



PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PROCESSOS  
MESTRADO PROFISSIONAL

## **O GNL COMO MECANISMO DE FLEXIBILIZAÇÃO NO FORNECIMENTO DE GÁS NATURAL PARA GERAÇÃO TERMELETRICA NO AMAZONAS**

**Salony Aquino Pereira**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Processos – Mestrado Profissional, PPGEP/ITEC, da Universidade Federal do Pará, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia de Processos.

Orientador: Edinaldo José de Sousa Cunha

Belém

Setembro de 2020

**O GNL COMO MECANISMO DE FLEXIBILIZAÇÃO NO FORNECIMENTO  
DE GÁS NATURAL PARA GERAÇÃO TERMELETRICA NO AMAZONAS**

Salony Aquino Pereira

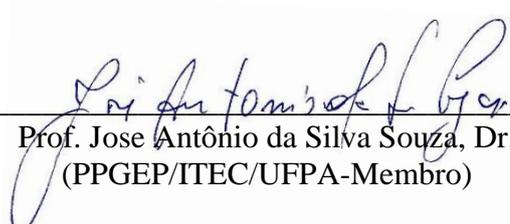
DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA PROCESSOS – MESTRADO PROFISSIONAL (PPGEP/ITEC) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA DE PROCESSOS.

Examinada por:



---

Prof. Edinaldo Jose de Sousa Cunha, Dr.  
(PPGEP/ITEC/UFPA-Orientador)



---

Prof. Jose Antônio da Silva Souza, Dr.  
(PPGEP/ITEC/UFPA-Membro)



---

Prof. David Barbosa de Alencar, Dr.  
(PPGEP/ITEC/UFPA-Membro)

BELÉM, PA - BRASIL  
SETEMBRO DE 2020

**Dados Internacionais de Catalogação-na-Publicação (CIP)**  
**Sistema de Bibliotecas da UFPA**

---

Aquino, Salony Pereira, 1987-

O GNL como mecanismo de flexibilização no fornecimento de gás natural para geração termelétrica no Amazonas / Salony Aquino Pereira - 2020.

Orientador: Edinaldo José de Sousa Cunha

Dissertação (Mestrado Profissional) - Universidade Federal do Pará. Instituto de Tecnologia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Processos, 2020.

1. Engenharia de Processos 2. Gás Natural 3. Energia Elétrica I. Título

CDD 620

---

*Dedico este trabalho a todos aqueles que  
contribuíram para sua realização.*

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente, agradecer a Deus pela vida e minha família, por todo apoio, orientação, acolhimento e alegria que me passam todos os dias.

Aos meus amigos de longa data que longe ou perto torcem pelo meu sucesso e se fazem presentes sempre que possível.

Ao meu orientador, pelo acompanhamento durante as pesquisas e pela assistência na elaboração desta dissertação.

Aos professores, coordenadores e colegas do PPGEPI meu sincero agradecimento pelo apoio.

*“Tente uma, duas, três vezes e se possível tente a quarta, a quinta e quantas vezes for necessário. Só não desista nas primeiras tentativas, a persistência é amiga da conquista. Se você quer chegar aonde a maioria não chega, faça o que a maioria não faz...”*

(Bill Gates)

Resumo da Dissertação apresentada ao PPGEP/UFPA como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia de Processos (M. Eng.)

## **O GNL COMO MECANISMO DE FLEXIBILIZAÇÃO NO FORNECIMENTO DE GÁS NATURAL PARA GERAÇÃO TERMELETRICA NO AMAZONAS**

**Salony Aquino Pereira**

Setembro/2020

Orientador: Ednaldo José de Souza Cunha

Área de Concentração: Engenharia de Processos, Gás natural, GNL, Energia Elétrica.

A convergência entre os mercados de gás natural e de eletricidade estão cada vez maiores em função do crescente processo de liberalização dos mercados de gás natural e de energia elétrica, bem como pelo aumento das restrições ambientais, as projeções de demanda mundial de gás natural indicam um forte crescimento, principalmente no segmento de geração de energia elétrica. O transporte de gás natural em sua forma liquefeita, o GNL (Gás natural liquefeito), representa um importante agente para essa convergência, bem como para uma integração global crescente dos mercados de gás natural e eletricidade. Observa-se que há uma oferta de gás natural a ser utilizada, mas atualmente está mal distribuída no Amazonas. Considerando haver apenas um fornecedor de gás natural para o Amazonas e as condições tornam-se limitadas tanto para viabilizar novos negócios quanto o alto preço para investimentos, é importante avaliar novas alternativas de fornecimento de gás de natural e o suprimento de GNL é uma alternativa interessante. O presente estudo avalia a viabilidade de um modelo alternativo baseados nas possibilidades do suprimento de GNL, atuando como mecanismo de flexibilização da oferta do gás natural e garantindo um melhor aproveitamento da capacidade de geração elétrica atualmente instalada no Amazonas.

Abstract of Dissertation presented to PPGE/UFPA as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Process Engineering (M. Eng.)

**LNG AS A FLEXIBILIZATION MECHANISM IN THE SUPPLY OF NATURAL GAS FOR THERMAL ELECTRIC GENERATION IN AMAZONAS**

**Salony Aquino Pereira**

September/2020

Advisor: Ednaldo José de Souza Cunha

Research Area: Process Engineering, Natural Gas, LNG, Electric Power.

Convergence between the natural gas and electricity markets is increasing as a result of the increasing liberalization of the natural gas and electricity markets, as well as increasing environmental constraints, projections of global natural gas demand indicate strong growth, especially in the electricity generation segment. The transport of natural gas in its liquefied form, LNG (Liquefied Natural Gas), is an important agent for this convergence as well as for the increasing global integration of the natural gas and electricity markets. It is observed that there is a supply of natural gas to be used, but is currently poorly distributed in the Amazon. Considering that there is only one natural gas supplier to Amazonas and conditions are limited for both new business and high investment price, it is important to evaluate new alternatives for natural gas supply and LNG supply is an interesting alternative. The present study evaluates the feasibility of an alternative model based on the possibilities of LNG supply, acting as a mechanism to flexibilize the supply of natural gas and ensuring a better use of electricity generation capacity today installed in the Amazon.

## SUMÁRIO

<b>CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
1.1 - MOTIVAÇÃO.....	1
1.2 - OBJETIVOS.....	2
<b>1.2.1 - Objetivo geral.....</b>	<b>2</b>
<b>1.2.2 - Objetivos específicos.....</b>	<b>2</b>
1.3 - CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO.....	3
1.4 - ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	3
<b>CAPÍTULO 2 – REVISÃO DA LITERATURA.....</b>	<b>5</b>
2.1 - CONSIDERAÇÕES SOBRE O SETOR ELETRICO BRASILEIRO.....	5
2.2 - CONSIDERAÇÕES SOBRE O SETOR ELETRICO NO AMAZONAS.....	9
2.3 - SETOR DO GÁS NATURAL.....	12
2.4 - GAS NATURAL LIQUEFEITO (GNL).....	14
<b>2.4.1 - Produção do GN.....</b>	<b>15</b>
<b>2.4.2 - Liquefação do GN.....</b>	<b>15</b>
<b>2.4.3 - Transporte do GNL.....</b>	<b>16</b>
<b>2.4.4 - Regaseificação do GN.....</b>	<b>17</b>
2.5 - PANORAMA DO MERCADO BRASILEIRO DE GÁS NATURAL.....	17
<b>2.5.1 - O gás natural no Brasil.....</b>	<b>17</b>
<b>2.5.2 - Visão geral do mercado brasileiro de gás natural.....</b>	<b>18</b>
<b>2.5.3 - Avaliação da flexibilidade do mercado brasileiro de gás natural.....</b>	<b>23</b>
2.6 - PANORAMA DO MERCADO DE GAS NATURAL NO AMAZONAS.....	24
<b>2.6.1 - O gás natural no Amazonas.....</b>	<b>24</b>
<b>2.6.2 - A demanda potencial do Amazonas.....</b>	<b>27</b>
<b>2.6.3 - Oferta de gás natural como combustível no Amazonas.....</b>	<b>28</b>
2.7 - INTEGRAÇÃO DOS MERCADOS DE ENERGIA ELETRICA, GÁS NATURAL E GNL.....	32
2.8 - CUSTOS ENVOLVIDOS NO TRANSPORTE DE GNL E NO TRANSPORTE POR GASODUTO.....	38
<b>2.8.1 – Custo para transporte de GNL.....</b>	<b>40</b>
<b>2.8.2 – Custo para construção de gasoduto.....</b>	<b>43</b>
<b>CAPÍTULO 3 - MATERIAIS E MÉTODOS.....</b>	<b>49</b>

3.1 - METODOLOGIA EXPERIMENTAL.....	49
<b>CAPÍTULO 4 - RESULTADOS E DISCUSSÃO.....</b>	<b>50</b>
4.1 - ANÁLISE DOS ASPECTOS FUNDAMENTAIS PARA ESTRUTURAÇÃO DE UM ARRANJO DE GNL FLEXÍVEL.....	51
<b>4.1.1 - Aspectos tecnológicos.....</b>	<b>51</b>
<b>4.1.2 - Aspectos ambientais.....</b>	<b>53</b>
<b>4.1.3 - Aspectos tributários.....</b>	<b>54</b>
<b>4.1.4 - Aspectos mercadológicos.....</b>	<b>57</b>
<b>4.1.5 - Aspectos governamentais e regulatórios.....</b>	<b>57</b>
4.2 - CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	61
<b>CAPÍTULO 5 - CONCLUSÕES.....</b>	<b>66</b>
5.1 - CONCLUSÕES.....	66
5.2 - SUGESTÕES.....	67
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>69</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	Sistema elétrico brasileiro.....	9
Figura 2.2	Localidades isoladas no Amazonas.....	10
Figura 2.3	Cadeia de valor do GNL.....	14
Figura 2.4	Navios metaneiros tipo esfera.....	16
Figura 2.5	Reservas provadas de gás natural.....	18
Figura 2.6	Composição da oferta de gás natural em 2015 (média em MM m <sup>3</sup> /dia).....	20
Figura 2.7	Perfil da produção de gás natural no Brasil (média anual em MM m <sup>3</sup> /dia).....	21
Figura 2.8	Disponibilidade de gás natural ao mercado e produção bruta por empresa em 2015 (média em MM m <sup>3</sup> /dia).....	22
Figura 2.9	Participação dos segmentos no consumo de gás natural em 2015 (em MM m <sup>3</sup> /dia).....	22
Figura 2.10	Estrutura da indústria de gás natural no Brasil.....	23
Figura 2.11	Produção total de gás natural no Brasil – Jan/2020.....	25
Figura 2.12	Base de produção da Petrobras em Urucu – AM.....	29
Figura 2.13	Pontos de potencial oferta de gás natural da Amazônia.....	30
Figura 2.14	Capacidade de gasoduto segundo diâmetro e comprimento.....	46
Figura 4.1	Multidisciplinariedade do projeto GNL.....	50
Figura 4.2	Terminal de concreto flutuante (do tipo GBS).....	52
Figura 4.3	Terminal flutuante utilizado em navio de GNL ancorado convertido para estocagem com regaseificador a bordo (do tipo FSRV).....	53
Figura 4.4	Cadeia do gás natural e a tributação incidente.....	56
Figura 4.5	Instâncias regulatórias envolvidas na cadeia de valor do GNL.....	60
Figura 4.6	Estrutura típica de custo da cadeia produtiva do GNL.....	65

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1	Oferta interna de energia elétrica no Brasil e mundo (% e TWh)..	7
Tabela 2.2	Oferta interna de energia elétrica.....	8
Tabela 2.3	Carga (MWh) e demanda (kW).....	10
Tabela 2.4	Parque gerador em Manaus – Capacidade efetiva.....	12
Tabela 2.5	Custos e Investimentos – Cadeia de valor do GNL.....	40
Tabela 2.6	Cálculo do custo do sistema de transporte de GNL.....	42
Tabela 2.7	Dados de entrada do gasoduto.....	44
Tabela 2.8	Capacidade dos gasodutos - MPCED.....	45
Tabela 2.9	Diâmetro nominal de um gasoduto segundo o comprimento e a capacidade.....	47
Tabela 2.10	Custo unitário de construção do gasoduto.....	47
Tabela 2.11	Custo do transporte do gasoduto.....	48
Tabela 4.1	Simulação da carga tributária incidente na embarcação (FSRV).	55
Tabela 4.2	Resumo dos marcos regulatórios para GNL.....	61

## NOMENCLATURA

ABEGÁS	ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO
ADP	ANNUAL DELIVERY PROGRAM
AM	AMAZONAS
ANEEL	AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA
ANP	AGÊNCIA NACIONAL DE PETROLEO, GÁS NATURAL E BICOMBUSTIVEIS.
ANSI	THE AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE
ASME	AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS
BA	BAHIA
bar	BARYS - UNIDADE DE PRESSÃO
BEN	BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL
BR	RODOVIA FEDERAL
°C	GRAU CELSIUS
CAPEX	CAPITAL EXPENDITURE
CCC	CONTA DE CONSUMO DE COMBUTIVEL
CCEAR	CONTRATO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO AMBIENTE REGULADO
CDs	COMPACT DISC
CE	CEARÁ
CENPES	CENTRO DE PESQUISA DA PETROBRAS
CH <sub>4</sub>	GÁS METANO
CIGÁS	COMPANHIA DE GÁS DO AMAZONAS
CNPE	CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA
COFINS	CONTRIBUIÇÃO PARA O FINANCIAMENTO DA SEGURIDADE SOCIAL
D	DIÂMETRO
DFOM	DESPACHO FORA DA ORDEM DE MÉRITO
DOP	DELIVERY OR PAY
DVDs	DIGITAL VERSATILE DISC
EPE	EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA

E&P	EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL
FHC	FERNANDO HENRIQUE CARDOSO
FPSO	FLOATING, PRODUCTION, STORAGE AND OFFLOADING
FSRV	FLOATING STORAGE AND REGASEIFICATION VESSEL
FSRU	FLOATING STORAGE AND REGASIFICATION UNIT
GASBOL	GASODUTO BOLÍVIA - BRASIL
GASENE	GASODUTO DA INTEGRAÇÃO SUDESTE-NORDESTE
GBS	CONCRETE GRAVITY BASED STRUCTURE
GLP	GAS LIQUEFEITO DE PETROLEO
GN	GAS NATURAL
GNC	GAS NATURAL COMPRIMIDO
GNL	GAS NATURAL LIQUEFEITO
GNV	GAS NATURAL VEICULAR
GTW	GAS TO WIRE
GW	GIGAWATT
GWh	GIGAWATT-HORA
HFO	HEAVY FUEL OIL
HH	HENRY HUB
ICMS	IMPOSTO SOBRE OPERAÇÕES RELATIVAS À CIRCULAÇÃO DE MERCADORIAS E SOBRE PRESTAÇÕES DE SERVIÇOS DE TRANSPORTE INTERESTADUAL E INTERMUNICIPAL E DE COMUNICAÇÃO
IBAMA	INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
IBGE	INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA
IGP-M	INDICE GERAL DE PREÇOS DO MERCADO
IN	INCH – UNIDADE DE COMPRIMENTO
IPCA	ÍNDICE DE PREÇOS AO CONSUMIDOR AMPLO
IPI	IMPOSTOS SOBRE PRODUTOS INDUSTRIALIZADOS
JCC	CRUDE COCKTAIL
Kgf/cm <sup>2</sup>	QUILOGRAMA-FORÇA POR CENTIMETRO QUADRADO
km	QUILOMETRO
Km <sup>2</sup>	QUILOMETRO QUADRADO

kV	QUILOVOLT
kW	QUILOWATTS
LGN	LÍQUIDOS DE GÁS NATURAL
LEN	LEILÃO DE ENERGIA NOVA
m <sup>3</sup>	METRO CÚBICO
MGO	MARINE GASOIL
MM	MILHÕES
MMBTU	MILHÃO DE UNIDADES TÉRMICAS BRITÂNICAS
MPCED	MILHARES DE PÉS CÚBICOS POR DIA
MW	MEGA WATTS
MWh	MEGA WATTS HORA
MME	MINISTERIO DE MINAS E ENERGIA
NBP	NATIONAL BALANCING POINT
NOX	NÚMERO DE OXIDACAO
OCDE	ORGANIZAÇÃO DE COOPERAÇÃO E DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO
OIEE	OFERTA INTERNA DE ENERGIA ELÉTRICA
ONS	OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA
O&M	OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO
PA	PARÁ
PAC	PROGRAMA DE ACELERAÇÃO DO CRESCIMENTO DO GOVERNO FEDERAL
PIEs	PRODUTORES INDEPENDENTE DE ENERGIA
PIM	POLO INDUSTRIAL DE MANAUS
PIS	CONTRIBUIÇÃO PARA OS PROGRAMAS DE INTEGRAÇÃO SOCIAL
PLD	PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS
PMED	PREÇO MÉDIO
PPI	PROGRAMA DE PARCERIAS DE INVESTIMENTOS
psi	POUND FORCE PER SQUARE INCH
psig	POUNDS PER SQUARE INCH ABSOLUTE
RANP	RESOLUÇÃO ANP
RJ	RIO DE JANEIRO

RO	RONDÔNIA
RR	RORAIMA
SISCOMEX	SISTEMA INTEGRADO DE COMÉRCIO EXTERIOR
SIN	SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL
SOP	SHIP OR PAY
SUFRAMA	SUPERINTENDÊNCIA DA ZONA FRANCA DE MANAUS
ton	TONELADA
TOP	TAKE OR PAY
TWh	TERAWATT-HORA
UHES	USINAS HIDRELETRICAS
UPGN	UNIDADE DE PROCESSAMENTO DO GÁS NATURAL
US\$	UNITED STATES DOLLAR
UTES	USINAS TERMELÉTRICAS
V	VOLUME
VPL	VALOR PRESENTE LÍQUIDO
VR	VALOR DE REFERÊNCIA

# CAPÍTULO 1

## INTRODUÇÃO

### 1.1 - MOTIVAÇÃO

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

No estado do Amazonas, a disponibilidade, a extensão e a diversidade dos recursos naturais e ambientais, renováveis e não renováveis, potencialmente disponíveis para uso econômico se constituem como fator importante das vantagens competitivas do Estado, onde se tem a formação de um novo polo de desenvolvimento regional, que estará associado um novo centro de grande potencial e dinamismo, decorrentes de investimentos em obras de infraestrutura e empreendimentos, como o núcleo de exploração de gás natural e petróleo do campo de Urucu, no município de Coari. Com isto, a infraestrutura básica de energia elétrica no estado do Amazonas assume importância significativa e, até mesmo primordial, dentro do processo de desenvolvimento e integração da Amazônia ao cenário nacional (FROTA, 2011).

O gás natural produzido em Urucu, no Amazonas, significou vultosos investimentos em infraestrutura, mas está longe de ser plenamente utilizado. Hoje, mais de 60% do gás produzido é reinjetado por falta de demanda (ANP, 2017). Sobra, portanto, oferta de gás natural na região norte, mas essa oferta está mal distribuída, pois está disponível atualmente apenas para consumo em Manaus e nas Usinas Termelétricas de Codajás, Caapiranga, Anamã, Anori e Coari. Por outro lado, a demanda por combustíveis de embarcações tem crescido de maneira pronunciada, especialmente devido ao grande volume de carga transportado pelos novos terminais portuários do Arco Norte (ZAPAROLLI, 2016; PEREIRA, 2017).

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

Destaca-se também a necessidade de estabelecer legislações para desenvolvimento de novos mercados de transporte na região Amazônica, pois ainda não legislações e regulações específicas, além da necessidade de adaptação das regras tributárias a um modelo de atuação inexistente.

Desta forma, o projeto tem por finalidade à busca de alternativas para o problema da oferta excedente e mal distribuída, juntamente com o atendimento à uma demanda reprimida por falta de rede de distribuição. Assim, por meio do planejamento da infraestrutura de transportes, será então possível fomentar uma nova alternativa energética na região Amazônica.

## 1.2 - OBJETIVOS

### 1.2.1 - Objetivo geral

Avaliar os aspectos fundamentais para estruturação de um arranjo de fornecimento de GNL flexível, com propósito de verificar a viabilidade de um modelo alternativo para melhor aproveitamento da capacidade de geração elétrica instalada no Amazonas.

### 1.2.2 - Objetivos específicos

- Fazer um levantamento bibliográfico sobre o mercado de gás natural no Brasil e no Amazonas.

- Analisar as contribuições do modal de transporte do GNL para a matriz energética do Amazonas.
- Comparar o custo de implantação de transporte de gás natural liquefeito (GNL) e o transporte por gasoduto.

### 1.3 - CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO

Tendo em vista a necessidade de busca de fontes energéticas de menor custo econômico, para atendimento dos sistemas elétricos isolados da Amazônia, já se observa o potencial de utilização do gás natural e suas perspectivas. O Amazonas é composto por 62 municípios, os quais possuem 100 localidades com geração termoelétricas, das quais 6 contam com abastecimento das suas termoelétricas com gás natural. As usinas termoelétricas das localidades de Anamá, Anori, Caapiranga e Codajás, são atendidas 100% com gás natural, assim como a localidade de Coari que está com uma usina em fase final de implantação, a qual substituirá toda a geração a óleo por gás natural. Em Manaus o gás natural representa em média 50% do abastecimento da cidade.

Considerando haver apenas um fornecedor de gás natural para o Amazonas e as condições tornam-se limitadas tanto para viabilizar novos negócios quanto o alto preço para investimentos, é importante avaliar novas alternativas de fornecimento de gás de natural e o suprimento de GNL é uma alternativa interessante. Desta forma, este estudo irá contribuir para um aprofundamento no entendimento das potencialidades do GNL como alternativa para fornecimento no Estado do Amazonas. Pois, com a disponibilidade cada vez maior de gás no mundo, no Brasil e, particularmente, no Amazonas, torna-se extremamente relevante a consideração desse combustível como alternativa de suprimento, para atendimento de diversos segmentos, principalmente de energia elétrica. Ainda que haja dificuldades diversas para seu emprego imediato, todas elas são superáveis com uma somatória de tecnologia, articulação de diferentes atores, vontade política, investimentos e pesquisas (THOMSON *et al.*, 2015; KHAN, 2017).

### 1.4 - ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O capítulo 1 apresenta a motivação, os objetivos, as contribuições da dissertação e a forma de organização do trabalho.

O capítulo 2 apresenta uma revisão da literatura sobre o setor Elétrico Brasileiro e do Amazonas, sendo uma visão simplificada buscando entender as mudanças ocorridas no decorrer do tempo com a implantação da geração termelétrica a gás natural e as perspectivas do segmento. Aborda também o setor do gás natural e o panorama do mercado de gás natural no Brasil e no Amazonas. Bem como, a integração dos mercados de eletricidade, de gás natural e GNL.

O capítulo 3 apresenta a metodologia utilizada e suas etapas, a fim de obter os dados necessários para análise da proposta do trabalho.

Por fim, o Capítulo 4 apresenta uma análise dos aspectos fundamentais para estruturação de um arranjo de GNL flexível a fim de verificar a viabilidade de um modelo para implantação. Assim como, análise comparativa dos custos de implantação do transporte de GNL entre o transporte de gasoduto.

No Capítulo 5 apresenta as conclusões sobre o fornecimento de GNL como mecanismo de flexibilização do suprimento de gás natural para atendimento a geração termelétrica no Amazonas. Dada à complexidade do tema, encerrado o capítulo com recomendações de aprofundamento das pesquisas no futuro.

## CAPÍTULO 2

### REVISÃO DA LITERATURA

#### 2.1 - CONSIDERAÇÕES SOBRE O SETOR ELETRICO BRASILEIRO

Os mercados de eletricidade e gás natural eram disjuntos no Brasil até 2001. A base hidroelétrica do sistema elétrico reservava um papel muito pequeno para as opções de geração térmica. Por outro lado, a expansão do gás natural se dava principalmente na substituição de outros combustíveis na indústria, como GLP, óleo diesel e óleo combustível. Porém, como consequência direta da crise de abastecimento elétrico de 2001, promoveu-se uma rápida convergência entre mercados gasífero e elétrico (DEMORI, 2008).

Os segmentos que compõem a cadeia de valor da indústria de energia elétrica podem ser divididos em cinco segmentos principais: geração, transmissão, distribuição, comercialização e consumo.

O segmento geração abrange todas as atividades de produção de energia elétrica incluindo usinas hidrelétricas, termelétricas e outras fontes alternativas. Também se incluem aqui as importações de países de fronteira, as quais são exercidas atualmente no Brasil por Concessionários de Serviço Público de Geração, Autoprodutores e por Produtores Independentes de Energia (PIEs). As atividades de produção de energia podem ser subdivididas em dois grupos principais:

- Operação: Inclui tudo que for relacionado com o atendimento da demanda a cada instante, utilizando os recursos de geração disponíveis;
- Expansão: Abrange as decisões de investimentos em nova capacidade, com o objetivo de assegurar o atendimento futuro da demanda.

O segmento de transmissão se refere às atividades de transporte de energia produzida até os grandes centros de consumo. Assim como, segmento de geração, as atividades de transmissão podem ser subdivididas em operação e expansão. Evidentemente, em países com forte vocação hidroelétrica como o Brasil, os potenciais de geração e os mercados podem estar distintos um dos outros, justificando grandes malhas de transmissão, que tendem a ser integradas (DEMORI, 2008).

O terceiro segmento, distribuição, se encarrega do transporte final de energia a partir dos pontos de entrega na rede de alta tensão até os consumidores finais. A tensão

da linha de transporte é um dos principais critérios de distinção entre as redes de transmissão e distribuição, sendo que a distribuição trabalha em níveis de tensão mais baixos (DEMORI, 2008).

O segmento de comercialização de energia está encarregado das atividades de contratação da geração e revenda aos consumidores, sendo exercida de maneira competitiva, por conta e risco dos empreendedores, mediante autorização da ANEEL.

Por fim, os consumidores finais que são os destinatários finais de energia gerada, são representados basicamente pelas industriais, comércio e residências, podem ser classificados em livres e cativos. Os consumidores livres (aqueles que segundo a Lei 9074/95, possuem carga maior que 3MW e são atendidos por tensão maior ou igual a 69 kV) tem liberdade para contratação direta com produtores e comercializadores de energia, por meio de contratos bilaterais, enquanto os consumidores cativos contratam sua demanda de energia das distribuidoras. Existe também a Figura do consumidor potencialmente livre, que é o consumidor que atende aos critérios para se tornar um consumidor livre, mas que não exerceu essa opção, continuando a comprar energia elétrica da distribuidora. As distribuidoras, por sua vez, estão obrigadas a contratar toda sua demanda por meio de leilões. Os autoprodutores produzem a energia necessária para o próprio consumo e podem, eventualmente, comercializar o excedente gerado mediante autorização da ANEEL (DEMORI, 2008).

De acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN, 2007), temos um panorama geral do mercado mundial de energia elétrica, onde são apresentados os maiores países produtores, exportadores, importadores e consumidores de energia elétrica. Os Estados Unidos e a China representam juntos mais de 35% da produção e consumo mundial de eletricidade. Enquanto isso, o consumo e produção do Brasil representam respectivamente 2,5% e 2,2%. Observa-se que a interação das malhas de transmissão viabiliza um grande comércio de eletricidade entre as nações conectadas. Por exemplo, enquanto a França e Alemanha são os dois maiores exportadores, a própria Alemanha e a Itália são os dois principais importadores, tendo a Suíça como um corredor de passagem. Explica-se o papel exportador da França através de sua base de geração nuclear.

Por outro lado, os Estados Unidos e Canadá, também mantém um intenso comércio bilateral de energia elétrica, sendo que a balança comercial é favorável as canadenses, principalmente devido a base hídrica do Quebec. Igualmente, o Paraguai aparece na lista dos grandes exportadores de eletricidade graças a Itaipu (que exporta sua energia exclusivamente para o Brasil) e Yacyretá (que exporta exclusivamente para

Argentina). Por outro lado, são principalmente as importações de Itaipu que garantem o Brasil na lista dos maiores importadores de eletricidade, pois as demais conexões de rede com países vizinhos são limitadas.

A maioria dos países não tem o privilégio de contar com as vantagens da geografia da água, com a capacidade tecnológica e de investimento para desenvolver grandes projetos de engenharia, usufruindo-se de sua vantagem competitiva. Nesse sentido, a matriz de geração elétrica do Brasil diferencia-se substancialmente em relação a média mundial.

Nos últimos 45 anos, as matrizes de Oferta interna de energia elétrica do Brasil, da OCDE e de “Outros” países, apresentam as mesmas tendências, de redução das participações de petróleo e derivados e hidráulica, e de aumento das participações das demais fontes, a exceção do carvão mineral. No caso do carvão mineral do Brasil, a tendência de queda verificada até 2011 (1,1% de participação), foi revertida em razão do baixo regime de chuvas que vem ocorrendo desde então. Na OCDE o carvão mineral perdeu 11,1 pontos percentuais, de 1973 a 2018 (MME, 2018).

Tabela 2.1 - Oferta interna de energia elétrica no Brasil e mundo (% e TWh).

Fonte	Brasil		OCDE		Outros		Mundo	
	1973	2018	1973	2018	1973	2018	1973	2018
Petróleo e Derivados	7,2	1,5	25,4	1,9	23,1	4,7	24,6	3,4
Gás natural	0,5	8,6	11,6	27,1	14,2	20,6	12,2	23,1
Carvão mineral	1,7	2,2	37,9	26,8	40,9	46,4	38,3	37,1
Urânio	0	2,5	4,2	17	0,9	5	3,3	10
Hidro	89,4	66,6	20,5	12,5	19,3	16,7	21	16,1
Outras Não Renováveis	0	1,9	0	0,3	0	0,1	0,1	0,2
Outras Renováveis	1,2	16,7	0,3	14,3	1,6	6,6	0,6	10,1
Bioenergia Sólida	1,2	8,5	0,2	3,1	1,6	1,1	0,5	2,1
Eólica	0	7,6	0	7,8	0	3,9	0	5,6
Solar	0	0,54	0	3	0	1,3	0	2
Geotérmica	0	0	0,1	0,4	0	0,3	0,1	0,3
<b>Total (%)</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
dos quais renováveis	90,6	83,3	20,8	26,8	20,9	23,3	21,5	26,2
<b>Total (TWh)</b>	<b>65</b>	<b>636</b>	<b>4.472</b>	<b>11.225</b>	<b>1.579</b>	<b>14.801</b>	<b>6.115</b>	<b>26.669</b>
% do mundo	1,1	2,4	73,1	42,1	25,8	55,5		

Fonte: MME (2018).

Comparativamente ao mundo, nota-se que o Brasil apresenta uma significativa diferença na participação da energia hidráulica, de 66,6% em 2018, contra apenas 12,5% na OCDE, e de 16,7% nos outros países. Na bioenergia sólida, o Brasil também se destaca, com 8,5% de participação (forte geração por bagaço de cana e lixívia). Eólica e solar surgem com forte expansão em todas as regiões (MME, 2018), conforme apresentado na Tabela 2.1.

Em 2018, a Oferta Interna de Energia Elétrica (OIEE) ficou em 636,4 TWh, montante 1,7% superior ao de 2017 (625,7 TWh). Pelo porte, merecem destaque os aumentos de 14,4% na oferta eólica, e de 4,8% na hidráulica nacional. A geração solar teve aumento de 316,1% (876% em 2017), mas ainda com baixa representatividade. A supremacia da geração hidráulica ficou mais acentuada em 2018, chegando a 66,6% da OIEE (incluindo a importação de Itaipu), contra os 65,2% verificados em 2017 (70,6% em 2013), conforme apresenta-se na Tabela 2.2.

Tabela 2.2 - Oferta interna de energia elétrica.

ESPECIFICAÇÃO	GWh		18/17%	Estruturação (%)	
	2017	2018		2017	2018
HIDRÁULICA	370.906	388.971	4,9	59,3	61,1
BAGAÇO DE CANA	35.656	35.435	-0,6	5,7	5,6
EÓLICA	42.373	48.475	14,4	6,8	7,6
SOLAR	832	3.461	316,1	0,13	0,54
OUTRAS RENOVÁVEIS	17.257	18.947	9,8	2,8	3
ÓLEO	12.458	9.293	-25,4	2	1,5
GÁS NATURAL	65.593	54.622	-16,7	10,5	8,6
CARVÃO	16.257	14.204	-12,6	2,6	2,2
NUCLEAR	15.739	15.674	-0,4	2,5	2,5
OUTRAS NÃO RENOVÁVEIS	12.257	12.314	0,5	2	1,9
IMPORTAÇÃO	36.355	34.979	-3,8	5,8	5,5
<b>TOTAL</b>	<b>625.682</b>	<b>636.375</b>	<b>1,7</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
Dos quais renováveis	503.378	530.269	5,3	80,5	83,3

Fonte: MME (2018).

O Sistema Interligado Nacional, SIN, abraça 98% do mercado e tem base de geração predominantemente hidroelettrica. Suas principais bacias hidrograficas estão conectadas por cerca de 80.000 km de linhas de transmissão, que permitem a integração elétrica de um país com dimensões continentais. Em oposição, há uma série de Sistemas

Isolados com base de geração predominantemente termelétrica conforme apresenta-se na Figura 2.1 (DEMORI, 2008; SAUER, 2002).



Figura 2.1 – Sistema elétrico brasileiro.  
Fonte: ONS *apud* PETROBRAS.

## 2.2 - CONSIDERAÇÕES SOBRE O SETOR ELETRICO DO AMAZONAS

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

A Eletrobras Distribuição Amazonas apresentou projeções de mercado para 95 localidades, sendo a classe residencial responsável por 48% do consumo nesses sistemas isolados. O nível de perdas da distribuidora é elevado, próximo a 35%.

Convém mencionar a variedades de sistemas no Amazonas, com pequenas localidades de demanda da ordem de 62 kW, até cidades maiores como Parintins e Itacoatiara, com demanda verificada de 25.600 kW em 2017 (EPE, 2019), conforme apresenta-se na Figura 2.2.

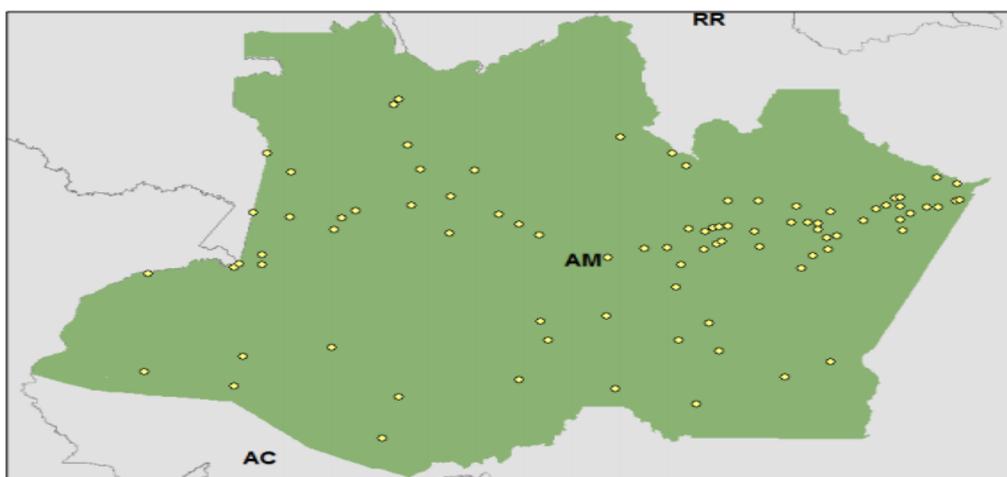


Figura 2.2 - Localidades isoladas no Amazonas.  
Fonte: EPE (2019).

A evolução do mercado da Eletrobras Distribuição Amazonas no período 2019-2023, pode ser encontrada na Tabela 2.3.

Tabela 2.3 - Carga (MWh) e Demanda (kW).

<b>Carga (MWh)</b>					
	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
<b>Carta Total (MWh)</b>	1.690.660	1.698.166	1.747.304	1.795.925	1.701.026
<b>Var. Anual (%)</b>	-	0,4%	3%	3%	-5%
<b>Demanda (kW)</b>					
	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
<b>Demanda Total (kW)</b>	329.727	344.293	357.035	369.971	355.285
<b>Var. Anual (%)</b>	-	4%	4%	4%	4%

Fonte: EPE (2019).

Dos 95 Sistemas Isolados apresentados pela Eletrobras Distribuição Amazonas, 84 foram objeto de leilão em 2016 e 2017. Apesar disso, as projeções de mercado para algumas dessas localidades apontam crescimentos significativos, levando a demandas máximas superiores às potências contratadas (EPE, 2019).

No estado do Amazonas a concessionária Amazonas Energia possui 709.230 consumidores ativos distribuídos pelas classes residencial, industrial, comercial, rural, poder, serviço público e outros.

No interior do estado do Amazonas, a Companhia fornece energia elétrica para 266.924 consumidores ativos, distribuídos por um território de 1.566.419 km<sup>2</sup>, onde grande parte das localidades possui menos de 1.000 consumidores, o que demonstra a função eminentemente social da Empresa no atendimento às localidades do interior.

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

Esse cenário de consumo em Manaus é devido à existência do Polo Industrial de Manaus (PIM), que representa 98% da economia do estado do Amazonas, e é composto por mais de 500 empresas, produzindo principalmente televisores, DVDs, CDs, aparelhos celulares, geladeiras, relógios, computadores, motocicletas, bicicletas e bebidas, com 108.000 empregos diretos e 400.000 indiretos, e que apresentou um faturamento recorde a US\$ 35,8 bilhões no ano de 2014 (SUFRAMA, 2014).

As peculiaridades da Amazônia, principalmente do Sistema Elétrico de Manaus, que apresenta uma estrutura de consumo similar aos grandes mercados de energia elétrica do país, foi contemplado com duas alternativas de solução estrutural, no horizonte de curto prazo, para o suprimento de energia elétrica para a cidade de Manaus, quais sejam: (i) o aproveitamento do gás natural da bacia do Solimões, no município de Coari (AM), e (ii) a Linha de Transmissão, em 500 kV, Tucuruí – Manaus, com uma derivação em 230 kV para o estado do Amapá. Contudo, essas duas alternativas estruturais de melhorias para o suprimento energético para a cidade de Manaus são complementares e não excludentes (FROTA, 2011).

Atualmente, para atender ao seu mercado de energia, o sistema elétrico da capital do Estado, a empresa Amazonas Energia S/A, sendo agora a Amazonas Geração e Transmissão de Energia, dispõe de uma capacidade efetiva de geração de 1.652 MW, sendo 250 MW de origem hidráulica e 1.402 MW de origem térmica que utiliza óleos combustíveis derivados de petróleo e gás natural no processo de produção de energia elétrica, distribuída em unidades geradoras próprias e de produtores independentes de energia - PIEs, conforme apresentado na Tabela 2.4, bem como geração de aluguel

contratada de diversas empresas na UTE Cidade Nova, Flores, São José, Mauá Bloco V, VI e II, Distrito (Electron Expansão) e em Iranduba. (FROTA, 2011; AZEVEDO JUNIOR, 2017).

Tabela 2.4 - Parque gerador em Manaus - Capacidade efetiva.

<b>USINA</b>	<b>PROPRIEDADE</b>	<b>POTÊNCIA (MW)</b>
UHE Balbina	Amazonas Geração e Transmissão	250
UTE Aparecida	Amazonas Geração e Transmissão	116
UTE Aparecida II	Amazonas Geração e Transmissão	80
UTE Mauá I	Amazonas Geração e Transmissão	136
UTE Mauá II	Amazonas Geração e Transmissão	40
UTE Mauá III	Amazonas Geração e Transmissão	110
UTE Mauá IV	Amazonas Geração e Transmissão	157,5
UTE Eletron	Amazonas Geração e Transmissão	108
UTE's Alugadas	Diversos	350
UTE Tambaqui	Breitener Tambaqui S/A	60
UTE Jaraqui	Breitener Jaraqui S/A	60
UTE Cristiano Rocha	Rio Amazonas S/A	65
UTE Manauara	Companhia Energética Manauara S/A	60
UTE Ponta Negra	Geradora de Energia do Amazonas S/A	60

Fonte: FROTA (2011).

Observa-se também que as opções energéticas para os municípios e comunidades isoladas, analisadas por diversos autores, têm mostrado onerosas e inviáveis economicamente, por várias razões, dentre estas:

- Pequenas dimensões;
- Habitantes de baixo nível educacional;
- capacidade crítica de decisão e renda;
- Baixa produtividade local; e
- Grandes distâncias entre os centros produtores e indutores do desenvolvimento.

### 2.3 - O SETOR DO GÁS NATURAL

O gás natural é um combustível fóssil composto por hidrocarbonetos com pequenas cadeias de carbono, principalmente o metano (CH<sub>4</sub>). Pode ainda ser definido como a porção de petróleo que existe na fase gasosa ou em solução no óleo, nas condições

de reservatório, e que permanece no estado gasoso nas condições atmosféricas de pressão e temperatura.

Ao falar de definição de gás natural, são importantes alguns esclarecimentos: (i) sua diferenciação em relação a outros combustíveis fósseis derivados de petróleo, e (ii) as diferentes denominações que lhe são atribuídas (DEMORI, 2008).

Outro ponto importante é que ao gás natural são atribuídas diferentes denominações, dentre as quais vale destacar:

- Quanto à produção: gás associado, que é o gás que se encontra na forma livre ou dissolvido no óleo, em um reservatório predominantemente de petróleo, e o gás não-associado que é o gás que se encontra em um reservatório predominantemente de gás natural.
- Quanto à qualidade: gás rico, úmido ou não-processado, que é o gás extraído diretamente do campo e que possui uma grande quantidade de frações líquidas mais pesadas (chamadas de líquidos de gás natural – LGN) e que ainda não foi processado, e gás pobre, seco ou processado, que é o gás resultante do processamento, onde foram retiradas as frações pesadas, estando especificado para consumo.
- Quanto ao uso: É comum atribuir ao gás uma denominação de acordo com a sua destinação final (gás redutor siderúrgico, gás matéria-prima petroquímica, gás termelétrico etc.) sendo a denominação particular mais usual o GNV (gás natural veicular). Em geral, trata-se do mesmo gás natural, não havendo qualquer diferenciação quanto a sua especificação.
- Quanto ao modal de transporte: GNC (gás natural comprimido), que é o gás natural comprimido a pressões de cerca de 200 kgf/cm<sup>2</sup> e a temperatura atmosférica, para transporte de cilindros especiais, e o GNL (gás natural liquefeito) que é o gás natural que se torna líquido quando resfriado a 161°C negativos e a pressão ambiente. O GN (gás natural sem qualquer especificação) é entendido como aquele normalmente transportado através de gasodutos de alta pressão (GN comprimido a pressões de cerca de 80 a 100 kgf/cm<sup>2</sup>).
- Quanto ao modal de distribuição: também se pode ter o GNC e o GNL, distribuídos através de caminhões, trens, barcas ou navios de cabotagem. Para esses sistemas, popularizou-se o conceito de gás ou gasoduto virtual. Por outro lado, o gás natural distribuído através de redes de dutos de baixa a média pressão

(com pressões variando de centenas de milímetros de coluna d'água a dezenas de kgf/cm<sup>2</sup>) é denominado gás encanado ou gás de rua.

Assim, de particular interesse deste estudo, enfatiza-se que o GNL nada mais é que o gás natural na forma líquida. A cadeia de valor do gás natural é apenas um dos ramos tecnológicos possíveis de desenvolvimento da industrial do gás natural, permitindo conduzir o gás dos campos de produção muitas vezes remoto até os consumidores, adicionando, portanto, valor a um gás natural que, e outras condições, provavelmente não encontraria comprador disposto a pagar o preço requerido pelo produtor. Portanto, não há como analisar o mercado de GNL sem entender o mercado de gás natural e sua cadeia de valor como um todo (MENEZES, 2007).

A estrutura da indústria do gás natural desde a extração até chegar ao consumo final pode ser dividida em: exploração e produção, processamento, transporte, armazenamento, distribuição, comercialização e consumo. Essas atividades são interdependentes. Apesar de possuírem características técnicas e econômicas distintas, é o seu conjunto que compõe a cadeia de valor do gás natural (DEMORI, 2008).

#### 2.4 - GAS NATURAL LIQUEFEITO (GNL)

Segundo REAL (2005), a cadeia de produção do GNL se divide em quatro etapas: exploração e produção (E&P) e processamento do gás, liquefação do gás, transporte (“shipping”) e regaseificação (regas). Conforme apresentado na Figura 2.3 abaixo está representada a cadeia de produção do GNL, e em seguida a descrição das principais etapas.



Figura 2.3 - Cadeia de valor do GNL.  
Fonte: ANP (2010).

### 2.4.1 - Produção do GN

O GNL nada mais é do que o gás natural resfriado a uma determinada temperatura que o torna líquido. Por isso, o processo produtivo do GNL começa pela produção do próprio GN, com as atividades de exploração e produção.

Na exploração são realizados estudos demográficos com objetivo de verificar a possível ocorrência ou não de gás natural em determinada região. Na segunda etapa é realizada a exploração que consiste na instalação de toda infraestrutura necessária para a retirada do gás natural através da perfuração de poços. E por último a Produção e Processamento em campo, que nesta etapa é feita a separação de possíveis “contaminantes” que não são de interesse na composição do gás natural, como vestígios de petróleo provenientes da extração (REAL, 2005).

### 2.4.2 - Liquefação do GN

A planta de liquefação de gás natural é a principal etapa da cadeia de produção do GNL. Nela reduz-se a temperatura do gás natural a  $-162^{\circ}\text{C}$ , que está abaixo do ponto de vaporização do metano. Assim, o gás metano torna-se líquido e com seu volume reduzindo a 1/600 do volume original. As instalações que compõem a planta de liquefação são: uma unidade de tratamento de gás (UPGN) e um conjunto de trocadores de calor e tanques de armazenagem para o GNL. O GN já liquefeito é então armazenado em tanques que o mantém refrigerado na temperatura de liquefação até o momento do embarque.

Existem diversos tipos de tanques de armazenamento, dependendo da quantidade que se deseja armazenar, do local em que o tanque está localizado e da disponibilidade de tecnologia e material. Os tanques de armazenamento de gás natural liquefeito podem ser classificados de acordo com três parâmetros principais: localização, características de projeto e tipo de contenção (ALMEIDA, 2013).

Quando o gás utilizado nas plantas de liquefação é extraído diretamente dos campos produtores, é necessário que ele passe por unidades de tratamento de forma que sejam retirados água, os líquidos de gás natural e as impurezas. Uma vez tratado, o gás natural pode passar para fase de liquefação propriamente dita. Os processos de liquefação de gás natural se dividem em dois tipos: os processos tipos *base-load* e do tipo *peak shaving*. Os objetivos e as características técnicas de cada tipo de processo de liquefação são diferentes. Os processos do tipo *base-load* têm como objetivo a liquefação do gás

natural em grandes volumes, visando o transporte por navios metaneiros e a comercialização do gás natural no mercado internacional. As plantas *peak-shaving*, por sua vez, tem como objetivo atender a demanda de pico de redes de distribuição específicas. Assim estas plantas estão localizadas perto do mercado final e apresenta escalas de produção menores. Em média, a capacidade de produção dessas plantas é de até 100.000 ton/ano de GNL. Recentemente, inovações tecnológicas nos processos de liquefação das plantas *peak-shaving* vem ampliando a aplicabilidade dessa tecnologia para além do mercado de estocagem de GNL. Dentre os novos mercados destacam-se: aproveitamento de pequenos campos de gás em áreas remotas, abastecimento de postos de GNV e liquefação de biogás (ALMEIDA, 2013).

### 2.4.3 - Transporte do GNL

Para realizar o transporte do GNL entre as plantas de liquefação e regaseificação são utilizados navios especialmente construídos para o armazenamento do gás em sua forma líquida, conforme demonstrado na Figura 2.4. Dispõem de grandes reservatórios capazes de manter a temperatura do gás durante o transporte. Nesse processo ocorrem perdas que podem variar de 1% a 3% do volume inicial, dependendo da distância a ser percorrida, além do próprio consumo de gás que é empregado como combustível para o navio (ALMEIDA, 2013).

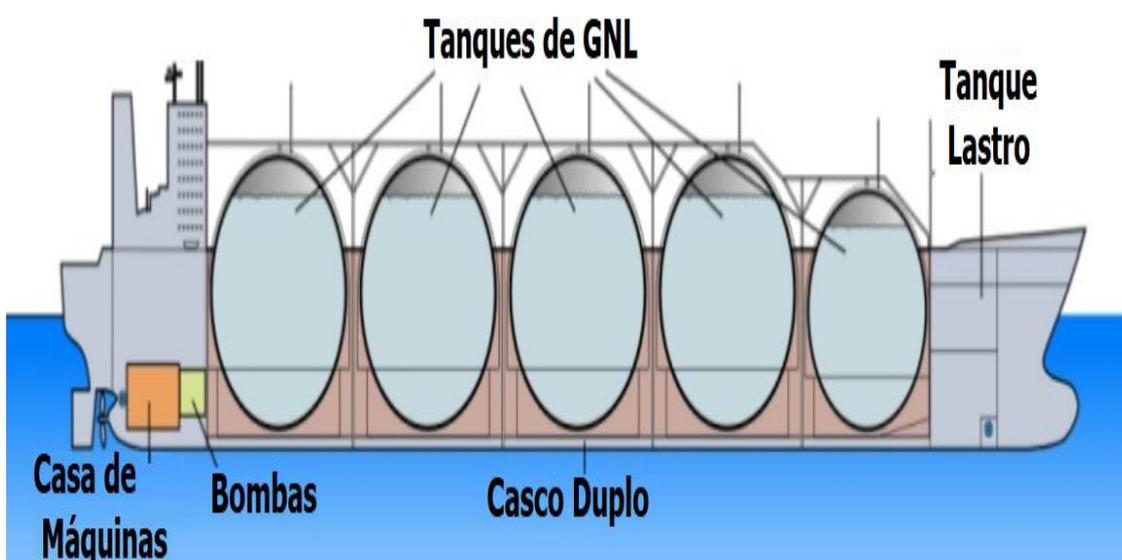


Figura 2.4 - Navio metaneiro tipo esfera.

Fonte: ALMEIDA (2013).

#### **2.4.4 - Regaseificação do GN**

A última etapa da cadeia produtiva do GNL é o processo de regaseificação. Os terminais de regaseificação recebem o gás natural dos navios metaneiros à temperatura de -161°C, armazenam o líquido em tanques especiais, vaporizam o GNL e despacham o gás natural em seu estado gasoso na rede de transporte e/ou distribuição (ALMEIDA, 2013). De forma geral, os terminais de regaseificação situam-se próximos à costa, de forma a facilitar o processo de descarregamento de GNL dos navios metaneiros, e são formados pelos seguintes processos:

- Sistema de descarregamento, incluindo as facilidades portuárias como cais e ancoradouro;
- Tanques de armazenagem de GNL;
- Vaporizadores;
- Bombas mecânicas;
- Recondesadores;
- Infraestrutura operacional (ruas, cercas e prédios de escritório).

### **2.5 - PANORAMA DO MERCADO BRASILEIRO DE GÁS NATURAL**

#### **2.5.1 - O Gás Natural no Brasil**

No Brasil, a utilização do gás natural começou por volta de 1940, com as descobertas de óleo e gás na Bahia, para atender as indústrias localizadas no Recôncavo Baiano. Depois de alguns anos, as bacias do Recôncavo, Sergipe e Alagoas eram utilizadas quase em sua totalidade para a fabricação de insumos industriais e combustíveis para a refinaria Lindolfo Alves e o Polo Petroquímico de Camaçari. No entanto, por muitos anos o gás natural foi considerado um subproduto do petróleo, sendo utilizado para reinjeção nos poços para potencializar a produção deste, ou queimado em tochas nas plataformas de produção (ANP, 2018).

Segundo a ANP (2018), o Brasil já possui um volume da ordem de 368.911 milhões de m<sup>3</sup>, nas reservas provadas de gás natural, sendo a maior oferta de gás nos Estados do Rio de Janeiro e Amazonas, conforme apresentado na Figura 2.5. Essas reservas expressivas sinalizam um forte argumento a favor da maior participação do gás

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

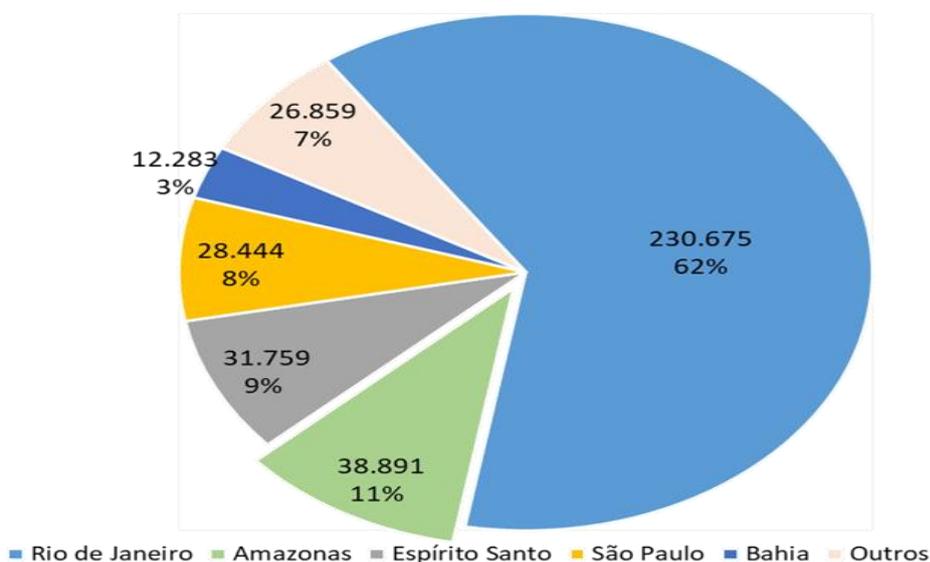


Figura 2.5 - Reservas provadas de gás natural.

Fonte: ANP (2018).

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

### 2.5.2 - Visão geral do mercado brasileiro de gás natural

O mercado brasileiro de gás natural é relativamente novo, ainda apresentando forte concentração vertical e monopólio na oferta do insumo. Um marco importante da indústria é o início da operação do Gasoduto Brasil-Bolívia em 1999 e o contrato de

importação de gás do país vizinho, o que pode ser considerado o nascimento desse mercado. Desde então, a produção doméstica e a malha de transporte também se desenvolveram com maior intensidade, e foram implementados três terminais para importação de gás natural liquefeito - GNL. Grande parte dos investimentos foi conduzida pela PETROBRAS, que se firmou como o principal agente em todas as etapas da cadeia (produção, importação, transporte, distribuição e consumo). Assim, apesar da Lei do Petróleo ter aberto o mercado para concorrência em 1997, observa-se que esse agente manteve seu monopólio (COSTA, 2003).

Por outro lado, a presença de reservas de petróleo e gás e o mercado consumidor ainda pouco explorado representam um significativo espaço para o desenvolvimento da indústria. As novas fronteiras exploratórias, o desenvolvimento do Pré-Sal e os novos terminais de regaseificação de GNL anunciados podem aumentar a oferta do insumo no médio-prazo. Pelo lado da demanda, há uma tendência de expansão do parque de geração termelétrica a gás natural, visto este representa uma solução confiável para a necessidade de segurança de abastecimento do mercado de energia elétrica. O setor industrial também requer maior disponibilidade de gás, seja para a substituição de outros combustíveis, novas plantas ou para a cogeração de energia. O aperfeiçoamento da regulação setorial e ajustes na configuração do mercado podem alavancar o desenvolvimento desse potencial.

Sobre os aspectos regulatórios, a Lei do Petróleo e a Lei do Gás não se mostraram suficientes para estimular a inserção de novos agentes na indústria e promover a competição no mercado. A estrutura verticalizada do mercado ainda é uma barreira para a entrada de novos agentes ofertantes, tanto para o gás de produção nacional quanto para a sua importação. Adicionalmente, a regulação do setor elétrico e a priorização da oferta para a geração termelétrica geram desafios importantes de intermitência no consumo de gás, em dissonância com a natureza das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. Nesse cenário, a PETROBRAS permanece com a atribuição de abastecer o mercado e vem mantendo o seu monopólio de fato (MME, 2016).

O consumo brasileiro de gás natural começou a partir da descoberta e produção de reservas de gás em 1954 no Nordeste. Segundo ALMEIDA e FERRARO (2012) a partir de 1980 o consumo expandiu-se para o Sudeste, por conta da descoberta de gás associado na Bacia de Campos no estado do Rio de Janeiro. Havia a pressão regulatória para aproveitamento do gás, que não poderia ser descartado, então foi preciso desenvolver o mercado comercial de gás, que passou a ser consumido no setor residencial principalmente no Rio de Janeiro.

Com a criação do Gasoduto Bolívia - Brasil (GASBOL), a oferta de gás aumentou e com ela uma nova configuração de mercado, necessária para uso da fonte como insumo. O Gasoduto da Integração Sudeste-Nordeste (GASENE) foi criado para ligar a malha do Nordeste com a malha do SUDESTE. O consumo doméstico difundiu entre as regiões ao mesmo passo em que a importação de gás aumentava (MME, 2018).

A demanda de gás era concentrada na produção industrial, no início dos anos 2000 o setor representava cerca de 43% do consumo total de gás natural enquanto as térmicas representavam 9%. Nas capitais dos estados do Rio de Janeiro e São Paulo, o consumo residencial e comercial representou 2% do consumo total de gás nesse ano. O GNV representava 3% do consumo de combustível em 2000 (MME, 2016).

Com a crise energética em 2001, iniciou-se um movimento de criação de usinas térmicas a gás para garantir a segurança energética para a população brasileira. O gás natural passou a configurar-se como elemento chave para o fornecimento de energia elétrica, uma mudança profunda no nível de importância do insumo na matriz energética. Atualmente o gás também garante o abastecimento do setor de geração de energia elétrica, em momentos de baixo volume dos reservatórios de água do Sistema Integrado Nacional, as Usinas Térmicas são ligadas, de forma a garantir o abastecimento de energia elétrica. A principal fonte de energia brasileira é a água, o país tem matriz energética prioritariamente hidráulica, com 64% da oferta total interna (MME, 2016).

A oferta de gás natural no Brasil se dá por quatro fontes: a produção em território nacional, a importação da Bolívia e Argentina, ambos via gasoduto, e a importação via GNL de diferentes países. Conforme apresentado na Figura 2.6 abaixo pode ser observado a composição da oferta de gás natural.

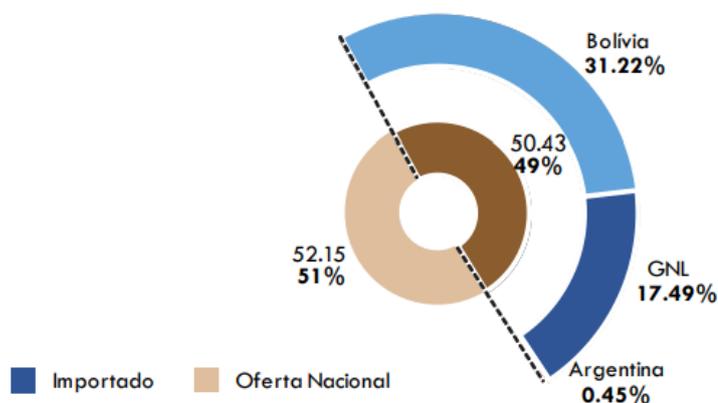


Figura 2.6 - Composição da oferta de gás natural em 2015 (média em MM m<sup>3</sup>/dia).  
Fonte: MME e ANP (2016).

Sobre a produção doméstica de gás natural, destaca-se a predominância de campos de gás associado ao petróleo, que correspondeu a 73% da produção bruta em 2015, e o fato dos maiores campos de gás não-associado estarem em sistemas isolados, no Maranhão e no Amazonas. Assim, a produção de gás natural no Brasil está fortemente vinculada à produção de petróleo, produto com maior valor para as empresas de E&P. Como consequência, esses agentes buscam maximizar a extração de petróleo, inclusive pelo aumento da reinjeção de gás natural (MME, 2016). Segundo projeções da EPE, a participação do gás associado ao petróleo deve aumentar nos próximos 10 anos, conforme apresentado na Figura 2.7 abaixo:

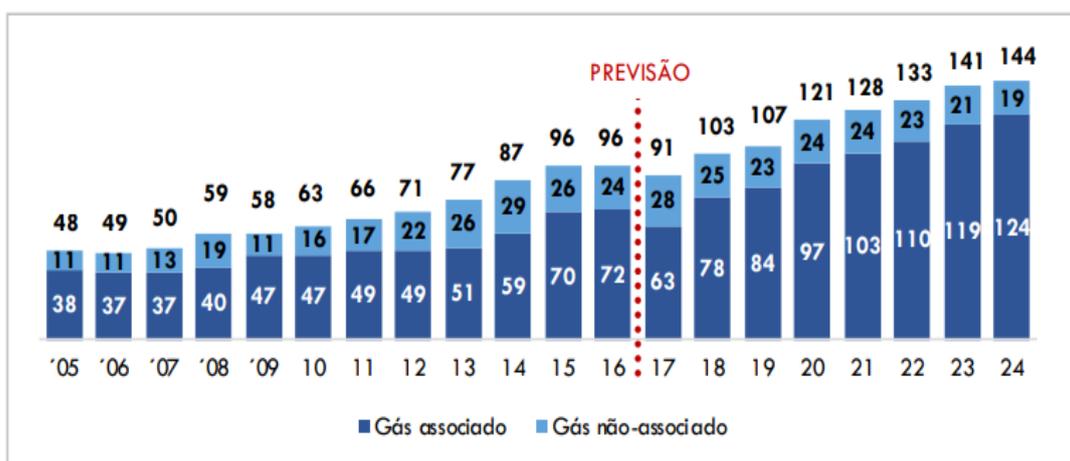


Figura 2.7 - Perfil da produção de gás natural no Brasil (média anual em MM m³/dia).  
Fonte: MME, ANP e EPE (2016).

A PETROBRAS é o agente de maior relevância no mercado e responde por grande parte da produção (em 2015 foi responsável por 81% da produção total). Dez concessionárias de E&P, incluindo a PETROBRAS, concentram cerca de 99% da produção de gás natural no Brasil. O gás que é efetivamente disponibilizado ao mercado corresponde a pouco mais da metade do volume total produzido, conforme demonstrado na Figura 2.8.

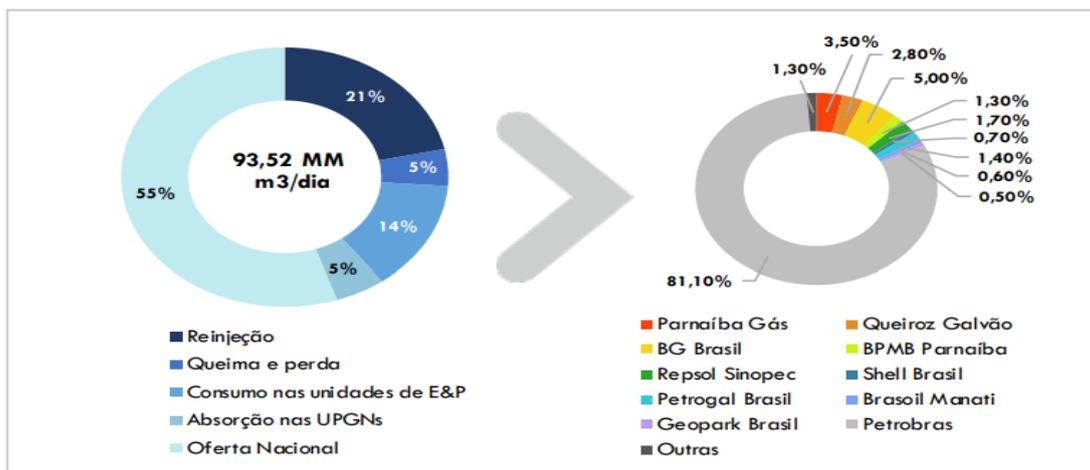


Figura 2.8 - Disponibilidade de gás natural ao mercado e produção bruta por empresa em 2015 (média em MM m<sup>3</sup>/dia).  
Fonte: MME e ANP (2016).

Os segmentos termelétrico e industrial são os maiores consumidores de gás natural no Brasil, respondendo por 47% e 44% da demanda em 2015, respectivamente. Abaixo apresentado a Figura 2.9 com a participação dos segmentos no consumo de gás natural.

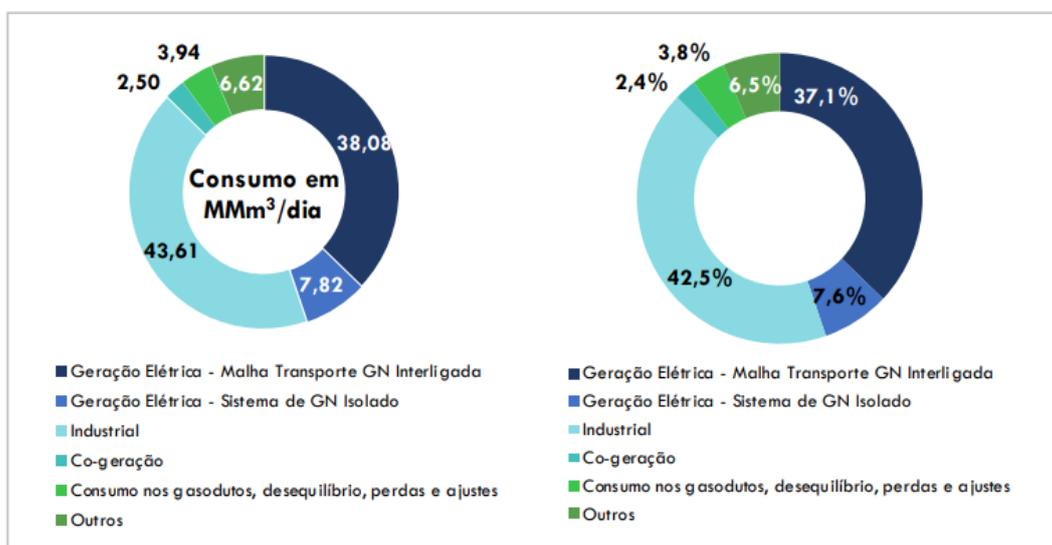


Figura 2.9 - Participação dos segmentos no consumo de gás natural em 2015 (em MM m<sup>3</sup>/dia).  
Fonte: MME e ABEGAS (2016).

O mercado brasileiro de gás natural está dividido em duas esferas de controle: federal e estadual, por força da Constituição Federal que garante o monopólio da distribuição de gás canalizado aos estados. Na esfera federal, o ente regulador é a Agência Nacional, do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), que regulamenta e fiscaliza

a atuação dos agentes nos segmentos de produção, importação, transporte, tratamento, armazenagem e comercialização. Por sua vez, cada estado possui uma agência estadual reguladora, que regulamenta e fiscaliza a atuação dos agentes no segmento de distribuição, que contempla também a venda de gás aos consumidores finais, conforme demonstrado na Figura 2.10 abaixo:

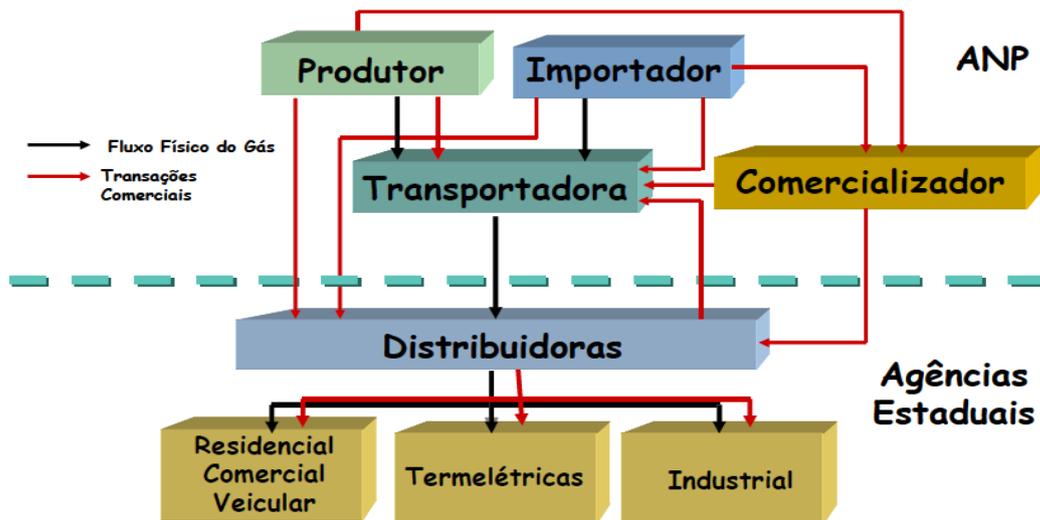


Figura 2.10 - Estrutura da indústria de gás natural no Brasil.  
Fonte: PETROBRAS (2007).

A indústria do gás natural é uma indústria de rede, com algumas características de monopólio natural e elevados custos fixos que necessitam de remuneração adequada, observando aspectos econômicos da indústria de gás natural, torna-se incongruente utilizar um modelo de geração de energia elétrica que deve, ao menos teoricamente, possuir custos fixos mais reduzidos e compatíveis com os custos variáveis mais elevados. Essa deve ser a característica básica do modelo de geração complementar, que se encaixa melhor com usinas termelétricas que tenham flexibilidade no suprimento de combustível, que representa a maior parcela dos custos variáveis, como é o caso das usinas termelétricas movidas a diesel e a óleo combustível (PETROBRAS, 2007).

### 2.5.3 - Avaliação da flexibilidade do mercado brasileiro de gás natural

O modelo atual privilegia o suprimento de combustível com características mais similares as características de *commodities*. Desta forma, um suprimento de gás natural com alto custo fixo, decorrente de cláusulas do tipo *take or pay* e *ship or pay*, não seria

adequado a tal modelo, devendo ser avaliadas formas de prover maior flexibilidade a tal suprimento, visando reduzir o custo fixo. Fazendo uma análise da disponibilidade dos mecanismos de flexibilização no mercado brasileiro de gás natural, pode ser verificada a sua capacidade de prover a flexibilidade requerida pelo Setor Elétrico Brasileiro (DEMORI, 2008).

É importante destacar alguns aspectos importantes relacionados as características da oferta de gás natural adicional. A localização dos campos é quase toda em águas profundas e ultra profundas, bem como em novas regiões de produção, onde precisará ser desenvolvida toda infraestrutura para produção, escoamento e tratamento do gás natural. Assim, há expectativa da aplicação de vultuosos investimentos, acarretando custo de produção crescentes. Além disso, grande parte desses campos tem mostrado uma expectativa de alta produção de LGN (líquidos de gás natural), e condensado, como é o caso do campo de Tupi (PETROBRAS, 2007), levando os custos de produção de gás natural a serem sensivelmente impactados pela produção (ou não) desses líquidos. Como tais aspectos, a modulação da produção de gás com percentuais elevados, ou seja, com alto grau de ociosidade, pode acarretar custo de produção pouco competitivo (DEMORI, 2008).

## 2.6 - PANORAMA DO MERCADO DE GÁS NATURAL NO AMAZONAS

### 2.6.1 - O Gás Natural no Estado do Amazonas

O estado do Amazonas é o terceiro maior produtor e detém a segunda maior reserva em terra explorável de gás natural do país (ANP, 2017), inferior apenas às reservas de gás da Bacia de Campos (RJ), conforme apresentado na Figura 2.5 citada acima. O potencial de reservas de gás natural da Bacia do Solimões, estimado em 130 bilhões de metros cúbicos, é suficiente para atender, no mínimo, por 30 anos toda a região, isto sem considerar o esforço exploratório adicional que advém da abertura do mercado, tornando possível vislumbrar outras possíveis descobertas de gás natural, oriundas, por exemplo, dos estudos que estão sendo desenvolvidos, pela PETROBRAS, em outros municípios do estado do Amazonas.

Conforme apresentado na Figura 2.11, a produção total de gás natural no Brasil destacando-se Rio de Janeiro, São Paulo e Amazonas. Observa-se no Estado do

Amazonas também um baixo consumo de próprio e ainda 49% do gás produzido foi reinjetado (ANP, 2020).

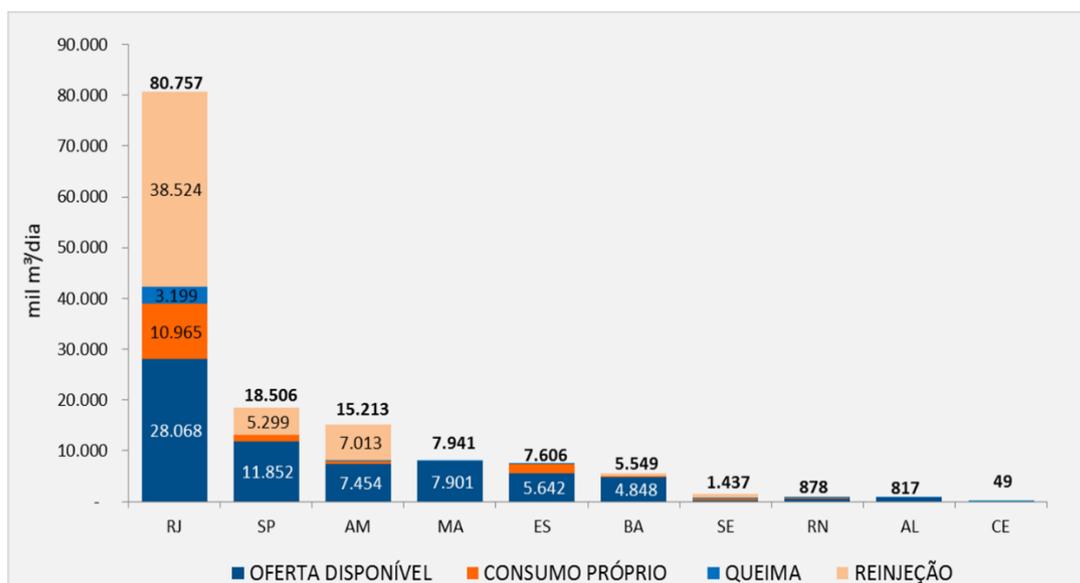


Figura 2.11 - Produção total de gás natural no Brasil – Jan/2020.  
Fonte: ANP (2020).

As reservas nacionais, encontradas em sua maior parte na forma associada, embora pulverizadas por campos localizados em várias regiões do território brasileiro, apresentam, em termos do potencial destes campos, um perfil bastante concentrado, com destaque absoluto para o estado do Rio de Janeiro que detém 62% destas, seguido dos estados do Amazonas, Espírito Santo e São Paulo e, com respectivamente 11%, 9% e 8% (ANP, 2018).

De todo o gás natural que compõe as reservas do país, 14% estão localizados em terra, principalmente no campo de Urucu (AM) e em campos produtores no estado da Bahia, enquanto que os 86% restantes estão localizados no mar. Acrescente-se que o maior volume das reservas se encontra localizado na Bacia de Campos (RJ), com 230.675 bilhões de m<sup>3</sup>, que representa 62% de todas as reservas deste energético no Brasil (ANP, 2018).

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

No Amazonas, a empresa PETROBRAS explora e produz petróleo e gás natural na Bacia do Solimões, na província do Rio Urucu, no município de Coari (AM), distante 661 km da de Manaus. Até o primeiro semestre de 2010, um grande volume de gás natural era reinjetado nos poços de Urucu, e somente o petróleo e o gás de cozinha eram escoados do terminal de Urucu, através de dois dutos, com 280 km de extensão, cada um, até o terminal Solimões, em Coari, na margem direita do Rio Solimões, onde eram embarcados em navios petroleiros e transportados para a Refinaria de Manaus, devido à inexistência de um gasoduto que pudesse transportar toda a produção desse gás natural do campo Coari até Manaus (KUWAHARA, 2017).

Considerado um dos grandes projetos de infraestrutura do país, o gasoduto Coari-Manaus, no estado do Amazonas, estabelece as bases definitivas para o aproveitamento dos recursos de gás natural da região amazônica. A partir da conclusão desse projeto, ocorrida no segundo semestre do ano de 2010, e a utilização desse energético para a geração de energia elétrica, iniciando no segundo semestre de 2011, houve uma redução prevista da ordem de 5.000 metros cúbicos por dia da necessidade de combustíveis líquidos derivados de petróleo para a geração de energia elétrica somente na cidade de Manaus, proporcionando vantagens econômicas e ambientais imediatas para toda a sociedade brasileira, que subsidia, através da conta CCC, a diferença equivalente entre os preços do óleo combustível e do gás natural Brasileiro S/A – Petrobrás, Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobrás, Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A – Eletronorte, Manaus Energia S/A e Companhia de Gás do Amazonas – CIGÁS. Essas negociações resultaram na formalização dos contratos de suprimento e fornecimento de gás natural, que viabilizaram o início da construção do Gasoduto Urucu – Manaus, que permitiram a utilização deste energético para geração de energia elétrica no sistema Manaus. Em junho de 2006, foi celebrado o contrato de compra e venda de gás natural entre as empresas CIGÁS e a Manaus Energia (atual Amazonas Distribuidora de Energia), para um período de 20 anos, com vigência a partir do início da operação comercial, que ocorreu em dezembro de 2010. Foi contratado um volume de 5,5 milhões de metros cúbicos diários de gás natural, que será consumido, em grande parte (4,8 milhões de metros cúbicos por dia), por usinas termelétricas à óleo combustível convertidas para operar com gás natural na capital Manaus, 200 mil metros cúbicos por dia para a geração de energia elétrica nos sete municípios localizados ao longo do traçado do gasoduto, e 500 mil metros cúbicos por dia previstos para atendimento ao setor industrial, setor comercial e à frota de veículos que utilizam a gás natural em Manaus (FROTA, 2011).

## 2.6.2 - Demanda potencial na Amazônia

Há mais de 25 anos existem planos para o emprego do gás natural na navegação amazônica, pois sempre foi evidente que as reservas de Urucu eram muito maiores que a capacidade local de consumo do gás. Um relatório interministerial (COMISSÃO MME, 1995) encomendado em 1995, primeiro ano do governo FHC, já apontava o emprego de balsas para transporte de gás natural liquefeito como solução promissora para sistemas elétricos isolados, incluindo, à época, os estados de Amapá, Roraima, Rondônia e Acre. Posteriormente, outro trabalho bastante detalhado apontava as perspectivas de uso de GNL para abastecimento do parque termelétrico de cidades do interior do Amazonas (KUWAHARA, 1999).

O mesmo se aplica ao segmento térmico já atendido por gasodutos: são 5 usinas no interior do Amazonas (Anamã, Anori, Caapiranga, Codajás e Coari), 7 usinas operacionais em Manaus (Manauara, Tambaqui, Jaraqui, Aparecida, Mauá, Cristiano Rocha e Ponta Negra), e uma oitava (Mauá 3), que é a maior de todas, consumindo 2,5 milhões de m<sup>3</sup> de gás para uma potência aproximada de 520 MW. Ainda sem Mauá operando a pleno vapor, essas usinas são responsáveis por 97,5% da demanda atual, porcentagem que deverá subir.

A geração termelétrica em sistemas isolados poderia representar uma demanda adicional interessante por GNL. Embora considerando pontos de demanda que hoje já são atendidos pelo gasoduto de Urucu e por conexões ao Sistema Interligado Nacional (SIN), o trabalho de KUWAHARA (1999) chegou a uma perspectiva de demanda de 2,8 milhões de m<sup>3</sup> de gás por dia. Uma atualização desse estudo poderá apontar volumes consideráveis ainda de demanda por GNL para geração de energia em sistemas isolados, possivelmente acima de 1 milhão de m<sup>3</sup> de gás por dia. Pontos focais seriam os municípios da calha dos rios Madeira, Solimões e Juruá, distantes do linhão de Tucuruí e suas potenciais ampliações, e distantes do gasoduto Urucu-Manaus.

Entretanto, uma mudança está em curso no eixo exportador do noroeste brasileiro que provocará um grande aumento na demanda por diesel (MGO), óleo pesado (HFO) e, potencialmente, por gás natural, no futuro. Há alguns anos tem sido desenvolvido o eixo da rodovia BR-364 em conjunto com o Rio Madeira para transportar granéis. Um dos operadores utiliza comboios fluviais para fazer o trajeto de Porto Velho (RO) até Itacoatiara (AM), enquanto outro operador faz o trajeto de Porto Velho a Santarém (PA). Além de um expressivo aumento de tráfego esperado para essa rota, a nova rota

viabilizada pela rodovia BR-163 (Cuiabá-Santarém) operando em conjunto com o Rio Tapajós está provocando grande aumento na demanda por diesel e óleo pesado em embarcações no Pará, especialmente nas cidades de Itaituba, Santarém e Belém (HENRIQUES, 2019).

Não obstante a sobra de gás na região norte e a demanda em franco crescimento, o gás atualmente encontra-se disponível apenas em Manaus, ponto final do gasoduto de Urucu. Disponibilizar o gás em outras cidades dependeria de análises técnico-econômicas em relação ao sistema logístico de distribuição e abastecimento, pois serão necessários pesados consideráveis investimentos em terminais, estações de compressão (ou liquefação) e embarcações para transportar o gás (liquefeito ou comprimido). Toda essa infraestrutura logística ainda não existe, o que constitui uma séria restrição ao desenvolvimento do gás natural como combustível naval, mas ao mesmo tempo trata-se também de uma oportunidade para o mercado e para a academia (HENRIQUES, 2019).

### **2.6.3 - Oferta de gás natural como combustível na Amazônia**

O Amazonas possui a segunda maior reserva provada brasileira de gás natural, sendo a maior do país *onshore* (em terra): a Bacia de Urucu, conforme demonstra-se na Figura 2.12. Dos 15 milhões de m<sup>3</sup> médios por dia produzidos em 2020, 49% foi reinjetado nos poços devido à sobra de gás no mercado regional (ANP, 2020). De fato, desde a inauguração do gasoduto Urucu-Manaus, em 2009, a sobra de gás natural no Amazonas é aguda e tem até recebido atenção da imprensa local (SEVERIANO, 2015). As projeções futuras, porém, apontam ainda grande folga. A partir de dados da ANP (2017), verifica-se que as reservas provadas no estado estão 50,5 bilhões de m<sup>3</sup>. Mantida a demanda atual por gás natural no Amazonas (5,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia) e sem que haja novas descobertas, as reservas permitirão a produção ainda por 25 anos. Esse cenário ainda se mostra conservador, uma vez que há reservas ainda em fase de exploração nas Bacias do Solimões e do Amazonas (BRASIL ENERGIA, 2014) e uma vastíssima área não pesquisada, o que pode aumentar substancialmente a oferta de gás natural na região.

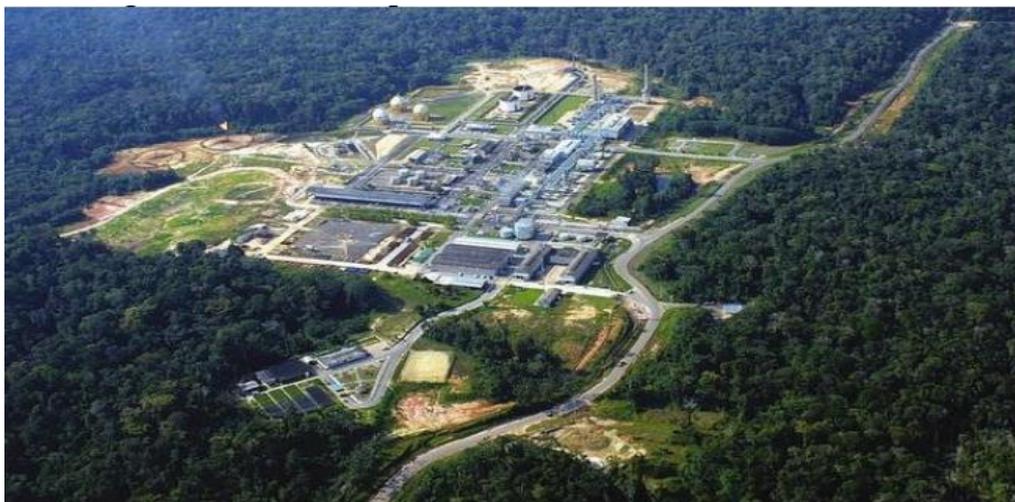


Figura 2.12 - Base de produção da Petrobras em Urucu – AM.  
Fonte: VEJA (2011).

Entretanto, a abundância de gás natural excedente do Amazonas, embora constitua uma oportunidade, ainda está associada a relevantes obstáculos de transporte e distribuição. Hoje, o único mercado relevante atendido é o da cidade de Manaus, onde o gás é consumido principalmente em geração termelétrica, consumo industrial (como matéria-prima ou para geração de energia) e, residualmente, em aplicações comerciais, residenciais e consumo de GNV.

Não há distribuição para os poucos e dispersos centros urbanos do interior do estado, com a exceção dos *citygates* instalados em cinco dos municípios cortados pelo gasoduto Urucu-Manaus: Anamá, Anori, Caapiranga, Codajás e Coari. Nesses municípios, a geração a óleo combustível foi substituída por gás natural, gerando ganhos ambientais e econômicos.

Não há tampouco distribuição para outras capitais da região norte que poderiam demandar o gás, como Porto Velho (RO), Boa Vista (RR) e Belém (PA). Um eventual sistema de distribuição de GNL para essas capitais poderia ser aproveitado para outros usos, adicionalmente ao abastecimento de embarcações. Esse sistema ainda precisaria ser mais bem estudado e dimensionado, não sendo essa análise parte do escopo deste trabalho. Será considerada apenas como premissa a existência de uma planta de liquefação em Manaus de capacidade tal que atenda à demanda projetada pelo consumo das embarcações.

A produção de Urucu não é, porém, a única fonte possível de gás natural na Região Norte. Outras fontes em diferentes fases de maturidade são descritas a seguir conforme apresentado na Figura 2.13.

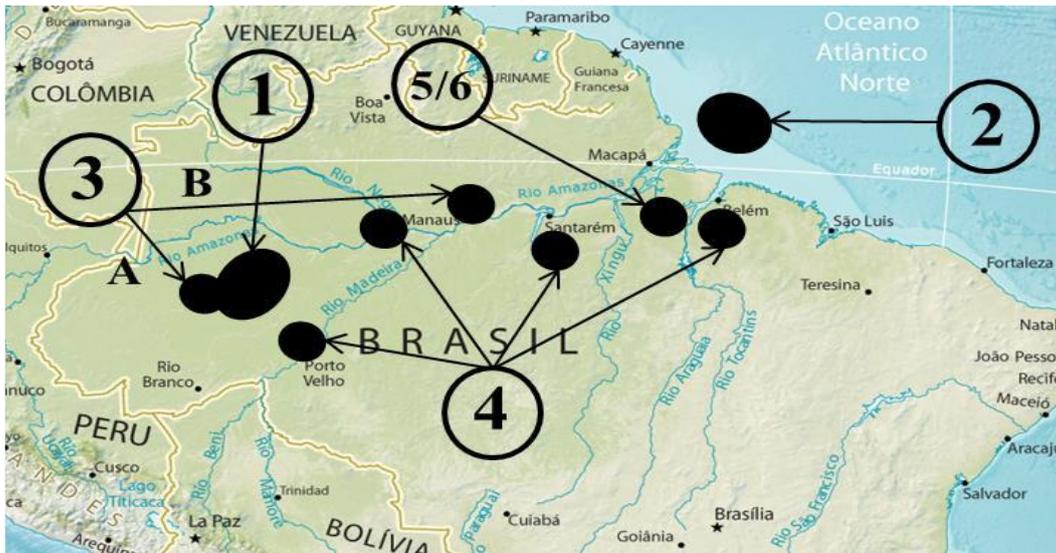


Figura 2.13 - Pontos de potencial oferta de gás natural da Amazônia.  
 Fonte: VEJA (2011).

1. Os campos de gás natural no Baixo Juruá descobertos pela então HRT Óleo e Gás (atual PetroRio), posteriormente vendidos à Rosneft, companhia petroleira russa, conforme apresentado Figura 2.13, 1. Tais campos, embora encerrem reservas provadas relevantes, estão localizados em áreas distantes dos centros consumidores. As companhias citadas realizaram extensos estudos de viabilidade nos últimos anos, com o objetivo de monetizar as descobertas, chegando às seguintes alternativas: *Gas to Liquids* (GTL); geração de energia “na cabeça do poço” e posterior transmissão em alta tensão até Manaus (*Gas to Wire, GTW*), com interligação ao SIN (Sistema Interligado Nacional); liquefação “na cabeça do poço” e posterior transporte do GNL por balsas de calado raso pelos rios Juruá e Solimões; transporte por gasoduto até o rio Solimões, com posterior liquefação e transporte do GNL; construção de novo gasoduto até Manaus; e construção de trecho de gasoduto até o gasoduto Urucu-Manaus, com seu uso compartilhado em seguida. Os estudos até aqui não foram capazes de justificar uma operação comercial lucrativa, embora a Rosneft tenha divulgado preferência pelo GNL em 2015 (PAMPLONA, 2015) e pelo GTW em 2016 (CARVALHO, 2017). A principal dificuldade dos sistemas GTW é a obrigatoriedade de remuneração à concessionária distribuidora de gás, mesmo sem que haja contrapartidas proporcionais (MACIEL, 2017). O projeto do Juruá é ainda mais complexo, pois as linhas de transmissão precisariam vencer 790 km até Manaus.

2. Os blocos de exploração de alto potencial sísmico na Foz do Amazonas, que se encontram em fase de estudos de impacto ambiental, conforme apresentado na Figura 2.13, 2. O licenciamento ambiental tem sofrido forte oposição do aparato ambientalista nacional e internacional (PACHECO, 2017). A emissão da Licença de Instalação pelo IBAMA permanece incerta, com alta probabilidade de ser negada;
3. Outros blocos de exploração da PETROBRAS em regiões menos acessíveis, como na Bacia do Amazonas. Campo de Azulão, conforme apresentado Figura 2.13, 3b e na Bacia do Solimões Campo de Juruá, conforme apresentado Figura 2.13, 3a. Devido à crise econômica brasileira e à queda do preço do petróleo, a maioria dos blocos com potencial não tiveram progressos relevantes em sua campanha de exploração e foram colocados à venda pela PETROBRAS em 2017. O Campo de Juruá ainda não foi vendido (PETROBRAS, 2017), mas azulão foi comprado pela Eneva em novembro do mesmo ano (PAMPLONA, 2017). A empresa compradora possui projetos de implantar um sistema GTW e ainda planos para GNL para fornecimento numa termelétrica em Boa Vista;
4. Biogás gerado a partir de resíduos agroindustriais (como a vinhaça ou excrementos tratados avícolas e suínos) e urbanos (aterros sanitários). Apesar de serem alternativas interessantes sob a ótica ambiental (BRASIL ENERGIA, 2015-b), ainda não há justificativa econômica ou escala industrial suficiente na região norte para o biogás. As cidades candidatas, conforme apresentado Figura 2.13, 4, seriam justamente as maiores: Porto Velho, Manaus, Santarém e Belém;
5. A potencial disponibilidade de GNL a partir de seu transporte por navios metaneiros projetados para trazer gás importado ou distribuir gás a partir dos hubs nordestinos de Pecém (CE) e Salvador (BA), onde já existem terminais operacionais, conforme apresentado Figura 2.13, 5/6;
6. A potencial disponibilidade de um terminal regaseificador de GNL na região de Barcarena, Pará, conforme apresentado Figura 2.13, 5/6, para atendimento a demandas industriais de refino da bauxita e da alumina, bem como para geração termelétrica. Embora ainda não estejam implementadas, ambas as aplicações se encontram com tratativas avançadas. Um Memorando de Entendimentos já foi assinado entre a Hydro Alunorte e a Shell para a realização de estudos mais aprofundados para a disponibilização de gás natural na refinaria de alumina em Barcarena, nos processos de calcinação e geração de vapor (HYDRO, 2017). O

gás natural seria fornecido pela Shell como GNL a partir de uma FSRU, em Barcarena. Já a geração elétrica está sendo estudada pelas companhias ExxonMobil, Golar LNG e GenPower (DE JESUS, 2016). A potência da UTE projetada faria dela uma das maiores do Brasil, com 1.280 MW instalados (GENPOWER, 2016). O fornecimento também seria via terminal de GNL.

Pode-se considerar esta última fonte como altamente provável de estar disponível nos próximos anos, previsto até em 2022, especialmente se os consórcios envolvidos conseguirem unificar seus estudos na concretização de apenas um terminal FSRU. Por isso, Barcarena poderá no futuro ser também considerada como ponto de oferta de GNL para embarcações, adicionalmente ao gás já disponível em Manaus (AZEVEDO JUNIOR, 2017).

## 2.7 - INTEGRAÇÃO DOS MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA, GÁS NATURAL E GNL

A operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) efetuada pelo ONS tem como procedimento base as definições de despacho das usinas efetuadas semanalmente às sextas-feiras, para início à zero hora (0:00h) de sábado. Desta forma, as usinas termelétricas (UTES) têm pouca antecedência para programar seu suprimento de combustível. No caso do GNL, a única alternativa para responder a uma ordem tão rápida é utilização de volumes em estoque, até a chegada da próxima carga.

É claro que existe uma limitação da capacidade de estocagem, tanto de gás natural, quanto de GNL. O mercado do Amazonas de gás natural não possui sistemas de estocagem, mas com a implantação dos 2 terminais de regaseificação com navios do tipo FSRV, o mercado passará a ter uma estocagem de GNL.

Se uma carga de GNL for programada e o despacho tiver se encerrado, se a necessidade de reposição do estoque for muito inferior ao tamanho da carga, pode restar um volume de GNL que precisará ser descarregado, sem haver demanda prevista para consumi-lo (TUPIASSÚ, 2007).

Outro ponto a ser observado, é relativo à programação das cargas de GNL. Para receber uma carga com aviso de uma semana, ela já deveria estar programada com muita antecedência, caso contrário, as chances comerciais de efetuar um desvio com tal antecedência são extremamente reduzidas. Além disso, haveria uma limitação logística.

No mercado de GNL, a programação das cargas junto aos fornecedores é tradicionalmente feita em periodicidades anuais (*Annual Delivery Program - ADP*). Como existem projetos desenvolvidos de forma distinta, para projetos que possuem anos contratuais de janeiro a dezembro, o ADP é geralmente feito em outubro e novembro, para ser fechado no início de dezembro (do ano anterior ao ano contratual). Para projetos que possuem anos contratuais de outubro a setembro, o ADP é geralmente feito em julho e agosto, para ser fechado no início de setembro. Isto visa, de forma prioritária, garantir a retirada dos volumes de GNL que serão produzidos, tendo um mercado definido e capaz de receber tais volumes. Além disso, é preciso dimensionar e programar a logística dos navios que levarão os volumes produzidos aos mercados definidos.

Esse tipo de programação anual não tem lógica para o suprimento de GNL flexível, uma vez que os volumes terão que ser definidos com total incerteza do despacho. De forma análoga, tem-se que quanto menor a antecedência para a definição do recebimento dessas cargas para atendimento das UTEs, maior é a garantia de que o mercado poderá recebê-las, que é o princípio básico do ADP (PESTANA, 2011).

Os projetos possuem também um mecanismo de atualização do programa, efetuado mensalmente para uma janela móvel de 3 meses (*Rolling 3 Month Program* ou *Ninety Day Schedule*). A função desse mecanismo é fazer um ajuste fino na programação que tem um caráter mais operacional. Entretanto, com o aumento da dinâmica do mercado de GNL, principalmente pelas oportunidades de arbitragem, esse mecanismo tem sido uma ferramenta comercial usada para operacionalizar arranjos de suprimento de curto prazo e redirecionamento de volumes contratados (SOUSA, 2009).

O suprimento de GNL flexível pode então ser baseado na definição do recebimento (ou cancelamento) da carga com um prazo que pode variar geralmente entre 90 e 45 dias antes da entrega. Entretanto, há incidência de custos pelo cancelamento, sendo que eles variam. Em geral, para cancelamentos com menor antecedência, aplica-se o chamado *net proceeds*, que é o custo líquido da revenda da carga de GNL, em relação ao preço contratual acordado originalmente e considerando eventuais ganhos ou perdas decorrentes principalmente de diferenças de frete.

Baseado nesses arranjos, o governo tem procurado desenvolver mecanismos para compatibilizar o recebimento do GNL com o despacho termelétrico. O primeiro mecanismo a ser implementado, por meio das Resoluções ANEEL 237/2006 e 272/2007, foi o Despacho Fora da Ordem de Mérito (DFOM), que seria uma “estocagem de GNL nos reservatórios das usinas hidrelétricas (UHES)”. O DFOM consiste basicamente na

geração “forçada” de uma UTE que não foi despachada (fora da ordem de mérito), gerando um crédito de geração que pode ser usado depois pelo agente quando ele for chamado a despachar (geração *ex-ante*). Um exemplo de aplicação seria operar uma UTE para consumir um volume de GNL que não pôde ser cancelado, usando os créditos posteriormente para atendimento de uma solicitação de despacho com pouca antecedência (uma espécie de swap de gás no tempo) (TUPIASSÚ, 2007).

Os problemas desse mecanismo são o custo financeiro, devido à forma como foi tratado na regulação, onde o agente recebe o PLD no momento em que gera e paga o PLD no momento em que usa os créditos, arcando com os custos de liquidação, além do risco de vertimento (dos créditos) que fica por conta dos agentes. Como consequência se tem a necessidade de precificação do uso do mecanismo pelo agente, diminuindo a competitividade das termelétricas. Uma sugestão de melhoria do mecanismo de despacho fora da ordem de mérito seria a possibilidade de geração *ex-post*, de forma que o agente possa programar a reposição daquela geração com um tempo mínimo de antecedência. O efeito seria idêntico ao da geração *ex-ante*, tendo em vista que o ONS não considera a geração térmica produzida fora da ordem de mérito de custo, bem como o armazenamento adicional dela decorrente, nos modelos de otimização energética.

Outro mecanismo que foi implementado, por meio da Portaria MME 253, de 06 de setembro de 2007 e da Resolução ANEEL 282, de 01 de outubro de 2007, foi o Despacho Antecipado, que cria uma regra de programação de despacho antecipado para as UTEs com suprimento de gás natural via GNL. O objetivo principal é buscar a compatibilização da programação das cargas de GNL para a geração termelétrica, de forma que o ONS passe a efetuar um despacho mensal destas UTEs (pelo mês todo, ao invés de uma semana), definido com 60 dias de antecedência. Isso corresponde a um tempo médio de 75 dias de antecedência para a confirmação de recebimento da carga de GNL. A adoção do Despacho Antecipado pode eliminar o custo de uso do despacho fora da ordem de mérito, mas leva a uma redução na Receita Fixa da usina a GNL (delta “k”), para compensar um possível aumento de custo de operação do sistema, face à flexibilização dos critérios de tomada de decisão do despacho pelo operador do sistema elétrico. Apesar de este custo ser uma espécie de “handicap” para a geração termelétrica a GNL, a sua aplicação se justifica. Além disso, o ONS é o agente com melhor capacidade de gerir o risco a ser mitigado pelo Despacho Antecipado, minimizando o custo para os demais agentes e a sociedade (TUPIASSÚ, 2007).

Um ponto importante que ainda precisa ser resolvido é a aplicação destas regras do Despacho Antecipado às usinas contratadas por quantidade, principalmente àquelas existentes, para melhorar a segurança e a economia do suprimento flexível de energia elétrica. Desta forma, pode-se evitar operar UTEs inflexivelmente por causa de compromissos contratuais de suprimento de gás natural (ToP e SoP), sem qualquer relação com as necessidades do setor elétrico.

Esta questão traz ainda uma reflexão sobre a oportunidade, com a geração termelétrica flexível, de desenvolver as potencialidades da complementaridade entre os mercados de gás natural e de energia elétrica brasileira e o mercado de gás natural do hemisfério norte. Existe uma maior probabilidade de despacho durante o período seco (maio a outubro), que coincide com o período de menor demanda de gás natural no hemisfério norte (DEMORI, 2008).

O problema é que uma “maior probabilidade” não caracteriza efetivamente uma sazonalidade para o mercado brasileiro e, por conseguinte, um perfil complementar. O risco de atraso de chuvas traduzido em uma necessidade de despacho das UTEs durante o período de inverno do hemisfério norte deve ser evitado. O custo dessa geração será bastante elevado, em função da pressão da demanda sobre os preços nesse período, havendo também um maior risco de não atendimento, pelas questões de segurança de suprimento tratadas pelos outros mercados (DEMORI, 2008).

Assim, torna-se mister avaliar formas de implementar essa sazonalidade de forma benéfica ao desenvolvimento dos mercados brasileiros de gás natural e de energia elétrica. Aqui cabem, ao menos, dois pontos para reflexão: o papel das usinas termelétricas na complementação hidrotérmica e o uso adequado dos sinais de preço no processo de tomada de decisão do despacho.

Conforme já observado a geração termelétrica deverá ocupar um espaço cada vez mais relevante na matriz de geração elétrica brasileira e do Amazonas. Não somente como um seguro para a operação das usinas hidrelétricas, mas, principalmente, com uma função de complementação efetiva durante o período seco, tendo em vista a mudança do perfil dos reservatórios das UHEs de caráter plurianual, para um papel mais de regularização da vazão durante o período de chuva. Mesmo com um grande potencial hidrelétrico a ser desenvolvido, as novas usinas devem ser, predominantemente, de barragens a “fio d’água”, totalmente dependentes do regime de aflúncias (DEMORI, 2008).

O preço do gás natural nesses mercados tem forte correlação com o petróleo, de forma que suprimentos de GNL que sejam “compartilhados” com esses mercados,

baseados em um arranjo sazonal, deverão ser indexados a *Brent*. Esse arranjo consiste em se apresentar como o mercado prioritário no período seco (verão do hemisfério norte) e esses mercados (europeu e/ou asiático) tenham prioridade no recebimento das cargas durante o inverno do hemisfério norte (período úmido no Brasil). A questão que decorre dessa abordagem é a necessidade de ter outro indexador de preços sendo considerado para os projetos de geração termelétrica (*Brent* ao invés de HH), o que não está previsto na legislação atual.

Este ponto crítico está relacionado com a falta de uma referência de preço mundial para o mercado de gás natural e de GNL. Isso leva à necessidade de conviver com várias possibilidades de indexação do preço do combustível, especialmente em um ambiente dinâmico de transações de curto prazo, em que a arbitragem de preços tem mudado constantemente. Um exemplo claro disso é a mudança da referência de preços no curto prazo do Henry Hub para o *Brent* (DEMORI, 2008).

Com o crescimento do mercado spot e de curto prazo de GNL, aumentando as oportunidades de arbitragem entre os mercados de gás natural, o Henry Hub vinha se consolidando como a principal referência de preços no curto prazo. Com as restrições no suprimento de gás natural para atendimento da demanda extremamente forte no inverno de 2005-2006, o preço do gás natural no Reino Unido (NBP) disparou, criando uma expectativa de que o HH seria a principal referência durante o verão e o NBP no inverno. No inverno do ano seguinte (2006-2007) as temperaturas bastante amenas mantiveram a demanda em patamares confortáveis, bem como os preços do HH e NBP. Nesse ínterim, o preço do petróleo começou sua disparada, ficando bastante descolado dos preços do gás natural (HH e NBP). Com a parada de uma usina nuclear de 8 GW no Japão em julho de 2007, em decorrência de um forte terremoto, a demanda de GNL do Japão disparou, visando repor essa capacidade de geração. Como os preços de GNL no Japão são indexados à uma cesta de petróleo (JCC) e as principais alternativas de geração eram baseadas em derivados de petróleo, o mercado spot de GNL teve uma reviravolta, influenciando toda a percepção do mercado para indexação dos preços do GNL. Segundo DEMORI e TUPIASSÚ (2007) mostram mais um ponto de atenção que afeta a competitividade da geração termelétrica com suprimento flexível de GNL: a incompatibilidade dos compromissos de fornecimento de GNL (*Deliver or Pay* – DoP) com o nível de penalidades impostas pela regulação do setor elétrico (TUPIASSÚ, 2007).

Com o desequilíbrio entre a oferta de GNL e a demanda potencial a serem atendidos, face ao excesso de capacidade instalada de regaseificação, os supridores de

GNL estão atualmente com uma posição dominante (“mercado do vendedor”). Assim, os fornecedores têm buscado limitar ao máximo sua exposição contratual a penalidades, especialmente àquelas relacionadas às garantias de suprimento. Os contratos têm apresentado penalidades por falha dos compromissos de fornecimento de GNL (DoP) que variam entre 10 e 20% do preço contratual (TUPIASSÚ, 2007).

Em alguns casos, são estabelecidas penalidades diferenciadas para falhas comerciais, quando o fornecedor deixaria propositalmente de cumprir com a entrega de uma carga, por ter encontrado uma oportunidade de revenda comercialmente mais atrativa, capaz de cobrir os custos da penalidade e ainda ter um resultado lucrativo. Esse tipo de atuação é um comportamento deliberadamente impróprio.

Por sua vez, o mercado elétrico brasileiro possui um complexo sistema de apuração de penalidades por falha de geração das termelétricas, notadamente por falta de suprimento de combustível. A regulação pertinente está definida pela Resolução ANEEL 169 de 10 de outubro de 2005, que trata da apuração de indisponibilidades e perda de lastro, pela Resolução ANEEL 231 de 19 de setembro de 2006, que trata da aceleração da perda de lastro e pela Resolução ANEEL 222 de 06 de junho de 2006, que trata da penalidade imediata por falta de combustível. Mesmo sem considerar se as penalidades se acumulam ou não, o que não está claro, o resultado é que no CCEAR (Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado) a penalidade por falha de geração chega ao valor do PLD máximo (da ordem de US\$ 25/MMBtu), contra uma penalidade por falha no suprimento de GNL limitada a valores de 10% a 20% do valor da carga (da ordem de US\$ 2 /MMBtu). Além disso, as UTEs são penalizadas também com a redução da sua Garantia Física (e conseqüentemente o seu lastro), toda vez que ocorre a indisponibilidade de combustível. Esse risco precisa então ser precificado pelo gerador, diminuindo a competitividade da geração termelétrica a GNL (TUPIASSÚ, 2007).

Para diminuir o risco do gerador, TUPIASSÚ (2007) sugere que seja redefinido o tipo de penalidade aplicável, de forma que falhas conjunturais não afetem o lastro, além de permitir a compensação das penalidades com geração *ex-post*, desde que atendendo a restrições de segurança do sistema. Quanto ao valor das penalidades, ele sugere reduzir a penalidade do CCEAR para o valor dos contratos por quantidade (VR ou PMED), além de definir um limite contratual para o montante total de penalidades.

## 2.8 - CUSTOS ENVOLVIDOS NO TRANSPORTE DE GNL E NO TRANSPORTE POR GASODUTO

O gás natural pode ser transportado na forma gasosa ou liquefeita. O transporte na fase gasosa pode ser realizado a alta pressão, comprimido a  $230 \text{ kgf/cm}^2$ , e a temperatura ambiente, através de barcaças ou de caminhões tanques, quando o volume demandado é pequeno e a distância envolvida é relativamente curta. Para grandes volumes e em regime de operação contínua, o ideal é utilizar-se de gasodutos que operam a pressão de  $120 \text{ kgf/cm}^2$ , por ser econômico e confiável (BURANI, *et al.*, 2003).

O transporte do gás na forma liquefeita é atrativo para longa distância, principalmente por mar, pois possibilita o armazenamento deste GNL próximo às áreas de consumo, permitindo assim atender os picos de demanda de uma forma otimizada, evitando desta maneira que a rede de gasoduto seja dimensionada para suportar esta demanda máxima, o que causaria a sua sub utilização na maior parte do tempo. O gás natural liquefeito pode ser transportado através de frotas de navios ou de caminhões adequados. A liquefação do gás natural é obtida através de resfriamento ( $-160^\circ\text{C}$ ), pois para liquefazê-la através de pressurização, deveria ser aplicada uma pressão elevada, o que tornaria o processo custoso e perigoso (BAICO, 2007).

As tecnologias disponíveis para transporte de gás natural são extremamente limitadas e caras, sendo os métodos mais utilizados o GNL (Gás Natural Liquefeito) e o Gasoduto. Contudo, estas tecnologias necessitam de enormes reservas provadas de gás e de alto investimento inicial em infraestrutura, não viabilizando economicamente o desenvolvimento de muitos campos de exploração de gás (associados ou não associados) que não alcançam o tamanho mínimo exigido (BAICO, 2007).

Segundo a ANP (2002) para o cálculo do custo de transporte de GN, passa por três etapas:

- Levantamento do investimento necessário para o desenvolvimento da atividade, custos de operação e manutenção e impostos;
- Definição da remuneração adequada à atividade (taxa de retorno sobre o investimento);
- Estimativa da demanda.

Obtidos esses três parâmetros se calcula o custo de transporte, que deve ser tal que multiplicado pela demanda recupere o investimento remunerado à taxa de retorno considerada justa, mais os custos de operação e manutenção e impostos.

Uma forma de se fazer esse cálculo é construindo um fluxo de caixa onde estejam como saídas de caixa o valor da base de ativos e os novos investimentos, as despesas com operação e manutenção e os valores pagos por impostos; e, como entrada de caixa a receita, que é o produto da tarifa (variável procurada) pela demanda pelo serviço de transporte (MORAIS, 2005).

O investimento total remunerado segundo a taxa de retorno estabelecida deve ter sido recuperado ao final da vida útil da infraestrutura de transporte. Dessa forma pode-se montar esse fluxo de caixa com um número de períodos que correspondam à vida útil da infraestrutura de transporte. Alternativamente, pode-se montar o fluxo de caixa com um número de períodos menor do que a vida útil e considerar um valor residual ao final do fluxo (MORAIS, 2005).

A tarifa é calculada de modo que o valor presente desse fluxo de caixa, descontado pela taxa de retorno definida, seja nulo (a taxa de retorno definida é a taxa interna de retorno do fluxo de caixa). Ou seja, o valor presente da receita total a ser gerada pela venda do serviço de transporte (entradas de caixa), deve ser igual ao valor presente das saídas de caixa. Eq. (2.1).

$$\sum_{i=1}^n \frac{V_i \cdot \text{Custo}}{(1+r)^i} = \sum_{i=1}^n \frac{\text{Inv}_i + C_i - \text{VR}_n}{(1+r)^i} \quad (2.1)$$

Sendo:

$V_i$  = Demanda no ano  $i$ , em mil  $m^3$ .

$\text{Inv}_i$  = Investimento realizado no ano  $i$ , em US\$.

$C_i$  = Custos de operação e manutenção referentes ao ano  $i$ , em US\$.

$\text{VR}_n$  = Valor residual ao final do ano  $n$ , em US\$.

$R$  = Taxa de retorno, em %.

$n$  = Prazo de avaliação, em anos.

Todas as variáveis na equação acima devem ser conhecidas, menos o Custo, que é a variável procurada.

Durante a construção dos projetos os investidores selecionarão os equipamentos que mais se acomodem a suas necessidades e aperfeiçoe seus resultados financeiros, para

efeitos deste estudo definimos equipamentos modulares que permitam atender em forma simples a demanda.

### 2.8.1 - Custos para transporte de GNL

A produção, transporte e regaseificação do GNL são operações que exigem elevados investimentos, além de perdas de 10 a 15% do gás durante o processo, muito mais que um transporte equivalente por gasoduto (perdas entre 1 e 2%). Isto faz com que a escolha do GNL fique restrita aos casos em que gasodutos não são praticáveis tecnicamente (travessias de mares profundos), ou onde as distâncias de transporte tornem os gasodutos antieconômicos. Na atual tecnologia, a partir de 4 mil quilômetros, os custos de um sistema de GNL tornam-se compatíveis com os de transporte em gasodutos. Um projeto de GNL é na realidade uma sequência de atividades que vão desde o reservatório de gás até o usuário final (BURANI, *et al.*, 2003).

Os projetos de GNL são intensivos em capital e têm um ciclo de maturação de 8 a 15 anos, desde o início do período de exploração dos campos de gás até a entrada em operação comercial da planta de liquefação. A implementação de um projeto de GNL pode demandar investimentos da ordem de US\$ 9,5 a 21 bilhões nos diversos segmentos da cadeia de valor, com custo *break-even* de US\$ 6,0 a 17/MMBtu, as quais se somam ainda custos de regaseificação nos mercados importadores, que podem variar de US\$ 0,4 a 1,5/MMBtu dependendo dos volumes regaseificados e configuração dos terminais. Na Tabela 2.5 apresenta uma estimativa de custos e investimentos para projetos de GNL (IEA (2014).

Tabela 2.5 - Custos e Investimentos – Cadeia de valor do GNL.

Cadeia de Valor do GNL	Desenvolvimento de produção	Planta de Liquefação	Transporte	Terminal de Regaseificação
<b>Custo (US\$/MMBTU)</b>	3,0-8,0	3,0 -6,0	0,5-3,0	0,4-1,5
<b>Investimento típico (US\$)</b>	US\$ 3-10 bilhões	US\$ 5-7 bilhões	US\$ 1-2,5 bilhões	US\$ 0,5-1,5 bilhões

Fonte: Adaptado de IEA (2014).

Apesar do crescimento contínuo do comércio internacional, o GNL ainda não é uma commodity comercializada globalmente como o petróleo, e cerca de dois terços da produção é comercializada em contratos de longo prazo de 15 a 25 anos. Os preços são

definidos caso a caso de acordo com negociações bilaterais e são também atrelados às especificidades de preços das regiões consumidoras (PERICO, 2007).

Para estimar o custo de investimento da planta de liquefação, é necessário determinar, previamente, a capacidade desejada da referida planta, sendo que tal capacidade é função do volume de gás natural a ser transportado ( $V$ , mil  $m^3$ /dia). Mais especificamente, a partir desta informação de volume, pode ser calculado a Capacidade da planta de liquefação em toneladas GNL/ano, que corresponde a capacidade desejada da planta de liquefação do projeto em questão, sendo apresentada na Eq. (2.2).

$$CapPL_{proj} = \frac{1000.d.V}{1336} \quad (2.2)$$

Onde  $d$  o número de dias de funcionamento por ano e  $(1/1336)$  o fator de conversão de  $m^3$  de gás natural para toneladas de GNL.

A partir desta estimativa da capacidade da planta desejada, determina-se o seu custo de investimento, na prática, o custo de investimento da planta de liquefação dependem de um grande número de variáveis (tais como: economia de escala, eficiência do processo, qualidade de gás, tecnologia de tratamento do gás e pressão de alimentação do gás). Desta forma, a estimativa do custo de investimento só será possível através de analogia com plantas de tecnologia similar.

O custo operacional da planta de liquefação está dividido em duas partes, quais sejam: i) o custo operacional de energia; e, ii) o custo de operação e manutenção exceto energia, incluindo gastos em pessoal e outros custos, também denominado de “outros custos de O&M”.

Com relação ao custo de energia, pressupõe-se que toda energia consumida pela planta seja gerada a partir do gás natural. Normalmente, está é a configuração adotada, exceto nos casos em que o custo da energia elétrica é menor que gerar a partir do gás natural. Desta forma, para calcular os custos de energia do projeto, utilizou-se o indicador de eficiência de energia primária da planta. Ou seja, a relação entre a quantidade de GNL produzida e a quantidade de gás natural de entrada. Vale ressaltar que esta diferença não se deve apenas ao consumo de energia nos compressores e outros equipamentos, incluindo também as perdas (ALMEIDA *et al.*, 2000).

A metodologia considerada assume que o projeto arca com os custos de investimento nos sistemas de armazenamento de GNL no mercado final. O custo de operação destes

tanques ficará, todavia, a cargo dos compradores do GNL. A base de cálculo estimada do custo do sistema de transporte para o GNL pode ser encontrada na Tabela 2.6.

Tabela 2.6 - Cálculo do custo do sistema de transporte para o GNL.

Item			GNL		
Demanda	$V$	[mil·m <sup>3</sup> /dia]	100		
Distância percorrida	$L$	[km]	100	200	400
Custo de Investimento	$CI_{trans}$	[MM/US\$]	6,8	10,4	18,2
Custo de O&M	$CO_{tras}$	[MM/US\$]	1,5	2,9	5,6
VPL das Saídas de Caixa		[MM/US\$]	16,8	29,4	55,6
Demanda de Capacidade	$V$	[mil·m <sup>3</sup> /ano]	36.000		
VPL Demanda de Capacidade		[mil·m <sup>3</sup> /ano]	187.78		
Vida útil do Sistema de Transporte	$n$	[anos]	10		
Custo do Sistema de Transporte	$Custo$	[US\$/mil m <sup>3</sup> ]	70,6	123,3	233,2
		[US\$/MMBTU]	1,91	3,34	6,32

Fonte: ANP (2002).

Fazendo um fluxo de caixa onde estejam como saídas de caixa o valor da base de ativos e os novos investimentos, as despesas com operação e manutenção; e, como entrada de caixa a receita, que é o produto do custo (variável procurada) pela demanda pelo serviço de transporte (ANP, 2002).

Uma das vantagens da implementação do GNL é a redução dos custos de produção, elevação da demanda, previsão de preços elevados para o GN, o que garante, neste caso, o retorno do investimento. Por outro lado, uma das desvantagens da tecnologia do GNL está o alto investimento, pois cerca da metade do capital total é direcionado para a construção da planta de liquefação (compressores, sistema de refrigeração a base de trocadores de calor e gases refrigerantes) e tratamento prévio para a retirada de impurezas do GN para possibilitar a liquefação (CORDEIRO, 2005). No Brasil, o desenvolvimento dessa tecnologia visa facilitar o transporte do GN: para pequenos centros consumidores, onde a construção de gasodutos torna-se inviável pela baixa demanda e para exportação de GNL.

## 2.8.2 - Custos para construção de um gasoduto

O transporte do GN por gasoduto é o meio mais conveniente para realizar o abastecimento ininterrupto de gás natural através da distribuição aos consumidores finais. Os custos totais de um gasoduto são divididos em: custos fixos, que são os custos iniciais de implantação do gasoduto e custos de operação, que correspondem as perdas na movimentação do gás, sendo estas perdas por fricção no escoamento do gás e perdas na compressão, além de perdas eventuais com vazamentos (RECHELO, 2005).

Para calcular o investimento e os custos de operação & manutenção de um gasoduto em função do comprimento e a vazão, primeiro se requer conhecer as características (dimensionamento) do gasoduto (ANP, 2002).

O diâmetro interno do gasoduto é dado pela correlação de Weymouth, que é o mais recomendado na literatura por fornecer valores conservadores quando comparada com outras correlações. O qual se usa para cálculos de fluxo compressível em tubulações de gás e alta pressão, é dada por Eq. (2.3).

$$Q = 0.00261 \cdot \Phi^{2.667} \left[ \frac{(P_1^2 - P_2^2) \cdot 288}{\gamma \cdot L \cdot T} \right]^{1/2} \quad (2.3)$$

Sendo:

Q = Vazão de desenho; em m<sup>3</sup>/h, é a vazão de gás à ser transportado pelo duto;

Φ = Diâmetro interno; em mm, é o diâmetro interno do duto;

p<sub>1</sub> = Pressão inicial ou de desenho; em kg/cm<sup>2</sup>, é a pressão do gás no ponto inicial do duto, e a que se usa para desenhar o mesmo;

p<sub>2</sub> = Pressão final; em kg/cm<sup>2</sup>, é a pressão do gás no ponto final do ducto;

γ = Gravidade específica; é a gravidade específica do gás natural;

L = Comprimento; em km, representa o comprimento do duto;

T = Temperatura do fluido a transportar, em K, em nosso caso gás natural.

Cabe indicar que o fator de rugosidade (f), para o caso de tubulações de aço, já está incluído nos coeficientes da fórmula anterior.

A escolha do material para a tubulações do gasoduto se faz em função aos materiais recomendados pela norma ANSI/ASME B 31.8. É importante aclarar que a temperatura de operação deverá estar compreendida entre os -30 °C e 120°C, dado que, nesta categoria, as propriedades de resistência do material não sofrerão alterações

consideráveis. Estas tubulações vêm em barras de 12 metros, e com uma junta para soldadura preparada em fábrica. O cálculo da espessura se realizou em base às recomendações dadas pelo código ANSI/ASME B 31.8, que indica que quando  $D/t_n > 20$  (D, diâmetro nominal e  $t_n$  espessura nominal da parede) as tubulações se consideram como cilindros de parede fina. A espessura do gasoduto pode ser calculada pela Eq. (2.4).

$$t = M. \left( \frac{P \cdot D}{2 \cdot S} + C \right) \quad (2.4)$$

Sendo:

t = Espessura do duto, em polegadas.

P = Pressão interna de serviço do gasoduto, em psig.

D = Diâmetro externo do duto, em polegadas.

S = Máxima tensão permissível do material, em psi. Baseada em sua temperatura de operação.

M = Tolerância de manufatura; para dutos de aço: 1,125.

C = Tolerância à corrosão recomendada para o material do duto.

Cabe recordar que a espessura da parede é diretamente proporcional à pressão de trabalho, se esta pressão desce a espessura também se reduz e vice-versa. Com base nessas dimensões, pode-se calcular a massa do gasoduto e, conhecendo-se o preço específico do aço, pode-se estimar o preço do gasoduto considerado. No entanto, neste dimensionamento não considera as estações de compressão, os equipamentos e acessórios (válvula de bloqueio e estação de medição), a proteção catódica e o revestimento interno e externo (ANP, 2002). Com a equação Weymouth se pode calcular a vazão para os diâmetros nominais de gasoduto normalmente usados. Com os dados de entrada mostrados na Tabela 2.7, pode-se obter a capacidade em MPCED que pode ser encontrada na Tabela 2.8 em função do diâmetro nominal em polegadas e o comprimento em km.

Tabela 2.7 - Dados de entrada do gasoduto.

<b>Pressão inicial</b>	39,23	[bar]
<b>Pressão final</b>	19,61	[bar]
<b>Temperatura</b>	20	[°C]
<b>Grav. Esp. Do gás</b>	0,6	[-]

Fonte: ANP (2002).

Tabela 2.8 - Capacidade dos gasodutos – MPCED.

L [km]	Diâmetros nominais [in]										
	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
1	4	23,6	70,9	147,3	270,2	437,1	569,1	828,2	1150	1497	1900
5	1,79	10,5	31,7	65,9	120,9	195,5	254,5	370,4	514,4	669,4	849,6
10	1,27	7,45	22,4	46,6	85,5	138,2	180	261,9	363,7	473,4	600,7
15	1,03	6,09	18,3	38	69,8	112,9	147	213,8	297	386,5	490,5
20	0,9	5,27	15,9	32,9	60,4	97,7	127,3	185,2	257,2	334,7	424,8
25	0,8	4,71	14,2	29,5	54	87,4	113,8	165,6	230,1	299,4	379,9
30	0,73	4,3	12,9	26,9	49,3	79,8	103,9	151,2	210	273,3	346,8
35	0,68	3,98	12	24,9	45,7	73,9	96,2	140	194,4	253	321,1
40	0,63	3,73	11,2	23,3	42,7	69,1	90	131	181,9	236,7	300,4
45	0,6	3,51	10,6	22	40,3	65,2	84,8	123,5	171,5	223,1	283,2
50	0,57	3,33	10	20,8	38,2	61,8	80,5	117,1	162,7	211,7	268,7
55	0,54	3,18	9,6	19,9	36,4	58,9	76,7	111,7	155,1	201,8	256,1
60	0,52	3,04	9,2	19	34,9	56,4	73,5	106,9	148,5	193,3	245,2
65	0,5	2,92	8,8	18,3	33,5	54,2	70,6	102,7	142,7	185,7	235,6
70	0,48	2,82	8,5	17,6	32,3	52,2	68	99	137,5	178,9	227,1
75	0,46	2,72	8,2	17	31,2	50,5	65,7	95,6	132,8	172,8	219,4
80	0,45	2,64	7,9	16,5	30,2	48,9	63,6	92,6	128,6	167,4	212,4
85	0,43	2,56	7,7	16	29,3	47,4	61,7	89,8	124,8	162,4	206
90	0,42	2,48	7,5	15,5	28,5	46,1	60	87,3	121,2	157,8	200,2
95	0,41	2,42	7,3	15,1	27,7	44,8	58,4	85	118	153,6	194,9
100	0,4	2,36	7,1	14,7	27	43,7	56,9	82,8	115	149,7	190
120	0,37	2,15	6,5	13,4	24,7	39,9	52	75,6	105	136,6	173,4
140	0,34	1,99	6	12,5	22,8	36,9	48,1	70	97,2	126,5	160,5
160	0,32	1,86	5,6	11,6	21,4	34,6	45	65,5	90,9	118,3	150,2
180	0,3	1,76	5,3	11	20,1	32,6	42,4	61,7	85,7	111,6	141,6
200	0,28	1,67	5	10,4	19,1	30,9	40,2	58,6	81,3	105,8	134,3
220	0,27	1,59	4,8	9,9	18,2	29,5	38,4	55,8	77,6	100,9	128,1
240	0,26	1,52	4,6	9,5	17,4	28,2	36,7	53,5	74,3	96,6	122,6
260	0,25	1,46	4,4	9,1	16,8	27,1	35,3	51,4	71,3	92,8	117,8
280	0,24	1,41	4,2	8,8	16,2	26,1	34	49,5	68,7	89,5	113,5
300	0,23	1,36	4,1	8,5	15,6	25,2	32,9	47,8	66,4	86,4	109,7
320	0,22	1,32	4	8,2	15,1	24,4	31,8	46,3	64,3	83,7	106,2
340	0,22	1,28	3,8	8	14,7	23,7	30,9	44,9	62,4	81,2	103
360	0,21	1,24	3,7	7,8	14,2	23	30	43,7	60,6	78,9	100,1
380	0,21	1,21	3,6	7,6	13,9	22,4	29,2	42,5	59	76,8	97,5
400	0,2	1,18	3,5	7,4	13,5	21,9	28,5	41,4	57,5	74,8	95
420	0,2	1,15	3,5	7,2	13,2	21,3	27,8	40,4	56,1	73	92,7
440	0,19	1,12	3,4	7	12,9	20,8	27,1	39,5	54,8	71,4	90,6
460	0,19	1,1	3,3	6,9	12,6	20,4	26,5	38,6	53,6	69,8	88,6
480	0,18	1,08	3,2	6,7	12,3	19,9	26	37,8	52,5	68,3	86,7
500	0,18	1,05	3,2	6,6	12,1	19,5	25,5	37	51,4	66,9	85
550	0,17	1,01	3	6,3	11,5	18,6	24,3	35,3	49	63,8	81

600	0,16	0,96	2,9	6	11	17,8	23,2	33,8	47	61,1	77,6
650	0,16	0,92	2,8	5,8	10,6	17,1	22,3	32,5	45,1	58,7	74,5
700	0,15	0,89	2,7	5,6	10,2	16,5	21,5	31,3	43,5	56,6	71,8
750	0,15	0,86	2,6	5,4	9,9	16	20,8	30,2	42	54,7	69,4
800	0,14	0,83	2,5	5,2	9,6	15,5	20,1	29,3	40,7	52,9	67,2
850	0,14	0,81	2,4	5,1	9,3	15	19,5	28,4	39,5	51,3	65,2
900	0,13	0,79	2,4	4,9	9	14,6	19	27,6	38,3	49,9	63,3
950	0,13	0,76	2,3	4,8	8,8	14,2	18,5	26,9	37,3	48,6	61,6
1000	0,13	0,75	2,2	4,7	8,5	13,8	18	26,2	36,4	47,3	60,1

Fonte: ANP (2002).

Se o mercado tiver uma demanda nas horas pico da máxima capacidade de transporte dos gasodutos, deve ser necessário ajustar a capacidade. Uma boa aproximação para efeitos deste estudo é considerar que a capacidade média é 50% da capacidade calculada.

Conforme apresentado na Figura 2.14, observa-se a capacidade corrigida dos gasodutos e o diâmetro requerido do gasoduto para atender uma demanda determinada, segundo o comprimento do mesmo pode ser encontrada na Tabela 2.9

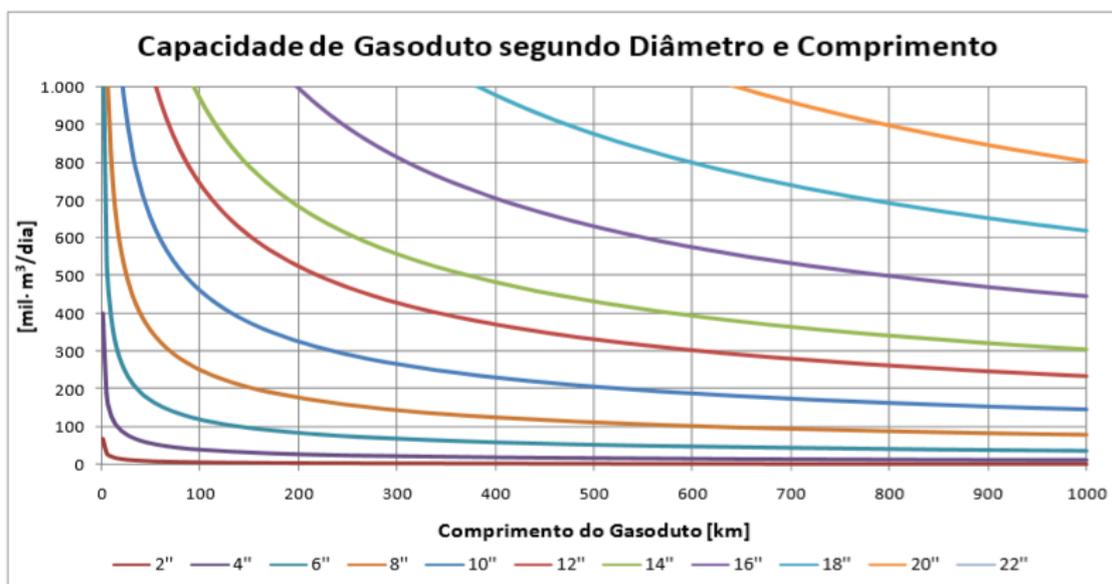


Figura 2.14 - Capacidade de gasoduto segundo diâmetro e comprimento.

Fonte: ANP (2002).

Tabela 2.9 - Diâmetro nominal de um gasoduto segundo o comprimento e a capacidade.

<b>L</b>	<b>Capacidade [mil·m<sup>3</sup>/dia]</b>																	
	<b>[km]</b>	5	10	50	100	140	200	260	300	360	400	460	500	600	700	800	900	1000
5	2	2	3	4	4	6	6	6	6	6	8	8	8	8	8	8	8	10
10	2	2	3	4	6	6	6	6	8	8	8	8	8	10	10	10	10	10
50	2	3	6	6	6	8	8	10	10	10	10	10	12	12	12	14	14	14
100	2	3	6	6	8	8	10	10	10	12	12	12	12	14	14	16	16	16
200	3	3	6	8	8	10	10	12	12	12	14	14	16	16	16	18	18	18
300	3	4	6	8	10	10	12	12	14	14	14	16	16	18	18	18	20	20
400	3	4	6	8	10	12	12	12	14	14	16	16	18	18	18	20	20	20
500	3	4	8	10	10	12	12	14	14	16	16	16	18	18	20	20	22	22
600	3	4	8	10	10	12	14	14	16	16	16	18	18	20	20	22	22	22
700	3	4	8	10	10	12	14	14	16	16	18	18	18	20	20	22	22	22
800	3	4	8	10	12	12	14	16	16	16	18	18	20	20	22	22	24	24
900	3	4	8	10	12	12	14	16	16	18	18	18	20	20	22	24	24	24
1000	3	4	8	10	12	14	16	16	16	18	18	18	20	22	22	24	24	24

Fonte: ANP (2002).

Custo de Investimento do gasoduto, em US\$, que é calculado pela multiplicação do custo unitário de construção de um gasoduto (US\$/km·in) pôr o diâmetro e comprimento do gasoduto. Para identificação do custo unitário de construção de um gasoduto em função do comprimento e diâmetro (CU f (L,D)), pode ser encontrado na Tabela 2.10.

Tabela 2.10 - Custo unitário de construção de um gasoduto.

<b>Item</b>	<b>Diâmetro nominal [in]</b>										
$\Phi$	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
$C_u$ $f(L,D)$	29	24,4	22,8	22	21,5	20,6	20,05	19,6	19,16	18,8	18,48

Fonte: ANP (2002).

Custo de Operação & Manutenção, em US\$/ano, foi estimado em 5% do custo de investimento do gasoduto, definido pela Eq. (2.5).

$$CO_{Duto} = 5\% \cdot CI_{duto} \quad (2.5)$$

Para o cálculo do Custo de transporte do gasoduto, onde exemplifica a forma de cálculo descrita para diferentes valores de distância e demanda, pode ser encontrado na Tabela 2.11.

Tabela 2.11 - Custo de transporte do gasoduto.

Cálculo do Custo do Transporte do Gasoduto						
Demanda	$V$ [mil m <sup>3</sup> /dia]	100			400	1.000
Comprimento do gasoduto: $L$ [km]		100	400	1.000	100	
Diâmetro do gasoduto: $D f(L, V)$ [in]		6,0	14	22,0	10,0	16,0
Custo unitário de construção: $Cu f(L, D)$ [US\$/m·in]		22,8	20	18,5	21,5	19,6
Custo de Investimento $CI_{duto}$ [MMUS\$]		13,7	112,3	406,6	21,5	31,3
Custo de O&M $CO_{duto}$ [MMUS\$]		0,7	5,6	20,3	1,1	1,6
VPL das Saídas de Caixa [MMUS\$]		18,2	149,5	541,3	28,6	41,7
Demanda de Capacidade $V$ [mil·m <sup>3</sup> /ano]		36.000			144.00	360.000
VPL Demanda de Capacidade [mil·m <sup>3</sup> /ano]		238.433			953.731	2.384.327
Vida útil $n$ [anos]		20				
Taxa de desconto $r$ [%]		14%				
Custo de transporte $Custo$ [US\$/mil·m <sup>3</sup> ]		76,3	626,8	2.270	120,0	174,8
[US\$/MMBTU]		2,07	16,98	61,51	3,25	4,74

Fonte: ANP (2002).

O gás natural é transportado para o mercado por gasodutos, sendo apto a deslocar grandes volumes de fluido. A operação via pipeline é simples e segura, envolvendo um pequeno número de conexões, o que reduz o risco de acidentes. Além disso, esse sistema é utilizado em muitos países com excelentes resultados. Todavia, esta opção necessita de alto custo de capital e de grandes reservas comprovadas e exploradas. Pode ocorrer na área *offshore*, muitos problemas operacionais em gasodutos (e oleodutos), tais como: gás condensado e formação de hidratos, estes últimos podem levar a obstrução do duto e bloqueio do fluxo de gás. Para contornar estes problemas causados pelos hidratos na operação de gasodutos, é utilizado um inibidor de hidrato, que além de ser excessivamente caro exige uma grande capacidade de armazenamento (PETROBRAS, 2007).

## CAPÍTULO 3

### MATERIAIS E MÉTODOS

#### 3.1 - METODOLOGIA EXPERIMENTAL

Após definição dos objetivos e levantamento bibliográfico, realizou-se uma pesquisa exploratória por ser considerada adequada as características do trabalho.

A pesquisa exploratória é utilizada quando se procura um entendimento sobre a natureza geral do problema, as possíveis hipóteses alternativas e as variáveis relevantes que necessitam ser consideradas. Este tipo de pesquisa contribui para aumentar o conhecimento do problema de pesquisa, definir o foco e as prioridades do estudo e visa compreender comportamentos e atitudes dos consumidores explorando as possíveis relações entre consumidores e entidades ou empresas. Serve para levantar hipóteses e descobrir características desconhecidas sobre temas sobre os quais não existe conhecimento ou domínio (CORREA *et al.*, 2009). “A pesquisa exploratória procura desenvolver, esclarecer e modificar conceitos e ideias, tendo em vista a formulação de problemas mais precisos para estudos posteriores” (GIL, 2009).

Nesta etapa de pesquisa exploratória buscou-se aumentar o conhecimento sobre o tema em estudo através de análise documental. Devido a existência de poucos dados disponíveis, é necessário aprofundar e apurar idéias, de modo a fornecer informações para uma investigação mais precisa.

Para atendimento do primeiro objetivo foi realizado um levantamento bibliográfico sobre o mercado de gás natural no Brasil e no Amazonas. A partir deste levantamento foi possível atender o segundo objetivo, foi realizada análise das contribuições do modal de transporte do GNL para matriz energética do Amazonas.

A fim de complementar o levantamento e atender o terceiro objetivo, foi realizado uma comparação do custo de implantação de transporte de gás natural liquefeito (GNL) e o transporte por gasoduto, a partir de estudos principalmente da ANP e PETROBRAS.

Com o resultado obtido foi identificado os aspectos fundamentais para estruturação de um arranjo de fornecimento de GNL flexível e assim visando verificar a viabilidade de um modelo alternativo para melhor aproveitamento da capacidade de geração elétrica instalada no Amazonas.

## CAPÍTULO 4

### RESULTADOS E DISCUSSÃO

Para fornecimento de GNL flexível para atendimento a geração termelétrica, SANTOS (2007) ilustra bem a multidisciplinaridade do desenvolvimento do projeto de importação de GNL para o Brasil, conforme demonstrado na Figura 4.1. Neste mosaico, a integração dos mercados de gás natural e de eletricidade representa apenas uma das peças deste complexo quebra-cabeça, formando interfaces com outras importantes questões de caráter técnico, operacional, político, regulatório, econômico, entres outros, com o objetivo de conquistar uma posição no jogo da indústria de GNL.

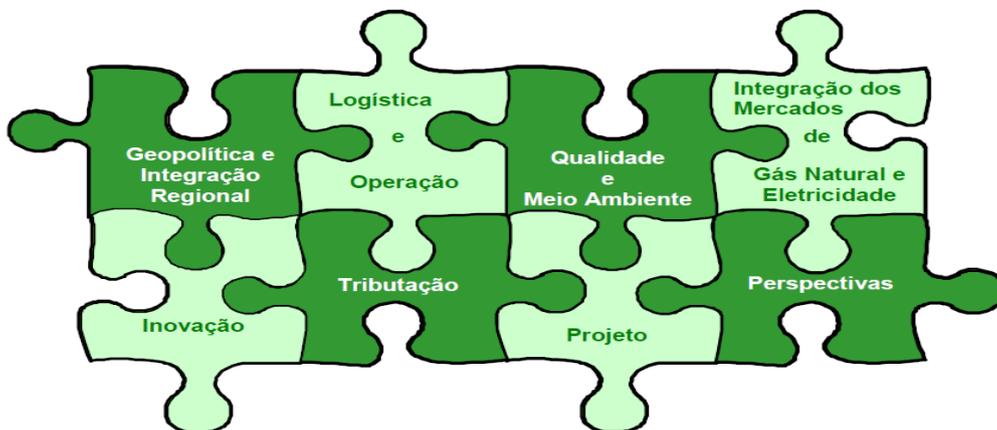


Figura 4.1 - Multidisciplinariedade do projeto GNL.

Fonte: SANTOS (2007).

As principais etapas na cadeia de GNL são importação, regaseificação, transporte e distribuição até o consumidor.

A outorga de autorização de importação é de alçada do Ministério de Minas e Energia (MME), mas a importação está sujeita à liberação e ao acompanhamento da ANP que dá entrada na carga junto ao Siscomex (Sistema Integrado de Comércio Exterior), acompanhando o processo até sua liberação junto às instituições fiscais.

A emissão de autorizações de construção e operação do terminal de regaseificação, bem como o acompanhamento da operação, também é realizada pela ANP. Ainda em esfera federal, cabe à ANP a regulação do transporte de gás natural. Finalmente, a concessão e regulação da atividade de distribuição de gás canalizado ao consumidor final é de competência dos estados.

O GNL, por se tratar de um hidrocarboneto importado, está sujeito à regulação da ANP bem como aos encargos tributários de importação aplicáveis. Por ser internalizado no país por via marítima, o GNL está ainda sujeito aos aspectos alfandegários e ambientais referentes à operação portuária. Ao todo o processo de desembarço e trâmite aduaneiro do GNL no Brasil leva aproximadamente 90 dias, e é realizado pelo Siscomex, mediante liberação e acompanhamento da ANP (CNI, 2016).

#### 4.1 - ANÁLISE DOS ASPECTOS FUNDAMENTAIS PARA ESTRUTURAÇÃO DE UM ARRANJO DE FORNECIMENTO DE GNL FLEXÍVEL

A partir das informações apresentadas na revisão da literatura observa-se a crescente tendência de integração do mercado de energia elétrica de gás natural, bem como a existência de oportunidades para inserção do suprimento de GNL decorrente dessa integração. Assim é preciso analisar os requerimentos necessários à estruturação de um arranjo de fornecimento de gás natural (via GNL) que atenda a flexibilidade requerida pela geração termelétrica no Amazonas.

##### 4.1.1 - Aspectos tecnológicos

Ao iniciar a concepção de um terminal de regaseificação para importação de GNL, a primeira ideia que surge é a implantação de um terminal em terra (*onshore*), com grandes tanques de armazenamento, dado que este tem sido o modelo tradicionalmente usado pela indústria de GNL.

Ocorre que, recentemente, concepções alternativas têm sido apresentadas para implantação desses terminais, devido a diversos fatores, dentre os quais se destacam o prazo e o custo de implantação (BUREL *et al.* 2013).

O prazo de implantação dos terminais em terra é geralmente de 5 (cinco) anos, desde a concepção do projeto, levando em geral 36 (trinta e seis) meses para a construção, sendo o caminho crítico a construção dos tanques de armazenamento. Este é um prazo considerado muito longo, para um mercado cada vez mais dinâmico e, principalmente, para o atendimento de problemas conjunturais e contingenciais (BUREL *et al.* 2013).

Segundo HUNTER (2007), os custos de implantação da indústria de GNL têm subido de uma forma geral, por conta de alguns fatores como a complexidade das novas plantas e sua localização em pontos de maior dificuldade (como *offshore*), a alta dos

preços do aço e a elevada demanda por projetos e equipamentos, levando à falta de empresas e mão-de-obra especializada. Como um terminal em terra possui um alto custo fixo, ele requer uma elevada utilização da sua capacidade instalada para ter uma tarifa mais competitiva. Assim, se o mercado tem necessidade de alguma flexibilidade ou está em fase de desenvolvimento (rampa de consumo), os valores da tarifa podem ficar extremamente caros.

Desta forma, algumas alternativas têm sido desenvolvidas visando à antecipação de itens de caminho crítico, fundamentalmente o tanque de armazenamento de GNL, bem como a redução de custos fixos. Dentre essas alternativas se destacam:

- Antecipação das instalações marítimas e do regaseificador em terra, com uso de navio de GNL ancorado para estocagem e descarregamento do GNL usando tanques pré-fabricados (para não haver descontinuidade de suprimento).
- Estrutura de concreto flutuante (*Concrete Gravity Based Structure - GBS*) para estocagem de GNL com regaseificador, conforme apresentado na Figura 4.2 abaixo. Esse conceito foi desenvolvido pela ExxonMobil, em conjunto com a Qatar Petroleum e a Edison, no terminal Adriatic LNG, na Itália. A parceria entre as empresas foi formalizada em maio de 2005 e o início de operação do terminal para o 4º trimestre de 2008.



Figura 4.2 - Terminal de concreto flutuante (do tipo GBS).

Fonte: MILLER (2007).

- Navio de GNL ancorado convertido para estocagem com regaseificador a bordo. São navios com capacidade limitada de navegação, chamados *de Floating Storage*

*and Regasification Unit* (FSRU), Unidade Flutuante de Estocagem e Regaseificação, concebidos para operar de forma estacionária, como os sistemas de produção de petróleo *offshore* – FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*), conforme apresenta-se na Figura 4.3.



Figura 4.3 - Terminal flutuante utilizando um navio de GNL ancorado convertido para estocagem com regaseificador a bordo (do tipo FSRU).

Fonte: GABRIELLI (2007).

Além da unidade FSRU, os terminais de regaseificação embarcados são compostos por um píer (fixo ou flutuante) e por braços de escoamento de GNL e gás natural. A vantagem da utilização dos FSRU é sua fácil transferência para outras regiões. Assim, as plantas de regaseificação embarcada são mais eficientes em termos de custos no atendimento de demandas reduzidas e sazonais. Ademais a não necessidade de construção de tanques de estocagem de GNL, os menores custos de investimento e a maior rapidez de instalação elevam a competitividade das plantas embarcadas em relação aas plantas *onshore* (SPIELER, 2011).

Assim, a opção de utilizar terminais flutuantes pode ser bastante atrativa em termos econômicos, tendo sua viabilidade tecnológica atingida um estágio bastante desenvolvido.

#### **4.1.2 - Aspectos ambientais**

Além do apelo ambiental do gás natural, a indústria de GNL tem um dos melhores históricos de acidentes, demonstrando grande confiabilidade operacional. De acordo com SANDIA *Report* 2004, o relatório técnico encomendado pelo governo dos Estados

Unidos sobre a segurança de vazamentos de GNL sobre água, em toda a história do transporte marítimo de GNL, nos únicos 8 incidentes ocorridos, nenhum resultou em vazamento de GNL, não havendo registro de nenhuma morte por este motivo. O relatório diz que o GNL tem uma faixa de inflamabilidade estreita, sendo difícil ocorrer explosões em caso de vazamento, e que, além disso, um bom gerenciamento de risco é fundamental e eficaz para evitar a ocorrência de incidente e acidente que levem ao vazamento de GNL nos navios metaneiros, sendo também possível minimizar os possíveis impactos decorrentes de uma situação dessas. Uma das principais conclusões deste Relatório é que mesmo numa hipótese de ignição de um valor de GNL decorrente de vazamento, o impacto além aproximadamente 1.600m é muito baixo para saúde e segurança pública, ficando os impactos mais rigorosos num raio de 500m.

Navios tipo FSRU geralmente tem a possibilidade de efetuar a regaseificação do GNL por meio de equipamentos que trocam calor em circuito aberto ou circuito fechado, com diferenças significativas no desempenho do sistema. Sob o ponto de vista de impactos ambientais, essas opções representam uma decisão entre, respectivamente, diminuir a temperatura da água do mar ou aumentar os níveis de emissões atmosféricas. Ou seja, é um dilema entre afetar os peixes ou as aves. De fato, é comum que o efeito no mar seja extremamente restrito, pois a “pluma” decorrente da variação da temperatura é rapidamente dispersa. De forma análoga, os navios possuem equipamentos de controle de emissões (principalmente de NOx), atendendo aos limites exigidos. Em suma, não há grandes questões ambientais que restrinjam tal arranjo (HIGHTOWER *et al.*, 2014).

#### **4.1.3 - Aspectos tributários**

A importação de GNL tem características distintas da importação de gás natural, sendo necessária uma avaliação das particularidades da legislação tributária aplicáveis ao GNL e o impacto dos tributos na onerosidade de um arranjo de suprimento com flexibilidade. Assim, os principais aspectos são referentes à admissão temporária de equipamentos (navios de GNL com regas a bordo), à incidência de tributos na importação do GNL, ao tratamento a ser efetuado sobre a evaporação do gás (*boil-off gas*) e aos procedimentos de desembaraço aduaneiro da carga de GNL.

Se for considerada a utilização de terminais do tipo FSRU, as atividades que as embarcações poderão desempenhar simultaneamente são: regaseificação e armazenamento, transporte de cabotagem e transporte de longo curso.

Como as embarcações permanecerão com as características de navegabilidade, a sua permanência em território nacional poderá ser inferior ao prazo do contrato de afretamento, face às possíveis entradas e saídas das embarcações, dependendo do equilíbrio entre a oferta e a demanda interna de gás natural e de energia elétrica.

Assim, segundo CEZAR (2007), este arranjo é considerado um projeto híbrido, com múltiplas possibilidades de enquadramento na legislação atual (IN 285/2003) para o regime de admissão temporária da embarcação. A legislação enquadra separadamente cada uma das atividades de regaseificação, transporte de cabotagem e de longo curso, mas não contempla a possibilidade dessas atividades serem exercidas simultaneamente. Isto significa que os tributos recolhidos no ato da admissão não poderão ser restituídos e nem compensados em virtude da extinção do regime antes do prazo contratual, cada vez que a embarcação deixar o país.

A inflexibilidade da legislação causa uma ineficiência tributária para o arranjo de terminal flexível de GNL, limitando a flexibilidade dessa solução. A carga tributária estimada para o momento da primeira admissão é apresentada na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Simulação da carga tributária incidente na embarcação (FSRU).

<b>TRIBUTOS DA EMBARCAÇÃO</b>	<b>ALÍQUOTA</b>	<b>EXEMPLO (R\$)</b>	<b>CARGA TRIBUTÁRIA</b>
Base de Cálculo Inteira		100	
Base de Cálculo Reduzida		50	
Imposto de Importação - I	14%	7	7%
Impostos sobre Produtos Industrializados - IPI	5%	2,85	2,85%
PIS e COFINS	9,25%	6,35	6,35%
ICMS (Alíquota de Referência)	25%	13,56	13,60%
<b>CARGA TRIBUTÁRIA TOTAL</b>			<b>30%</b>

Fonte: CEZAR (2007).

Desta forma, CEZAR (2007) afirma que é necessário o estabelecimento de uma nova legislação que contemple os seguintes aspectos: regulamentação da atuação simultânea da embarcação nas atividades de regaseificação, armazenagem e transporte de cabotagem e de longo curso; enquadramento das embarcações no Regime de Admissão Temporária com Suspensão Total dos Tributos; manutenção do Regime nas saídas e entradas no território nacional.

A incidência de ICMS, PIS e COFINS na importação do GNL traz uma onerosidade na cadeia pela impossibilidade de repasse de tributos do GNL e do gás natural para a energia elétrica. CEZAR (2007), apresenta o esquema de incidência de tributos na importação do GNL, conforme apresentado na Figura 4.4.

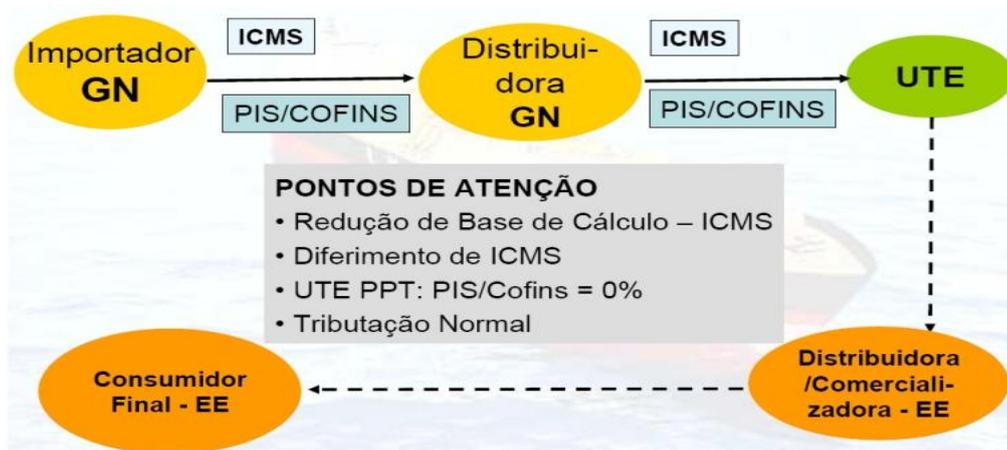


Figura 4.4 - Cadeia do gás natural e a tributação incidente.  
Fonte: CEZAR (2007).

Dentro da Zona Franca de Manaus os tributos inclusos na comercialização de gás natural são: PIS, COFINS e ICMS, considerando o Decreto nº38.556/17 e Ato COTEPE nº 26, de 24/08/2020.

Assim, CEZAR (2007) afirma que os benefícios necessários para viabilização do arranjo de suprimento de GNL são o diferimento de ICMS incidente na importação do GNL, com a manutenção do diferimento e não exigência de estorno de créditos de ICMS sobre gás natural nas saídas com redução de base de cálculo e com diferimento, nas saídas de gás natural para geração de energia elétrica e sobre as perdas e o consumo no processo de regaseificação (destinação do GNL evaporado – *boil-off*).

O tratamento aduaneiro também tem necessidade de uma nova legislação que contemple os aspectos aduaneiros, face à inexistência de uma legislação específica aplicável à importação e desembaraço aduaneiro do GNL, com suas peculiaridades que o diferenciam dos demais hidrocarbonetos e da própria importação do gás natural no estado gasoso. Estas peculiaridades decorrem especialmente da característica de evaporação do GNL, representando uma variação dos volumes a bordo do navio entre os pontos de carga e descarga, que não são compatíveis com as variações previstas na legislação, que trata de perdas de combustíveis líquidos, que têm patamares muito inferiores às taxas usuais de *boil-off*.

Em suma, considerando que todo o tributo incidente sobre o GNL e sobre os ativos necessários ao fornecimento interno, que venham a adquirir o caráter de custo, será repassado ao preço da energia e com perda da competitividade da geração termelétrica.

#### **4.1.4 - Aspectos mercadológicos**

Como já foi analisado capítulo anterior, a geração termelétrica no Brasil tem o papel fundamental de fazer a complementaridade hidrotérmica, ajudando o Sistema Elétrico Brasileiro nos momentos de previsão de hidrologia adversa. Os modelos utilizados para a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) consideram como variáveis principais o volume de armazenamento de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas (UHEs) e o valor do custo de geração de cada usina, em um horizonte de 5 anos à frente. No caso das UHEs, o custo de geração será definido simulando o regime de aflúncias, que é uma variável dinâmica, para calcular o “valor da água”, ou seja, existe uma variação desse valor ao longo do período de avaliação. No caso das usinas termelétricas (UTEs), o modelo considera os valores dos preços dos combustíveis no momento da análise e o define como uma variável estática, ou seja, não existe uma variação desse valor ao longo do período de avaliação, o que não corresponde à realidade (esse preço também é uma variável dinâmica).

O modelo deveria também simular a variação dos valores dos preços dos combustíveis, para poder capturar, de uma forma mais efetiva, o custo de oportunidade para a geração elétrica.

Assim, para o caso do gás natural, ao buscar uma previsão de preço futuro para esse produto no Brasil e no Amazonas, com a importação de GNL deverão ser utilizadas referências de preço internacionais. Desta forma, os valores negociados no mercado futuro na bolsa americana (NYMEX – New York Mercantile Exchange), que servem de referência para a comercialização de gás natural no mercado norte-americano, se apresentam como um bom balizador para tal previsão.

#### **4.1.5 - Aspectos governamentais e regulatórios**

O suporte e a atuação governamental se configuram em uma questão bastante relevante no desenvolvimento de projetos de GNL, dado seu caráter estratégico e os vultosos investimentos envolvidos.

No processo de crescimento e maturação dos mercados de gás natural rumo a sua liberalização, os governos têm um papel fundamental na garantia do seu funcionamento, permitindo aos atores desenvolver negócios e serviços que agregam flexibilidade, baseados num arcabouço regulatório claro, transparente e estável, com instrumentos de controle de abuso de poder de mercado e de alcance dos objetivos da política governamental. Os governos devem também monitorar a performance dos investimentos e usar mecanismos de estímulo aos investimentos em toda a cadeia do gás natural, retirando os gargalos técnicos e regulatórios que travam os projetos, especialmente em relação aos processos de licenciamento (PESTANA, 2011).

Por fim, os governos devem demonstrar o comprometimento com as ações a serem implementadas, buscando a aceitação e a conscientização da sociedade quanto aos benefícios locais e nacionais, especialmente em casos que envolvam questões polêmicas como a exportação de recursos naturais.

Dada a convergência cada vez maior entre os mercados de gás natural e de energia elétrica, os governos devem garantir a consistência na regulação dos dois mercados, definindo mecanismos de atuação para garantia de suprimento de ambos, especialmente em situações de falhas sistêmicas, condições climáticas extremas e pelos efeitos de swaps de curto prazo entre os sistemas mediante arbitragem (COSTA, 2003).

Para o caso específico da evolução do mercado de GNL, os governos devem avaliar como incrementar a eficiência e a economia do comércio internacional de GNL, promovendo maior padronização técnica e uma estrutura de comércio comum e trabalhando localmente no aprimoramento das formalidades necessárias ao desenvolvimento de projetos de GNL (MENEZES, 2007).

No caso brasileiro, o governo tem se mostrado favorável aos desafios de compatibilizar os mercados de gás natural e energia elétrica, com o GNL como elo de integração interna e interface para o mundo. A primeira demonstração efetiva de compromisso com a concretização desse desafio foi à publicação da Resolução N.º 4 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), cuja principal determinação é declarar prioritária e emergencial a implementação de projetos de GNL no Brasil.

Com base nessa resolução, ALMEIDA (2007) relata a definição de etapas para a atuação do governo na implantação dos projetos de GNL. O primeiro ponto é relativo à implantação física dos terminais que foi suportada com a inclusão dos projetos no Programa de Aceleração do Crescimento do governo federal (PAC).

O segundo ponto é relativo à contratação do suprimento de GNL tem recebido o apoio do governo brasileiro, sob a coordenação do Ministro de Minas e Energia, com a realização de diversas missões a países produtores de GNL, com o objetivo de articular em nível de governos e facilitar a negociação da PETROBRAS com as empresas estatais fornecedoras.

O terceiro ponto é relativo à adaptação do mercado brasileiro, especialmente de geração de energia elétrica, às condições de suprimento do GNL flexível. Aqui foram destacadas as seguintes ações: (i) a autorização para a indexação dos custos variáveis das termelétricas aos indexadores do GNL, facilitando o despacho com preços baixos e dificultando o despacho com preços elevados, mediante a edição da Portaria MME 42/07, flexibilizando as regras de precificação e mitigando riscos, (ii) publicação da Resolução 252/07 da ANEEL que estabelece regras para a geração antecipada, criando condições para a operação flexível e visando compatibilizar a programação do despacho termelétrico com prazo de programação de recebimento das cargas de GNL, e (iii) a assinatura do Termo de Compromisso firmado entre PETROBRAS e ANEEL que flexibilizou o suprimento de gás natural no curto prazo, tendo em vista não haver oferta suficiente para atender a toda capacidade termelétrica instalada.

O último ponto apresentado é relativo à adaptação das regras tributárias a um modelo de atuação inexistente, principalmente em relação à questão da admissão temporária dos navios regaseificadores e à incidência de tributos na importação do GNL, os quais já foram relatados acima.

Nessa lista de etapas para atuação do governo (no caso, representado pelo MME) faltou uma questão importante que está a cargo da ANP: a necessidade de atualização da Portaria ANP 104/2002 que trata das especificações de qualidade do gás natural. Esta necessidade decorre da evolução dos mercados e o incremento da demanda por gás natural, das novas descobertas em Manati (BA) e no Espírito Santo (cujo teor de Nitrogênio está fora de especificação), além da importação de GNL para complemento da oferta (em que alguns parâmetros do GNL de alguns dos potenciais fornecedores estão fora da especificação) (FARIA, 2007).

De acordo com os estudos realizados pelo CENPES (Centro de Pesquisa da PETROBRAS) e apresentados por REIS (2007), foram avaliados o impacto nos equipamentos dos setores residencial, automotivo e termelétrico, devido a diferentes composições do GNL.

O pior caso é o da composição do GNL da Nigéria, que extrapola os limites superiores de Índice de Wobbe e de alguns componentes mais pesados (gás rico). Mesmo para esse caso, os resultados dos testes mostram que os impactos na variação da composição química sobre o desempenho dos equipamentos serão mínimos, com atenção especial para o uso em motores de veículos pesados. Ocorre que esse segmento é praticamente inexistente aqui no Brasil, não tendo muitas expectativas de se desenvolver. FARIA (2007) destaca que exigências de qualidade extremamente rígidas ou redundantes podem desnecessariamente restringir a introdução de novas fontes de suprimento, que é inconsistente com o objetivo da política energética nacional, qual seja, incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural (Lei 9.478/97, art.1º, inciso VI), bem como a prioridade emergencial para importação do GNL estabelecida pelo CNPE (Resolução 4/2006). Assim, há fortes indícios de que a revisão das especificações do gás natural terá por base prover o máximo de flexibilidade ao suprimento de GNL. Desta forma, é importante destacar a mobilização do governo e as conquistas já obtidas, entretanto, ainda existem alguns pontos de melhoria.

Com base nos estudos dos pesquisadores, pode ser verificado um fluxo das instâncias envolvidas na Cadeia de valor do GNL, conforme apresentado na Figura 4.5 e o resumo dos marcos regulatórios para o GNL podem ser encontrados na Tabela 4.2.

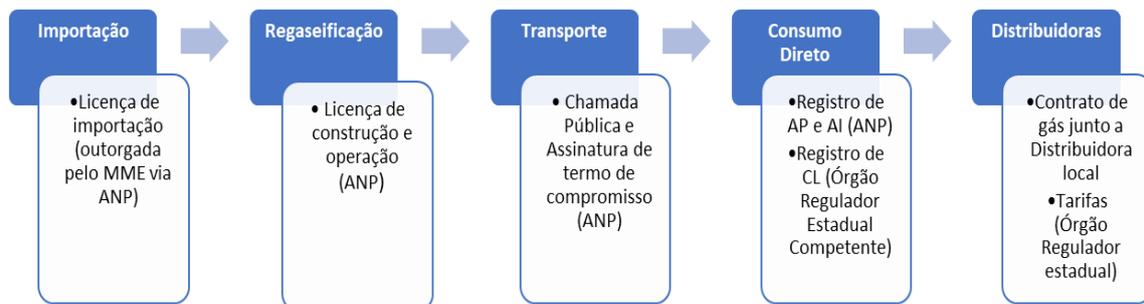


Figura 4.5 - Instâncias regulatórias envolvidas na Cadeia de valor do GNL.  
Fonte: FARIA (2007).

Tabela 4.2 - Resumo dos marcos regulatórios para GNL.

	<b>Assunto</b>	<b>Regulamento</b>
<b>Regulação referente ao setor de óleo e gás</b>	Autorização de importação	Portaria MME nº 232/2012
	Acesso a terminais	Lei nº 11.909/2009
	Comercialização e registro de autoimportador	Portaria nº 50/2011, nº 51/2011 e nº 52/2011
	Autoprodutor, autoimportador e consumidor livre	Lei nº 11.909/2009; Decreto nº 7.382/2010; RANP nº 51/2011; Parecer 448-2013-PF_ANP-PGF-AGU
	Transporte e Swap	RANP nº 27 e 28/2005; Consulta Pública nº 7/2015; Nota técnica nº 16/SCM/2015
	Autorização de construção e operação.	Portaria nº 170/1998 (Em revisão)
<b>Regulação referente ao setor elétrico</b>	Portaria e leilões - Participação de UTEs a GNL	Portaria nº 169/2014 e nº 653/2014
	LEN A-5 2016	Portaria nº 382/2015
	Credenciamento e habilitação para leilão de Energia Nova	MME nº 21/2008; Portaria nº 42/2007 e nº 46/2007; Relatório EPE-DEE-159/2007
	Comprovação do lastro	Decreto nº 5163/2004

#### 4.2 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

As tecnologias disponíveis para transporte de gás natural são extremamente limitadas e caras, sendo os métodos mais utilizados o GNL (Gás natural liquefeito) e o Gasoduto. Contudo, estas tecnologias necessitam de enormes reservas provadas de gás e de alto investimento inicial em infraestrutura, não viabilizando economicamente o desenvolvimento de muitos campos de exploração de gás (associados ou não associados) que não alcançam o tamanho mínimo exigido (BAICO *et al.*, 2007).

A partir da análise do Setor Elétrico Brasileiro e do Estado do Amazonas, sua estrutura e perspectivas, com foco no papel da geração termelétrica, passando pela discussão de toda conceituação do mercado de gás natural e sua lógica comercial, fez-se um panorama dos mercados brasileiro e do Amazonas de gás natural, avaliando a capacidade deste último de atender às necessidades de suprimento de combustível da geração termelétrica.

Ao delinear um diagnóstico das possibilidades de atendimento de tais necessidades pelo mercado do Amazonas de gás natural, verificou-se a oportunidade de utilizar a importação de GNL como um modelo de oferta adequado. Podemos destacar as

contribuições deste modal de transporte para Estado do Amazonas, como: expansão de investimentos, geração de impostos, geração de empregos e renda, programa socioambientais, minimização de impactos ambientais, redução do preço ao consumidor de energia devido ao aumento da oferta de gás natural, implantação de novas termelétricas e entre outras.

Assim, o trabalho prosseguiu analisando os requerimentos necessários à estruturação de um arranjo de suprimento de GNL flexível que promova a integração e a sinergia dos mercados de energia elétrica e de gás natural e consiga prover a flexibilidade requerida pela geração termelétrica no Amazonas e sua expansão em bases competitivas.

Desta forma, a partir da revisão da literatura e das análises foi possível obter algumas reflexões e recomendações sobre diversas questões abordadas ao longo do estudo, sobre a utilização do GNL como mecanismo de flexibilização do suprimento de gás natural para geração termelétrica no Amazonas.

É fato que existem usinas termelétricas (UTES) movidas a gás natural efetivamente instaladas no Amazonas, que podem contribuir decisivamente para o suprimento energético do Estado. Contudo, o estado do Amazonas também vive uma situação paradoxal: “falta gás, mas sobra gás”. Essa situação ocorre da seguinte forma: havia excesso de oferta de gás natural quando as UTES não estavam despachando (operando) e havia falta desse mesmo combustível quando todas precisavam despachar. Analogamente, o setor elétrico considerava essa capacidade de geração disponível, o que não se configurava efetivamente em termos energéticos, pela falta do combustível para atendimento de toda capacidade instalada.

O mercado de gás natural vem crescendo acentuadamente nos outros segmentos não termelétricos. Por sua vez, a capacidade de geração termelétrica considerada disponível, foi revisada e reduzida com base na informação da capacidade de suprimento de gás natural e formalizada entre PETROBRAS e ANEEL.

A rigidez dos compromissos contratuais, necessários à remuneração dos investimentos na cadeia de suprimento do gás natural, traz uma irracionalidade econômica para o mercado de energia elétrica, chegando a rodar as UTES inflexivelmente por causa do ToP e SoP, mesmo vertendo água nos reservatórios (“verter” gás). Por outro lado, os critérios de reajuste do preço do gás natural vinculados à inflação (IPCA, IGP-M e PPI) traz uma irracionalidade para o mercado de gás natural, pois não reflete o custo de oportunidade do produto.

O descolamento entre os reajustes dos preços vinculados aos combustíveis e o reajuste vinculado à inflação é gritante e reforça a preocupação recorrente abordada nas discussões sobre a indexação dos preços da parcela de custos variáveis referentes ao combustível (GNL). É fundamental que o indexador tenha aderência ao mercado e aos custos de oportunidade que levam à racionalidade econômica na atuação dos diversos agentes.

Entretanto, a partir dos dados levantados de como deve se estruturar o mercado de gás natural apresentada na revisão da literatura mostra que a equação não é tão simples assim. A solução passa pela avaliação dos mecanismos de flexibilização da oferta e da demanda disponíveis e o seu desenvolvimento e adequação, caso necessário.

É interessante observar que essa avaliação tem sido feita no mercado de gás natural, (analisando a opção do GNL, a flexibilização da demanda e a armazenagem), mas também tem sido feita do lado do setor elétrico (com a estruturação do Despacho Fora da Ordem de Mérito e do Despacho Antecipado).

Isso nos mostra que a solução não precisa vir de apenas um dos lados (um dos mercados), mas deve-se buscar explorar as potencialidades de cada mercado até atingir um ponto de convergência. Nesta linha, os mundos do gás natural e da energia elétrica estão começando a se entender e a descobrir as oportunidades advindas de uma maior integração. Aqui o papel do GNL tem sido inegavelmente fundamental na promoção dessa integração e busca de sinergias entre os mercados de gás natural e de energia elétrica. Se tem a expectativa de que as UTEs terão um papel importante para a complementação e o seguro do sistema, cada vez mais com parcelas caracterizadas por:

- operação na base (inflexível – ano todo), que terá necessidade de suprimento de combustível contínuo, sendo uma oportunidade para o gás natural de produção nacional, o carvão e a geração nuclear;
- operação durante o período seco (maio a outubro) em complementação às UHEs que serão desenvolvidas a fio d`água e terão sua operação concentrada durante o período úmido, que terá necessidade de suprimento de combustível sazonal, sendo uma oportunidade para o GNL firme durante o verão do hemisfério norte, complementado com consumidor com demanda maior de inverno (principalmente do mercado europeu ou norte-americano);
- operação contingencial, que terá necessidade de suprimento de combustível para atendimento de emergências, sendo uma oportunidade para o GNL *spot*, o óleo combustível e o diesel.

Destaca-se também que os terminais de GNL têm papel estratégico na segurança de fornecimento de gás natural, pois promovem flexibilidade de suprimento ao mesmo tempo que diversificam as fontes de oferta desse energético.

A iniciativa Gás para Crescer, promovida pelo Ministério de Minas e energia (MME), e que tem em seu núcleo coordenador a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), propõe entre outras mudanças no marco regulatório do gás natural, a possibilidade de acesso de terceiros aos terminais de GNL. Essa abertura objetiva aumentar o processo concorrencial neste segmento, a fim de adequá-lo à nova conjuntura do setor.

A viabilização de terminais de regaseificação de GNL no Brasil tem sido um desafio, pois, além das questões de financiamento, existem, também, as incertezas sobre as demandas efetivas, pois os projetos estão ancorados, principalmente, em usinas termelétricas de demandas flexíveis.

E por fim, observando os aspectos econômicos do GNL, a cadeia produtiva do GNL apresenta especificidades econômicas que determinam a estrutura da indústria e condicionam a evolução dos investimentos ao longo dos seus diversos segmentos.

Considerando as etapas da cadeia produtiva do GNL informadas no Capítulo 2, pode-se verificar que são todos intensivos em capital e com longos períodos de construção, aproximadamente 3,5 anos no caso das plantas de liquefação e 2,5 anos no caso dos navios de transporte. Assim, o atraso na conclusão dos investimentos em um dos elos da cadeia afeta a recuperação do investimento e a taxa interna de retorno do capital em todos os outros.

No que diz respeito à estrutura dos custos da cadeia produtiva do GNL, deve-se realçar que é heterogênea de região para região, e que os diferentes custos vêm apresentando comportamentos distintos em longo tempo.

De forma geral, considerando os custos médios de cada segmento, as plantas de liquefação foram os itens mais dispendiosos dentro da cadeia produtiva. Envolvendo gás natural como combustível no processo de refrigeração, os rígidos mecanismos de segurança exigidos, a localização remota das plantas, o uso intensivo de materiais criogênicos e a tendência de superdimensionamento explicam os elevados custos do processo de liquefação. Em média, os custos desta etapa representam 60% dos custos totais da cadeia produtiva do GNL. Outro custo representativo para cadeia de GNL é o de transporte. Conforme informado no Capítulo 2, em média o custo de investimento no segmento de transporte corresponde a 15% dos custos totais da cadeia, enquanto os custos

de regaseificação corresponde a 8% dos custos totais. Dessa forma, considerando a fase de desenvolvimentos dos campos, a soma dos custos de produção, liquefação, “transporte GNL perfaz 90% dos custos totais da cadeia de GNL, conforme demonstrado na Figura 4.6.

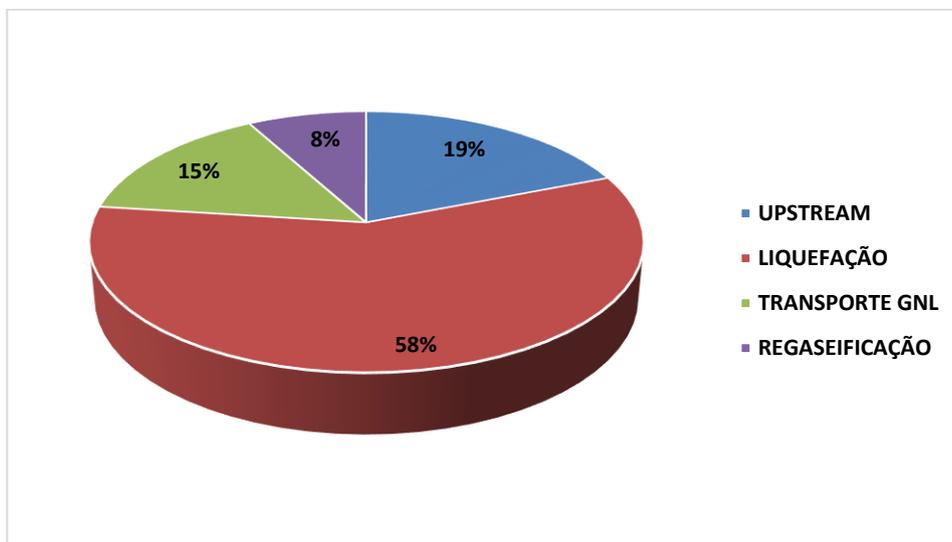


Figura 4.6 - Estrutura típica de custo da cadeia produtiva do GNL.

Tendo em vista os custos mais elevados da cadeia do GN, a viabilização econômica de projetos de aproveitamento de reservas situadas em regiões afastadas dos centros de consumo depende de desenvolvimento de inovação que permitam redução dos custos médios de produção e movimentação do GNL.

A partir do levantamento de dados quanto aos custos de implantação de transporte de gás natural liquefeito (GNL), foi analisado os custos envolvidos em cada processo e assim comparado os custos envolvidos e indicando que mesmo com alto investimento no suprimento por GNL ainda se torna viável projetos de GNL.

Em suma, observa-se uma oportunidade para GNL flexível, pois facilita o ajuste da oferta às características do mercado, sendo Oferta flexível (com garantia) para termelétricas e Oferta firme e regular para demanda industrial, residencial e automotiva;

O mercado internacional atual possibilita contratos para fornecimento de curto prazo de GNL, abrindo oportunidade para esta nova alternativa de importação, com menores custos fixos. Os riscos associados aos preços mundiais são compensados pelas baixas despesas quando UTEs não despacham.

## CAPÍTULO 5

### CONCLUSÕES E SUGESTÕES

#### 5.1 - CONCLUSÕES

As oportunidades para o desenvolvimento de um arranjo de suprimento de GNL flexível estão sendo criadas, tanto no mercado internacional, quanto no mercado brasileiro. A evolução da dinâmica do mercado internacional de GNL, desenvolvendo cada vez mais flexibilidade e aumentando a participação dos contratos para fornecimento de curto prazo, abre oportunidade para um arranjo de suprimento com menores custos fixos.

As características singulares do Setor Elétrico e sua necessidade de complementação hidrotérmica garantem à geração termelétrica um papel fundamental na formação da matriz de oferta de eletricidade, com perspectivas de crescimento da capacidade instalada, de forma a manter sua participação relativa.

O fornecimento de GNL flexível está sendo modelado basicamente para atendimento de geração termelétrica: “oferta flexível para demanda flexível”. O arcabouço regulatório do setor elétrico, com a contratação por disponibilidade, privilegia o suprimento flexível de combustível (baixo CAPEX), havendo espaço para expansão da geração elétrica a gás natural e oportunidade para o fornecimento de GNL flexível se apresentar como uma alternativa competitiva no longo prazo.

Os mercados de energia elétrica e de gás natural devem estar aptos a trabalhar de forma mais integrada, sendo fundamental a atuação do governo, nas suas diversas esferas, em articulação direta com os demais agentes.

O mercado de gás natural no Amazonas precisa aumentar a flexibilidade, sendo que o fornecimento de GNL flexível deve ser apenas um dos mecanismos a ser desenvolvido, mas não o único.

O desenvolvimento do fornecimento de GNL flexível deve ser efetuado tanto com agentes produtores, como com agentes consumidores do mercado mundial, de forma que o Amazonas possa compartilhar a flexibilidade com outros mercados.

Portanto, o desenvolvimento de um arranjo de fornecimento de GNL flexível não se configura apenas como uma solução conjuntural, para mitigar as recentes ameaças de um novo racionamento de energia que vem sendo anunciado, mas se apresenta como uma

proposta de solução estrutural para o atendimento da geração termelétrica no Brasil e até mesmo no Estado do Amazonas.

Diante do atual contexto energético, espera-se uma participação cada vez maior do gás natural na matriz energética do Amazonas, uma vez que este energético aparece tanto como substituto da energia elétrica (em algumas utilizações como a calefação, aquecimento de água, fornos industriais, entre outros), como combustível para a geração de energia em UTEs.

Ressalta-se também que as concessões dos Sistemas Isolados têm características peculiares e de reduzida viabilidade econômico-financeira, em função de mercados rarefeitos, da geração térmica com elevado custo de operação e manutenção, que requer cobertura de fundo setorial de energia (a CCC cobre parte dos custos com combustíveis).

Cabe destacar, que, embora com a interligação dos grandes sistemas isolados (Acre, Rondônia, Amapá e Manaus) ao Sistema Interligado Nacional e fazendo com que esse sistema atinja 99,4% da totalidade do mercado consumidor do país, mesmo assim irão existir pequenos Sistemas Isolados na região.

Constatado que o GNL é uma alternativa viável para Amazonas, restou como questionamento a definição de qual o melhor local para a instalação de uma planta de regaseificação. Devendo ser avaliado o local com maior centro de carga de energia elétrica e maior consumidor de gás natural, que permita maior flexibilidade na modelagem consumo/exportação de GN e GNL.

Pode-se destacar também que além da flexibilidade, as seguintes vantagens do suprimento por GNL: mais eficiente e menos dispendiosa do que usar diesel em termelétricas; mitiga o risco de falha no suprimento de gás devido a anormalidades na produção ou atrasos em novos desenvolvimentos e diversificação das fontes de gás importado.

## 5.2 - SUGESTÕES

Como este é um tema bastante polêmico e complexo, espera-se que as reflexões apresentadas ao longo deste trabalho possam servir de suporte a estudos mais aprofundados que tenham a abrangência que a situação da região requer, destacando que todos os países citados estão ou já estiveram diretamente envolvidos em projetos de importação ou exportação de GNL, reforçando o valor da contribuição do presente

trabalho. Ao ampliar ainda mais o foco deste trabalho, temos a visão do mercado mundial de GNL e sua relação com os principais mercados de gás natural e de energia elétrica.

Quanto aos mecanismos comerciais do GNL, como não existem informações públicas a respeito da definição de tais prêmios e custos de redirecionamento, seria necessário estabelecer uma série de premissas visando definir uma base de comparação, o que não se constitui como um trabalho simplista de ser elaborado, sendo também mais uma sugestão. Um ponto importante é o levantamento dos gargalos referente aos aspectos regulatórios quanto a atividade de importação e aplicação de impostos para suprimento de GNL, a fim de contribuir para desenvolvimento deste mercado no Estado do Amazonas.

Por fim, é recomendável o desenvolvimento de um estudo que simule a operação do SIN e o custo dos diferentes combustíveis. Pode-se analisar o efeito da diminuição da plurianualidade dos reservatórios, da diminuição da energia assegurada de UHEs em relação à demanda total e da sazonalidade dos preços dos combustíveis.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, E. F de. **A indústria do gás natural: fundamentos técnicos e econômicos**. 1 Ed. Rio de Janeiro. SYNERGIA: FAPERJ IE/UFRJ: UFF, 2013.

ALMEIDA, M. A. **GNL no Brasil - visão do governo (MME)**. In: I Seminário Internacional PETROBRAS de Gás Natural Liquefeito., Rio de Janeiro, 2007.

ALMEIDA, A.; FONSECA, P.; FERREIRA, F. FALKNER, R.; REICHET, J.; TONSING, E.; MALMOSE, K.; PREVI, A.; DOMINIONI, A.; PILLO, M.; RUSSO, S.; GUISSÉ, F.; BLAISE, J.; CLAIR, E.; DIOP, A. **Improving the Penetration of Energy-Efficient Motors and Drives**, Coimbra, Portugal: Inst. Syst. Robot., Univ. Coimbra/EU, Directorate-General for Transport and Energy, SAVE II Programme, 2000.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Descrição da metodologia de cálculo das tarifas de transporte de gás natural. Nota Técnica 054/2002-SCG, Rio de Janeiro, ANP, 2002. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/transporte-gas-natural/384-tarifas/5696-tarifas-de-transporte>> Acesso em: 20 de agosto de 2020, 10h40min.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Adaptado de. 2010. O Gás Natural Liquefeito no Brasil – Experiência da ANP na implantação dos projetos. Edição 4, Rio de Janeiro, ANP, 2010.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural. Ed. 70, Rio de Janeiro, **Superintendência de Desenvolvimento e Produção**, 2016. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/boletins-anp/Boletim\\_MensalProducao\\_Petroleo\\_Gas\\_Natural/boletim\\_de\\_junho-2016.pdf](http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/boletins-anp/Boletim_MensalProducao_Petroleo_Gas_Natural/boletim_de_junho-2016.pdf)>. Acesso em: 11 de junho de 2020, 22h15min.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural, destaque de agosto 2017. Ed. nº 126. Rio de Janeiro. **MME e ANP**, 2017. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>>. Acesso em: 19 de novembro de 2019, 19h44min.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural de 2018. Rio de Janeiro, **Superintendência de Desenvolvimento e Produção**, 2019.

Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/images/DADOS\\_ESTATISTICOS/Reservas/Boletim\\_Reservas\\_2018.pdf](http://www.anp.gov.br/images/DADOS_ESTATISTICOS/Reservas/Boletim_Reservas_2018.pdf)> Acesso em: 11 de junho de 2020, 20h15min.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETROLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Estudo sobre o aproveitamento do gás natural do pré-sal. Rio de Janeiro. **MME, ANP e EPE**, 2020. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/arquivos/estudos/aproveitamento-gn-pre-sal.pdf>>. Acesso em: 11 de junho de 2020, 13h30min.

AZEVEDO JUNIOR, P. C. **Rede de logística de gás natural para abastecimento de embarcações na Amazônia brasileira**. 98f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção), Universidade Federal do Amazonas. 2017.

BAICO, J. S.; SANTAREM, C. A.; BONE, R. B.; FILHO, V. J. M. F. Custos e benefícios econômicos de tecnologias de transporte de gás natural no Brasil. **4º PDPETRO**, 7.2.0119-1-1. Campinas, SP. 21-24 outubro, 2007.

BRASIL ENERGIA. O plano russo para a Amazônia. Ed. n° 406, **Brasil Energia**. Rio de Janeiro, setembro, 2014.

BRASIL ENERGIA. Biometano na Rede. Ed. n° 412, **Brasil Energia**. Rio de Janeiro, março, 2015.

BURANI, G. F.; GALVÃO, L. C. R.; UDAETA, M. E. M.; SLAUGHTER, C. **Aspectos tecnológicos do GNL e do transporte do gás natural**. Relatório Técnico, GEPEA, POLI USP, São Paulo, 2003.

BUREL, F., TACCANI, R., ZULIANI, N. Improving sustainability of maritime transport through utilization of Liquefied Natural Gas (LNG) for propulsion. **Energy**, v. 57, pp. 412-420, 2013.

CARVALHO, C. Russos levam o sonho do petróleo de volta ao coração da Amazônia. **O Globo**, Rio de Janeiro, abril, 2017. Disponível em: <<https://oglobo.globo.com/economia/russos-levam-sonhodo-petroleo-de-volta-ao-coracao-da-amazonia-21183438>>. Acesso em: 05 de dezembro de 2019, 20h50min.

CEZAR, R. G. **Aspectos tributários do projeto de GNL**. In: I Seminário Internacional PETROBRAS de Gás natural liquefeito. Rio de Janeiro, 2007.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. **Gás natural liquefeito: cenários globais e oportunidades para a indústria brasileira.** Confederação Nacional da Indústria. CNI, Brasília, 2016.

CORDEIRO, G. de B., 2005. **Mapeamento Tecnológico da Cadeia do Gás Natural Liquefeito (GNL): Uma Análise Baseada em Estatísticas de Patentes (1978-2002)**, Monografia (Bacharel em Economia) - Instituto de Economia/Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2005.

CORREA, J., MAGESSI, A., CANTANHEBE, B. *et al.*, **Marketing – A teoria em Prática.** 1 Ed. Rio de Janeiro, SENAC, 2009.

COSTA, H.H.L.M. DA. **A regulação da indústria de gás natural no Brasil: Fatos e Desafios.** 134f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, 2003.

DE JESUS, A. Barcarena terá termelétrica a gás natural. **O Liberal Online**, Belém, maio/2016. Disponível em: <<http://www.ormnews.com.br/noticia/barcarena-tera-termeletrica-a-gasnatural>>. Acesso em: 13 de dezembro de 2019, 19h50min.

DEMORI, M. B. **GNL como mecanismo de flexibilização do suprimento de gás natural para geração termelétrica no Brasil.** 2008. 165f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo. São Paulo, 2008.

DEMORI, M.B. **Suprimento de GNL flexível.** In: Seminário Internacional PETROBRAS de Gás natural liquefeito. Rio de Janeiro. 2007.

EPE. **Sistemas isolados. Planejamento do atendimento aos sistemas isolados.** Horizonte 2023 - ciclo 2018. Nº. EPE-DEE-DEA-NT-005/2018-r1. 2019.

FARIA, J. A. C. **Qualidade do Gás Natural – Aspectos Regulatórios.** In: I Seminário Internacional PETROBRAS de Gás Natural Liquefeito. Rio de Janeiro, 2007.

FROTA, W. M. **Análise econômica da introdução do gás natural na matriz elétrica da cidade de Manaus – Estado do Amazonas.** 2011. 90f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Recursos da Amazônia). Universidade Federal do Amazonas, 2011.

GABRIELLI, J. S. Mercado de gás no Brasil e a crescente demanda na América do Sul. In: **Gas Summit.** Rio de Janeiro, 2007.

GENPOWER, Projeto Termoelétrico UTE GPSA BARCARENA. SEMA, Pará, **GEN POWER**, 2016. Disponível em: <<https://www.semas.pa.gov.br/>>. Acesso em: 12 de outubro de 2019, 10h40min.

GIL, A. C. **Como elaborar projetos de pesquisas**. 4 Ed. São Paulo. Atlas. 2009.

HENRIQUES, M. F. Jr., CARLOS, M. E, M. **Oportunidades de uso múltiplo do gás natural no Amazonas**. FINEP. In: Seminário A Suframa e o Desenvolvimento do Setor Energético Regional. 2009.

HIGHTOWER, M., GRITZO, L., LUKET-HANLIN, A. *et al.*, **Guidance on risk analysis and safety implications of a large liquefied natural gas (LNG) spill over water**. In: Sandia Report SAND2004-6258, SANDIA National Laboratories. *Department of Energy (DoE)*, EUA, 2014.

HUNTER, P. Economic challenges in the future of the LNG Industry – an EPC Contractor’s Perspective. In: **8<sup>th</sup> World LNG Summit**, Roma, Dezembro, 2007.

HYDRO. Carta de intenção e memorando de entendimento para o possível uso de gás natural na Hydro Alunorte. Oslo, **Imprensa**, 2017. Disponível em: <<https://www.hydro.com/pt-BR/a-hydro-no-brasil/Imprensa/Noticias/2017/carta-de-intencao-e-memorando-de-entendimento-para-o-possivel-uso-de-gas-natural-na-hydro-alunorte/>> Acesso em: 10 de novembro de 2019, 21h45min.

IEA. The Asian Quest for LNG in a Globalising Market. Ed. 4. France. **Internacional Agency Energy**, 2014. Disponível em: <<http://www.indiaenvironmentportal.org.in/files/file/TheAsianQuestforLNGinaGlobalisingMarket.pdf>> Acesso em: 10 de agosto de 2020, 21h15min.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA, **Censo 2010**. Brasília, IBGE, 2011. Disponível em: < <https://censo2010.ibge.gov.br/>>. Acesso em: 11 de novembro de 2019, 21h50min.

KHAN, M. I. Policy options for the sustainable development of natural gas as transportation fuel. **Energy Policy**, v.110, pp. 126–136, 2017.

KUWAHARA, N. **Análise do gás natural liquefeito como alternativa energética para os pequenos e médios sistemas isolados da Amazônia**. Dissertação (Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos) - Programa de Pós-Graduação em Planejamento de Sistemas Energéticos, UNICAMP, Campinas, 2012.

MACIEL, F. Gas-to-wire sem a distribuidora de gás. **E&P Brasil**, Rio de Janeiro, julho, 2017. Disponível em: <<http://epbr.com.br/gas-to-wire-sem-a-distribuidora-de-gas/>>. Acesso em: 08 de outubro de 2019, 22h.

MENEZES, J. D. **Evolução e perspectivas do mercado de GNL**. In: I Seminário Internacional PETROBRAS de gás natural liquefeito. Rio de Janeiro. 2007.

MILLER, S. **Italian Terminal Reality Through Technical Innovation**. Apresentação da Adriatic LNG. In: 8th World LNG Summit, Roma, 2007.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Empresa de Pesquisa Energética Balanço Energético Nacional 2007: Ano base 2006. Relatório final**. 192 p. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, 2007.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Empresa de Pesquisa Energética Balanço Energético Nacional 2011: Ano base 2010. Relatório final**. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, 2011.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Matriz Energética Brasileira. **Resenha Energética Brasileira**, Rio de Janeiro, MME, 2016. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/>>. Acesso em: 03 de fevereiro de 2020, 21h35min.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Oferta e Demanda de Energia, Instalações Energéticas e Energia no Mundo. **Resenha Energética Brasileira**, Rio de Janeiro, MME, 2018. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/>>. Acesso em: 03 de fevereiro de 2020, 20h40min.

MORAIS, M. S. **Tarifação combinada de redes de gás e eletricidade**. Tese (Doutorado em Ciência em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Itajubá, Minas Gerais, 2005.

PACHECO, J. Ibama veta estudos de empresa para exploração de petróleo em área de corais no rio Amazonas. **Grupo Globo – G1**, Amapá, agosto, 2017. Disponível em: <<https://g1.globo.com/ap/amapa/noticia/ibama-veta-estudos-de-empresa-paraexploracao-de-petroleo-em-area-de-corais-norio-amazonas.ghtml>>. Acesso em: 10 de dezembro de 2019, 20h45min.

PAMPLONA, N. Petrobras vende por US\$ 54,5 milhões campo de gás no Amazonas. **Folha de São Paulo**, novembro, 2017. Disponível em: <<http://www1.folha.uol.com.br/mercado/2017/11/1937498-petrobras-vende-por-us-545-milhoes-campo-de-gas-no-amazonas.shtml>>. Acesso em: 15 de setembro de 2019, 10h40min.

PAMPLONA, N. Rosneft quer terminal de GNL no Solimões. **Brasil Econômico**, maio, 2015. Disponível em <<http://brasileconomico.ig.com.br/negocios/2015-05-29/rosneft-quer-terminalde-gnl-no-solimo.es.html>>. Acesso em: 15 de setembro de 2019, 22h40min.

PEREIRA, F.G.G. **Implantação de terminal portuário no corredor de exportação do Arco Norte: fatores de decisão entre porto público e terminal de uso privado**. 125f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2017.

PERICO, A. C. S. **Estudos dos custos energéticos na implantação de sistema de transporte e distribuição de gás natural**. 96 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia) – Universidade Federal de Itajubá, Minas Gerais, 2007.

PESTANA, C; SANTO, E. do E. **Gasoduto: uma análise das etapas do projeto de implantação**. Vetor, Rio Grande, v.21, n.2, pp. 44-59, 2011.

PETROBRAS - PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. **Relatório anual 2007**. Disponível em: <<https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/relatorios-anuais/>> Acesso em: 10 de janeiro de 2020, 20h15min.

PETROBRAS - PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. Venda do Campo de Juruá na Bacia do Solimões. **Fatos e Dados**, maio, 2017. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-edados/venda-do-campo-de-jurua-na-bacia-de-solimo.es.htm>>. Acesso em: 10 de janeiro de 2020, 21h45min.

REAL, R. V. **Fatores condicionantes ao desenvolvimento de projeto de GNL para o cone sul: uma alternativa para a monetização das reservas de gás da região**. 133f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.

RECHELO, C. A. **GNL para suprimento interno e exportação versus gasodutos: oportunidades, ameaças e mitos**. 140 p. Dissertação (Mestrado em Energia) - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2005.

REIS, N. **Impactos das composições típicas do GNL regaseificado**. In: I Seminário Internacional PETROBRAS gás natural liquefeito. Rio de Janeiro. 2007.

SANTOS, A. L. F. **Implantação do projeto GNL na PETROBRAS**. In: I Seminário Internacional PETROBRAS de Gás Natural Liquefeito. Rio de Janeiro. 2007.

SANTOS, E.M. **Gás Natural: estratégias para uma energia nova no Brasil**. Annablume, Fapesp, Petrobrás, São Paulo, 2002.

SAUER, I. L. **Um novo modelo para Setor Elétrico Brasileiro**. In: Relatório. IEE, USP. São Paulo, 2002.

SEVERIANO, A. 30% da produção em gasoduto no AM fica sem uso e volta para a terra. **Portal G1**, Amazonas, 2015. Disponível em: <<http://g1.globo.com/am/amazonas/noticia/2015/04/30-da-producao-em-gasoduto-no-am-fica-sem-uso-e-volta-para-terra.html>>. Acesso em: 15 de abril de 2020, 23h15min.

SOUSA, F. J. R. **A geração termelétrica: a contribuição das térmicas a gás natural liquefeito**. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos), Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, 2009.

SPIELER, O. **Floating Storage and Regasification Units (FSRU)**. In: FLNG Report, IGU LGN Committe. Oxford Energy Institute, 2017.

SUFRAMA. Zona Franca de Manaus, Polo Industrial de Manaus – PIM. **SUFRAMA**, Manaus, 2014. Disponível em: <<http://site.suframa.gov.br/>>. Acesso em: 20 de janeiro de 2019, 23h40min.

THOMSON, H. CORBETT, J. J., WINEBRAKE, J. J. Natural gas as a marine fuel. **Energy Policy**, v.87, pp. 153–167, 2015.

TUPIASSÚ, A. F. **Potencial do GNL na Expansão da Geração Termelétrica no Brasil**. In: I Seminário Internacional PETROBRAS de Gás Natural Liquefeito. Rio de Janeiro, 2007;

VEJA. **Base de exploração de petróleo e gás natural da PETROBRAS na província petrolífera de Urucu, na bacia do Rio Solimões**. 2011. Disponível em <<http://veja.abril.com.br/economia/petrobras-encontra-novos-indicios-de-petroleo-na-amazonia>>. Acesso em 15 de novembro de 2019, 23h50min.

ZAPAROLLI, D. Hidrovias reduzem distâncias e custos no escoamento da soja. São Paulo. **Valor Econômico**. 2016. Disponível em: <<http://www.valor.com.br/empresas/4501090/hidrovias-reduzem-distancias-e-custos-no-escoamento-da-soja>>. Acesso em: 01 de dezembro de 2019, 23h20min.