41%	95,04%	90,48%	31,88%
2001	495,0	252,3	260,0	379,5	497,0		0,40%	96,99%	91,15%	30,96%
2002	553,9	285,7	292,0	428,5	559,7		1,05%	95,90%	91,68%	30,62%
2003	612,9	317,7	328,0	482,0	627,1		2,32%	97,39%	91,19%	30,10%
2004		599,4	365,0	538,5	698,1		—	16,47%	91,26%	29,63%
2005			652,0	720,9	780,8		—	—	19,75%	8,31%
2006				783,9	847,0		—	—	—	8,05%
TMG/MEDIA	22,63%	18,91%	18,58%	17,18%	16,60%	13,00%	1,51%	44,79%	50,23%	11,18%

GRÁFICO 7.4-1-2
 SISTEMA ACRE/RONDÔNIA COMPARAÇÃO DAS PROJEÇÕES DOS
 CINCO ÚLTIMOS CICLOS DE PLANEJAMENTO
 ELETRONORTE RONDÔNIA - REQUISITOS TOTAIS - DEMANDA (MWh/h)



ANO	CICLO 92/93 (A)	CICLO 93/94 (B)	CICLO 94/95 (C)	CICLO 95/96 (D)	CICLO 96/97 (E)	REALIZADO (F)	VARIACAO RELATIVA			
							F/A OUE/A	F/B OUE/B	F/C OUE/C	F/D OUE/D
1992	190,0					180,0	-5,26%			
1993	208,0	187,0				188,0	-9,62%	0,53%		
1994	227,0	207,0	207,0			203,0	-10,57%	-1,93%	-1,93%	
1995	248,0	230,0	229,0	237,0		244,0	-1,61%	6,09%	6,55%	2,95%
1996	273,0	255,0	255,0	265,0	272,8		-0,07%	6,98%	6,98%	2,94%
1997	302,0	283,0	282,0	294,0	305,8		1,26%	8,06%	8,44%	4,01%
1998	334,0	312,0	313,0	326,0	341,0		2,10%	9,29%	8,95%	4,60%
1999	369,0	343,0	347,0	361,0	381,4		3,36%	11,20%	9,91%	5,65%
2000	407,0	380,0	385,0	396,0			---	---	---	---
2001	438,0	421,0	428,0	443,0			---	---	---	---
2002	476,0	467,0	475,0	493,0			---	---	---	---
2003	519,0	516,0	526,0	547,0			---	---	---	---
2004		555,0	579,0	606,0			---	---	---	---
2005			159,0	156,0			---	---	---	---
2006							---	---	---	---
TMG/MEDIA	9,57%	10,40%	-2,37%	-3,73%	11,82%	10,67%	-2,55%	5,75%	6,48%	4,03%

GRÁFICO 7.4-3-1
SISTEMA ACRE/RONDÔNIA COMPARAÇÃO DAS PROJEÇÕES DOS
CINCO ÚLTIMOS CICLOS DE PLANEJAMENTO
ELETRONORTE ACRE - REQUISITOS TOTAIS - ENERGIA (GWh)

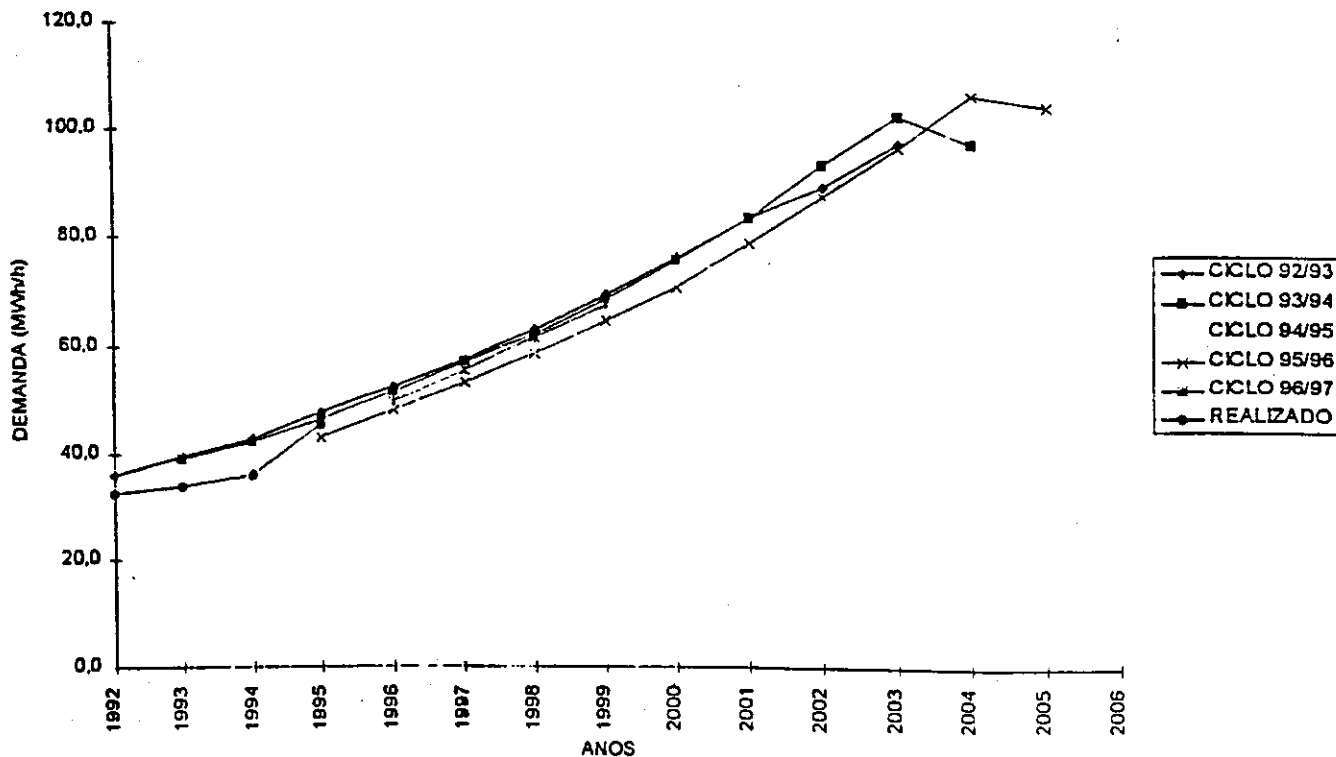


SISTEMA ACRE/RONDÔNIA
SUBSISTEMA ACRE - REQUISITOS TOTAIS
MANDA - MWh/h

QUADRO 7.4-3-2

ANO	CICLO 92/93 (A)	CICLO 93/94 (B)	CICLO 94/95 (C)	CICLO 95/96 (D)	CICLO 96/97 (E)	REALIZADO (F)	VARIACAO RELATIVA			
							(F/A)OUTE/A	(F/B)OUTE/B	(F/C)OUTE/C	(F/D)OUTE/D
1992	36,0					32,6	-9,44%			
1993	39,5	39,2				34,0	-13,92%	-13,27%		
1994	42,8	42,3	38,0			36,1	-15,65%	-14,66%	-5,00%	
1995	47,6	46,4	42,0	43,0		45,3	-4,83%	-2,37%	7,86%	5,35%
1996	52,3	51,5	46,0	47,9	49,6		-5,16%	-3,69%	7,83%	3,55%
1997	57,5	57,2	51,0	53,1	55,5		-3,48%	-2,97%	8,92%	4,52%
1998	63,2	62,3	57,0	58,7	61,6		-2,53%	-1,12%	8,07%	4,94%
1999	69,4	68,7	62,0	64,8	67,7		-2,45%	-1,46%	9,19%	4,48%
2000	76,2	75,7	69,0	70,8						
2001	83,6	83,7	76,0	78,9						
2002	89,4	93,3	84,0	87,5						
2003	97,4	102,5	93,0	96,7						
2004		97,5	102,0	106,6						
2005			111,0	104,4						
2006										
TMG/MEDIA	9,47%	8,64%	10,24%	8,40%	10,93%	11,59%	-7,18%	-5,65%	6,13%	4,57%

GRÁFICO 7.4-3-2
SISTEMA ACRE/RONDÔNIA COMPARAÇÃO DAS PROJEÇÕES DOS
CINCO ÚLTIMOS CICLOS DE PLANEJAMENTO
ELETRONORTE ACRE - REQUISITOS TOTAIS - DEMANDA (MWh/h)



Apêndice 2

- *Mapa Geométrico da Região.*

FIGURA 1-1

MAPA GEOELÉTRICO DA REGIÃO

