

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL DA
TESE DEFENDIDA POR Raul Gonzales
Palomino E APROVADA
PELA COMISSÃO JULGADORA EM 15/02/2012
.....
ORIENTADOR

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

Raul Gonzales Palomino

**Oportunidades e Alternativas para a Mudança
da Matriz Energética Peruana: O papel do Gás
Natural**

Campinas, 2012.

17/2012

Raul Gonzales Palomino

Oportunidades e Alternativas para a Mudança da Matriz Energética Peruana: O papel do Gás Natural

Tese apresentada ao Curso de Doutorado da Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas, como requisito para a obtenção do título de Doutor em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Orientadora: Silvia Azucena Nebra de Perez

Campinas, 2012
S.P. – Brasil

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

G589o Gonzales Palomino, Raul
Oportunidades e alternativas para a mudança da
matriz energética peruana: o papel do gás natural / Raul
Gonzales Palomino . --Campinas, SP: [s.n.], 2012.

Orientador: Silvia Azucena Nebra de Perez .
Tese de Doutorado - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Gás natural. 2. Recursos energéticos. 3.
Desenvolvimento energético. 4. Planejamento. I. Nebra
de Perez, Silvia Azucena. II. Universidade Estadual de
Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III.
Título.

Título em Inglês: Opportunities and alternatives for change of the Peru's energy
matrix: the role of natural gas

Palavras-chave em Inglês: Natural gas, Energy resources, Energy development,
Planning

Titulação: Doutor em Planejamento de Sistemas Energéticos

Banca examinadora: Sergio Valdir Bajay, Joaquim Eugênio Abel Seabra, Paulo
Henrique de Mello Sant'Ana , Alexandre Salem Szklo

Data da defesa: 15-02-2012

Programa de Pós Graduação: Planejamento de Sistema Energéticos

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS

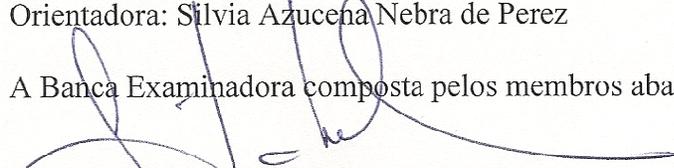
TESE DE DOUTORADO

**Oportunidades e Alternativas para a Mudança
da Matriz Energética Peruana: O papel do Gás
Natural**

Autor: Raul Gonzales Palomino

Orientadora: Silvia Azucena Nebra de Perez

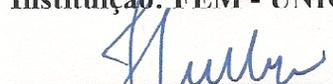
A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Tese:



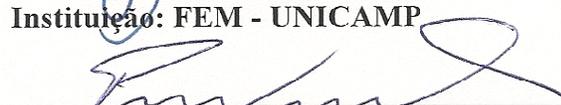
Prof. Dra. Silvia Azucena Nebra de Perez, Presidente
Instituição: FEM - UNICAMP



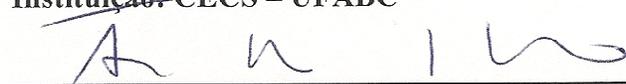
Prof. Dr. Sergio Valdir Bajay
Instituição: FEM - UNICAMP



Prof. Dr. Joaquim Eugênio Abel Seabra
Instituição: FEM - UNICAMP



Prof. Dr. Paulo Henrique de Mello Sant'Ana
Instituição: CECS - UFABC



Prof. Dr. Alexandre Salem Szklo
Instituição: COPPE - UFRJ

Campinas, 15 de fevereiro de 2012

Dedicatória:

Dedico este trabalho aos meus pais, Fortunato e Luisa, que, mesmo enfrentando muitas dificuldades, mas com muita dedicação, priorizaram a educação de seus oito filhos e, por terem usado uma das fórmulas mais simples e efetivas de nos educar, o exemplo.

Agradecimentos

Nestes anos, aprendi que, ao longo de nossas vidas, existem pessoas-chave que nos ajudam a alcançar nossos objetivos e sonhos. Por isso, gostaria de agradecer, em especial, uma dessas pessoas. Muito obrigado, Profa. Dra. Silvia A. Nebra, pela amizade, orientação, ensinamento, acompanhamento, dedicação e confiança.

À minha esposa Vanessa, pelo apoio e amor e, mais que isso, pela paciência de ter me acompanhado durante a realização deste trabalho desde a época em que a gente começou a namorar.

A meu amigo Eng. Jaime Antonio Cordova Laguna, de Lima-Peru, pelas discussões, debates e idéias que me ajudaram na realização deste trabalho.

Aos estudantes de graduação que me ajudaram nas entrevistas de campo para a coleta de dados, em especial a Duvi Saavedra.

Ao Prof. Walter Galarza Soto, da *Universidad Nacional de Ingeniería*, em Lima – Peru, pela motivação para continuar na pesquisa e pela amizade.

Aos amigos que me ajudaram nesta última etapa da elaboração deste trabalho: Reynaldo, João, Maribel, Delia, Harold e, especialmente, Fabiana Viana.

À banca de qualificação, composta pelos professores Silvia A. Nebra, Sérgio Bajay e Paulo Sant’Ana, pelas críticas e sugestões que possibilitaram tornar este trabalho melhor.

À Faculdade de Engenharia Mecânica da Unicamp, pelo apoio logístico e acadêmico.

À Petrobras Energia Peru, por ter me proporcionado a licença de trabalho e os meios econômicos para poder voltar à UNICAMP e concluir este trabalho.

Resumo

GONZALES, Raul Palomino, *Oportunidades e Alternativas para a Mudança da Matriz Energética Peruana: O papel do Gás Natural*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2012. 237 p. Tese (Doutorado)

Nos últimos anos, várias discussões e análises sobre um maior uso de gás natural no Peru foram realizadas. No início de 2011, durante os debates presidenciais, este era um item da agenda, e a priorização do desenvolvimento do mercado interno de gás, em vez de sua exportação foi o tema central. A presente tese analisa as alternativas de uso do gás natural nos setores de transporte, residencial, terciário, industrial de grande porte e de geração elétrica no Peru, assim como avalia o impacto da sua penetração na substituição de combustíveis derivados do petróleo e a possibilidade de produção de eletricidade através da cogeração. Para tanto, foram efetuadas uma análise da matriz energética peruana, uma revisão das reservas e infraestrutura da indústria do gás natural, para uma avaliação complementar e como ferramenta de comparação foram calculados os indicadores de sustentabilidade energética do País. Além disso, foi realizada uma revisão das metodologias existentes e empregadas para este tipo de estudo, além de definidos a abrangência e os cenários deste trabalho. Dos cenários avaliados, o tendencial- moderado seria o mais provável de acontecer e se viabilizar. Este mostra que o uso do gás natural aumentará de 3.280 Mm³, em 2008, para 6.295 Mm³, em 2020, melhorando, assim, a distribuição de sua utilização nos diferentes setores analisados, não sendo utilizado majoritariamente no setor de geração elétrica, como ocorre na atualidade. Por outro lado, a maior penetração deste energético permitirá substituir combustíveis derivados do petróleo, como o óleo Diesel, óleo combustível, gasolina e GLP, e, conseqüentemente, reduzir as emissões de dióxido de carbono. Os resultados mostram a existência de reservas para um maior desenvolvimento do mercado interno do gás natural no curto e médio prazo, mas, no futuro, é necessário continuar avaliando as reservas e o uso do gás (incluindo a exportação), considerando a garantia de seu fornecimento no longo prazo, descobertas de reservas e novos projetos para sua utilização.

Palavras Chave: gás natural, modelos energéticos, planejamento energético

Abstract

GONZALES, Raul Palomino, *Opportunities and Alternatives for Change of the Peru's Energy Matrix: The Role of Natural Gas*. Campinas: Faculty of Mechanical Engineering, State University of Campinas (Unicamp), 2012. 237 p. PhD Thesis.

In recent years there have been several discussions and analysis on a greater use of natural gas in Peru. This was part of the agenda during the presidential debates in early 2011. During these debates, the importance of developing a domestic demand for natural gas rather than gas exports was the central theme of discussion. This thesis analyzes the alternative for the use of natural gas in sectors such as transportation, residential, commercial, large-sized industry and power generation in Peru. Moreover, it evaluates the impact of its penetration as a replacement for oil products and the possibility of production of electricity through cogeneration. For this, an analysis on the Peru's energy matrix was conducted. Also, the current reserves and infrastructure of the natural gas industry were shown and additionally as a tool for comparison were calculated energy indicators for sustainable development in the country. In addition, a review of existing and used methodologies for this type of study were performed, and the scope and scenarios of this work were defined. The moderate trend scenario would be more feasible and likely to occur in comparison to all the scenarios evaluated in this study. This scenario shows that the use of natural gas will increase from 3.280 Mm³ in 2008 to 6295 Mm³ in 2020, which will improve the distribution of it in the different sectors that were analyzed, and reduce its use in the power generation sector where natural gas is mainly being utilized as of today. The greater penetration of natural gas would reduce the use of oil products such as Diesel oil, residual oil, gasoline and LPG, and thereby reduce CO₂ emissions. The results show the existence of reserves for further development in the domestic gas market in the short and medium term, but in the future it will be necessary to continue evaluating the reserves and consumption of the natural gas in order to guarantee its supply for the long term, the discovery of new reserves, and the development of new projects for its use.

Keywords: natural gas, energy models, energy planning

Lista de Ilustrações

Figura 2.1 - Consumo final de energia por setor no Peru	6
Figura 2.2 - PIB e Inflação no Peru.....	7
Figura 2.3 - A participação dos setores na Matriz Energética Peruana.....	8
Figura 2.4 - A participação dos energéticos na Matriz Energética Peruana	9
Figura 2.5 - Evolução das reservas provadas de energia no Peru	10
Figura 2.6 - Evolução da produção de energia primaria no Peru	10
Figura 2.7 - Evolução das exportações de energia no Peru.....	11
Figura 2.8 - Evolução das importações de energia no Peru	12
Figura 2.9 - Indicadores de sustentabilidade energética no Peru	15
Figura 2.10 - Balanço de petróleo e seus derivados no Peru.....	18
Figura 2.11 - Produção de petróleo no Peru.....	19
Figura 2.12 - Investimentos em produção de petróleo no Peru.....	19
Figura 2.13 - Produção fiscalizada de gás natural.....	21
Figura 2.14 - Distribuição da produção fiscalizada de gás natural	21
Figura 2.15 - Potência efetiva e demanda máxima no setor elétrico peruano.....	23
Figura 2.16 - Potencia efetiva térmica e hidráulica total no Peru	24
Figura 2.17 - Evolução da produção de energia elétrica total no Peru.....	24
Figura 3.1 - Evolução das reservas provadas de gás natural no mundo.....	32
Figura 3.2 - Países com reservas provadas principais de gás natural em 2010.....	32
Figura 3.3 - Demanda de Gás Natural no Mundo 1980-2035.....	33
Figura 3.4 - Demanda de gás natural na América do Norte.....	35
Figura 3.5 - Demanda de gás natural na Europa OECD	36
Figura 3.6 - Demanda de gás natural na Ásia OECD.....	36
Figura 3.7 - Demanda de gás natural na Europa e Eurásia não OECD.....	37
Figura 3.8 - Demanda de gás natural na Ásia não OECD.....	38
Figura 3.9 - Demanda de gás natural no Oriente Médio, África e América Central e do Sul não OECD	39
Figura 3.10 – Gasoduto Camisea e projetos futuros	41
Figura 3.11 – Evolução do número de conexões de gás natural	42
Figura 3.12 – Evolução das redes de distribuição de gás natural.....	43
Figura 3.13 – Campos da Costa Norte	44
Figura 3.14 – Campo da Selva Central - Aguaytía	44
Figura 3.15 – Campos da Selva Sur	45
Figura 3.16 – Marco normativo da indústria de gás natural no Peru	47
Figura 5.1 – Componentes e instalação dos kits de conversão GNV-gasolina	67
Figura 5.2 - Funcionamento de conversão óleo Diesel/gás natural.....	69
Figura 5.3 - Metodologia empregada para o cálculo de uso de GNV no Peru 2011-2020	76
Figura 5.4 – Evolução do consumo de energia no setor de transporte.....	77
Figura 5.5 – Frota veicular no Peru.....	78
Figura 5.6 – Projeção da frota veicular no período 2011-2020 em Peru	81
Figura 5.7 – Questionário para entrevista do estudo de PR e PD	85

Figura 5.8 – Caracterização de dados de PD nos sedã e hatch.....	88
Figura 5.9 – Caracterização de dados de PD nos veículos perua.....	89
Figura 5.10 – Caracterização de dados de PD nas pick - up, SUV e van, e utilitário comercial ...	91
Figura 5.11 – Caracterização de dados de PD em ônibus, caminhão e caminhão trator.....	92
Figura 5.12 – Análise da viabilidade econômica para a conversão de veículos sedã, hatch e perua a gasolina para GNV	94
Figura 5.13 – Análise da viabilidade econômica para a conversão de veículos sedã, hatch e perua a óleo Diesel para GNV	95
Figura 5.14 – Análise de viabilidade econômica para a conversão de veículos pick-up, SUV, van e utilitário comercial a gasolina para GNV	95
Figura 5.15 – Análise de viabilidade econômica para a conversão de veículos pick-up, SUV, van e utilitário comercial a óleo Diesel para GNV	96
Figura 5.16 – Análise econômica da conversão ônibus e caminhão a óleo Diesel para GNV	96
Figura 5.17 – Número de veículos a GNV no cenário pessimista no período 2011-2020 no Peru	104
Figura 5.18 - Projeção de consumo de GNV no cenário pessimista no período 2011-2020 no Peru	105
Figura 5.19 - Projeção de consumos evitados de gasolina e Diesel pela introdução do GNV no cenário pessimista no período 2011-2020 no Peru.....	105
Figura 5.20 – Número de veículos a GNV no cenário tendencial no período 2011-2020 no Peru	106
Figura 5.21 - Projeção de consumo de GNV no cenário tendencial no período 2011-2020 no Peru	107
Figura 5.22 - Projeção de consumos evitados de gasolina e Diesel pela introdução do GNV no cenário pessimista no período 2011-2020 no Peru.....	107
Figura 5.23 – Número de veículos a GNV no cenário otimista no período 2011-2020 no Peru .	108
Figura 5.24 - Projeção de consumo de GNV no cenário otimista no período 2011-2020 no Peru	109
Figura 5.25 - Projeção de consumos evitados de gasolina e Diesel pela introdução do GNV no cenário pessimista no período 2011-2020 no Peru.....	109
Figura 6.1 – Evolução do consumo de energia nos setores residencial e terciário no Peru	112
Figura 6.2 – Metodologia para a estimativa do potencial de consumo de gás natural nos setores residencial e terciário de pequeno porte	113
Figura 6.3 – Projeção do número de moradias no Peru	118
Figura 6.4 – Análise econômica de uso de gás natural em moradias que utilizam GLP para cocção	120
Figura 6.5 – Análise econômica de uso de gás natural em moradias que usam GLP para cocção e eletricidade para aquecimento de água.....	121
Figura 6.6 – Análise econômica de uso de gás natural em moradias que utilizam querosene para cocção	122
Figura 6.7 – Fatores de penetração de gás natural obtidos por empresas distribuidoras de gás natural nos setores residencial e terciário na Colômbia	125
Figura 6.8 – Número de moradias e instalações comerciais de pequeno porte que usariam gás natural no cenário pessimista no período 2011-2020 no Peru	130
Figura 6.9 - Projeção de consumo de gás natural nos setores residencial e terciário de pequeno porte no cenário pessimista no período 2011-2020 no Peru	130

Figura 6.10 - Projeção de consumo evitado de GLP pela introdução de gás natural nos setores residencial e terciário de pequeno porte no cenário pessimista no período 2011-2020 no Peru..	131
Figura 6.11 - Projeção de consumo evitado de energia elétrica pela introdução de gás natural nos setores residencial e terciário de pequeno porte no cenário pessimista 2011-2020 no Peru.....	131
Figura 6.12 – Número de moradias e instalações comerciais de pequeno porte que usariam gás natural no cenário tendencial no período 2011-2020 no Peru.....	133
Figura 6.13 - Projeção de consumo de gás natural nos setores residencial e terciário de pequeno porte no cenário tendencial no período 2011-2020 no Peru.....	133
Figura 6.14 - Projeção de consumo evitado de GLP pela introdução de gás natural nos setores residencial e terciário de pequeno porte no cenário tendencial no período 2011-2020 no Peru..	134
Figura 6.15 - Projeção de consumo evitado de energia elétrica pela introdução de gás natural nos setores residencial e terciário de pequeno porte no cenário tendencial no período 2011-2020 no Peru.....	134
Figura 6.16 - Número de moradias e instalações comerciais de pequeno porte que usariam gás natural no cenário otimista no período 2011-2020 no Peru	136
Figura 6.17 - Projeção de consumo de gás natural nos setores residencial e terciário de pequeno porte no cenário otimista no período 2011-2020 no Peru	136
Figura 6.18 -Projeção de consumo evitado de GLP pela introdução de gás natural nos setores residencial e terciário de pequeno porte no cenário otimista no período 2011-2020 no Peru	137
Figura 6.19 - Projeção de consumo evitado de energia elétrica pela introdução de gás natural nos setores residencial e terciário de pequeno porte no cenário otimista no período 2011-2020 no Peru	137
Figura 7.1 - Sistema convencional versus cogeração.....	141
Figura 7.2 - Cogeração com turbina a vapor de contrapressão	142
Figura 7.3 - Cogeração com turbina a vapor de extração/condensação	143
Figura 7.4 - Cogeração com turbina a gás.....	144
Figura 7.5 - Cogeração com motor alternativo	145
Figura 7.6 - Mapa energético do centro consumidor	146
Figura 7.7 - Sistema de refrigeração por absorção.....	149
Figura 7.8 – Porcentagem de geração elétrica pertence empresas que não são de serviços públicos	151
Figura 7.9 – Evolução da potencia instalada e vendas de excedentes de eletricidade pela cogeração na Espanha	153
Figura 7.10 – Metodologia para a estimativa do potencial uso de gás natural no setor industrial e terciário de grande porte.....	154
Figura 7.11 – Evolução do consumo de energia no setor industrial do Peru	155
Figura 7.12 – Número de estabelecimentos nos setores industrial e terciário de grande porte que podem vir a usar gás natural no cenário pessimista no período 2011-2020 no Peru	179
Figura 7.13 - Projeção de consumo de gás natural nos estabelecimentos dos setores industrial e terciário de grande porte no cenário pessimista no período 2011-2020 no Peru	179
Figura 7.14 - Projeção de consumo evitado de óleo combustível e óleo Diesel pela introdução de gás natural nos estabelecimentos dos setores industrial e terciário de grande porte no cenário pessimista no período 2011-2020 no Peru	180
Figura 7.15 - Projeção de potência elétrica instalada e vendas de excedentes de energia elétrica pelos cogeneradores nos estabelecimentos dos setores industrial e terciário de grande porte no cenário pessimista no período 2011-2020 no Peru.....	180

Figura 7.16 – Número de estabelecimentos nos setores industrial e terciário de grande porte que podem vir a usar gás natural no cenário tendencial no período 2011-2020 no Peru.....	182
Figura 7.17 - Projeção de consumo de gás natural nos estabelecimentos dos setores industrial e terciário de grande porte no cenário tendencial no período 2011-2020 no Peru.....	182
Figura 7.18 - Projeção de consumo evitado de óleo combustível e óleo Diesel pela introdução de gás natural nos estabelecimentos dos setores industrial e terciário de grande porte no cenário tendencial no período 2011-2020 no Peru.....	183
Figura 7.19 - Projeção de potência elétrica instalada e vendas de excedentes de energia elétrica pelos cogeneradores nos estabelecimentos dos setores industrial e terciário de grande porte no cenário tendencial no período 2011-2020 no Peru.....	183
Figura 7.20 – Número de estabelecimentos nos setores industrial e terciário de grande porte que podem vir a usar gás natural no cenário otimista no período 2011-2020 no Peru	185
Figura 7.21 - Projeção de consumo de gás natural nos estabelecimentos dos setores industrial e terciário de grande porte no cenário otimista no período 2011-2020 no Peru	185
Figura 7.22 - Projeção de consumo evitado de óleo combustível e óleo Diesel pela introdução de gás natural nos estabelecimentos dos setores industrial e terciário de grande porte no cenário otimista no período 2011-2020 no Peru	186
Figura 7.23 - Projeção de potência elétrica instalada e vendas de excedentes de energia elétrica pelos cogeneradores nos estabelecimentos dos setores industrial e terciário de grande porte no cenário otimista no período 2011-2020 no Peru	186
Figura 8.1 – Evolução da potência efetiva e demanda máxima no mercado elétrico peruano	189
Figura 8.2 – Evolução da produção de energia elétrica no mercado elétrico peruano.....	189
Figura 8.3 – Evolução das vendas de eletricidade por setor econômico no Peru	190
Figura 8.4 – Projeção da máxima demanda elétrica 2011-2020	192
Figura 8.5 – Projeção da potência efetiva 2011-2020.....	195
Figura 8.6 – Projeção da produção de energia elétrica 2011-2020	195
Figura 8.7 – Projeção da potência efetiva nos cenários pessimista referencial, moderado e avançado - 2011-2020	197
Figura 8.8 - Projeção de consumo de gás natural no setor elétrico nos cenários pessimista referencial, moderado e avançado - 2011-2020	197
Figura 8.9 – Projeção da potência efetiva nos cenários tendencial referencial, moderado e avançado - 2011-2020	198
Figura 8.10 - Projeção de consumo de gás natural no setor elétrico nos cenários tendencial referencial, moderado e avançado - 2011-2020	198
Figura 8.11 – Projeção da potência efetiva nos cenários otimista referencial, moderado e avançado - 2011-2020	199
Figura 8.12 - Projeção de consumo de gás natural no setor elétrico nos cenários otimista referencial, moderado e avançado - 2011-2020	200
Figura 9.1 – Comparação de uso do gás natural 2008 e 2020 (cenário tendencial-moderado) ...	206
Figura 9.2 – Evolução da utilização do gás natural para o consumo interno e exportação nos cenários tendencial-moderado e otimista-avançado.....	207
Figura Apêndice C.1 - Sistema de cogeração	229

Lista de Tabelas

Tabela 1.1 – Preço do gás natural e seus concorrentes no Peru	2
Tabela 2.1 – Contribuição da energia ao desenvolvimento sustentável.....	13
Tabela 2.2 – Indicadores de Sustentabilidade Energética	14
Tabela 2.3 – Custos variáveis de usinas elétricas no Peru	25
Tabela 3.1 – Organismos que atuam na indústria de gás natural no Peru.....	46
Tabela 4.1 – Cenários para estimar a potencialidade de uso de gás natural no Peru	64
Tabela 5.1 – Histórico e classificação de veículos na região de Lima e Callao (miles)	79
Tabela 5.2 – Distribuição geográfica das entrevistas	86
Tabela 5.3 – Caracterização de dados de PR nos sedã e hatch	87
Tabela 5.4 – Caracterização de dados de PR nos veículos perua.....	89
Tabela 5.5 – Caracterização de dados de PR nas pick-ups, SUVs, vans e utilitários comerciais ..	90
Tabela 5.6 – Caracterização de dados de PR em ônibus, caminhão e caminhão trator	92
Tabela 5.7.A – Cenários de desenvolvimento futuro dos veículos no Peru 2011-2020	101
Tabela 5.7.B – Cenários de desenvolvimento futuro dos veículos no Peru 2011-2020.....	102
Tabela 5.7.C – Cenários de desenvolvimento futuro dos veículos no Peru 2011-2020.....	103
Tabela 6.1 – Número de moradias no país	114
Tabela 6.2 – Número de instalações comerciais no setor terciário de pequeno porte.....	115
Tabela 6.3 – Nível socioeconômico 2010 em Peru	115
Tabela 6.4 – Energéticos mais usados pelas famílias para cocção no Peru	116
Tabela 6.5 – Caracterização do consumo médio de energia para cocção e aquecimento de água no setor residencial.....	116
Tabela 6.6 – Caracterização do consumo médio de energia em instalações comerciais no setor terciário de pequeno porte	117
Tabela 6.7 – Eficiências dos equipamentos usados para cocção e aquecimento de água	119
Tabela 6.8.A – Cenários de desenvolvimento futuro de gás natural nos setores residencial e terciário de pequeno porte no Peru - 2011-2020	126
Tabela 6.8.B – Cenários de desenvolvimento futuro de gás natural nos setores residencial e terciário de pequeno porte no Peru - 2011-2020	127
Tabela 6.8.C – Cenários de desenvolvimento futuro de gás natural nos setores residencial e terciário de pequeno porte no Peru - 2011-2020	128
Tabela 7.1 - Relação calor e eletricidade	147
Tabela 7.2 – Quantidade de instalações comerciais no setor terciário de grande porte.....	157
Tabela 7.3 – Quantidade de instalações, por tipo, no setor industrial	159
Tabela 7.4 – Caracterização do consumo de energia em instalações comerciais do setor terciário de grande porte	160

Tabela 7.5 – Caracterização do consumo de energia nos vários tipos de fabricas do setor industrial	161
Tabela 7.6 – Avaliação das opções tecnológicas para uso de gás natural sem cogeração em instalações do setor terciário de grande porte	165
Tabela 7.7 – Avaliação das opções tecnológicas para uso de gás natural em unidades de cogeração projetadas para operar em paridade elétrica em instalações do setor terciário de grande porte.....	166
Tabela 7.8 – Avaliação das opções tecnológicas para uso de gás natural em sistemas de cogeração projetados para operar em paridade térmica e venda de excedentes de energia elétrica, em instalações do setor terciário de grande porte	167
Tabela 7.9 – Avaliação do uso de gás natural para produzir energia térmica, sem cogeração, nos vários tipos de fabricas do setor industrial	169
Tabela 7.10 – Avaliação das opções tecnológicas para uso de gás natural em unidades de cogeração projetadas para operar em paridade elétrica, nos vários tipos de fabrica do setor industrial	170
Tabela 7.11 – Avaliação das opções tecnológicas para uso de gás natural em sistemas de cogeração projetados para operar em paridade térmica e venda de excedentes de energia elétrica, nos diversos tipos de instalações do setor industrial	171
Tabela 7.12A – Cenários de desenvolvimento futuro do gás natural no setor industrial e terciário de grande porte no Peru 2011-2020	175
Tabela 7.12B – Cenários de desenvolvimento futuro do gás natural no setor industrial e terciário de grande porte no Peru 2011-2020	176
Tabela 7.12C – Cenários de desenvolvimento futuro do gás natural no setor industrial e terciário de grande porte no Peru 2011-2020	177
Tabela 8.1 – Visão da expansão de geração elétrica	194
Tabela 9.1 – Comparação de uso atual do gás natural e perspectiva de sua utilização no cenário tendencial-moderado em 2020	203
Tabela Anexo A.1 – Variáveis para a projeção do numero de veículos	222
Tabela Anexo B.1 – Variáveis para a projeção do numero de moradias	223
Tabela Apêndice A.1 – Resultados de estatística de regressão (cenário pessimista).....	224
Tabela Apêndice A.2 – Resultados de estatística de regressão (cenário moderado)	225
Tabela Apêndice A.3 – Resultados de estatística de regressão (cenário avançado)	225
Tabela Apêndice B.1 – Resultados de estatística de regressão (região Lima e Callao).....	226
Tabela Apêndice B.2 – Resultados de estatística de regressão (região Ica)	227
Tabela Apêndice B.3 – Resultados de estatística de regressão (regiões da área Kuntur)	227
Tabela Apêndice B.4 – Resultados de estatística de regressão (regiões da área Centro-Norte) ..	227
Tabela Apêndice B.2 – Resultados de estatística de regressão (região Ica)	203

Lista de Abreviaturas e Siglas

Abreviações

COP	Coeficiente de performance
HRSG	<i>Heat recovery steam generator</i>
MCI	Motor de combustão interna
PCI	Poder calorífico inferior
SRA	Sistema de refrigeração por absorção
TAG	Turbina a gás
TIR	Taxa interna de retorno
VPL	Valor presente líquido

Unidades

bep	Barril equivalente de petróleo
GJ	Gigajoule
GWh	Giga Watt hora
m ³	Metro cúbico
Mm ³	Milhões de metros cúbicos
MMPCD	Milhões de pés cúbicos por dia
MMUS\$	Milhões de dólares americanos
MW	Megawatt
TJ	Terajoule
US\$	Dólar americano (moeda dos Estados Unidos)

Siglas

APEIM	<i>Asociación Peruana de Empresas de Investigación de Mercados</i>
ANP	Agência Nacional do Petróleo

BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BP	<i>British Petroleum</i>
BOT	<i>Build Operate Transfer</i>
CEPAL	Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe
DGE	<i>Dirección General de Electricidad (MEM - Peru)</i>
DGH	<i>Dirección General de Hidrocarburos (MEM - Peru)</i>
EERE	<i>Energy Efficiency and Renewable Energy</i>
EIA	<i>Energy Information Administration</i>
GART	<i>Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (Osinerghmin - Peru)</i>
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GNV	Gás Natural Veicular
IAEA	<i>International Atomic Energy Agency</i>
IANGV	<i>International Association for Natural Gas Vehicles</i>
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços
INEI	<i>Instituto Nacional de Estadística e Informática (Peru)</i>
IPEA	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
HDPE	<i>High-density polyethylene</i>
LGN	Líquido de Gás Natural
MEM	<i>Ministerio de Energía y Minas (Peru)</i>
MTC	<i>Ministerio de Transportes y Comunicaciones (Peru)</i>
NSE	Nível Socioeconômico
OECD	<i>Organisation for Economic Co-operation and Development</i>
OGPP	<i>Oficina General de Planeamiento y Presupuesto (MTC - Peru)</i>
OLADE	Organização Latinoamericana de Energia
ONGs	Organizações não governamentais
OSINERGMIN	<i>Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Peru)</i>
PIB	Produto Interno Bruto
SENAMHI	<i>Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología (Peru)</i>
SUNARP	<i>Superintendencia Nacional de Registros Públicos (Peru)</i>
SUV	<i>Sport Utility Vehicle</i>

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	1
2 ANÁLISE DA MATRIZ ENERGÉTICA PERUANA.....	6
2.1 O Consumo final de energia no Peru	6
2.2 Reservas, produção e balanço de energia no Peru	9
2.3 Indicadores de sustentabilidade energética no Peru	12
2.4 Análise do suprimento de energia no Peru	17
2.4.1 O petróleo e seus derivados.....	18
2.4.2 O Gás Natural.....	20
2.4.3 Eletricidade.....	22
2.4.4 Novas fontes renováveis.....	26
2.4.4.1 Energia solar e eólica	25
2.4.4.2 Biocombustíveis	26
2.5 Conclusões preliminares	28
3 A INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL.....	31
3.1 A indústria do gás natural no contexto mundial.....	31
3.1.1 Reservas provadas de gás natural no mundo.....	31
3.1.2 Demanda de gás natural no mundo	33
3.1.2.1 Demanda de gás natural nos países da OECD	34
3.1.2.2 Demanda de gás natural nos países não membros da OECD.....	37
3.2 A Indústria de gás natural no Peru	39
3.2.1 Consumo e produção de gás natural.....	40
3.2.2 Transporte de gás natural	40
3.2.3 Distribuição de gás natural.....	42
3.2.4 Reservas de Gás Natural	43
3.2.5 O marco normativo e a regulação da indústria de gás natural	45
4 MODELOS ENERGÉTICOS E DEFINIÇÃO DE CENÁRIOS DE ESTUDO.....	50
4.1 Modelos energéticos.....	50
4.1.1 Classificação dos modelos energéticos	50
4.1.1.1 Classificação pela finalidade ou aplicação.....	50
4.1.1.2 Classificação pelo alcance geográfico.....	51
4.1.1.3 Classificação "Top down" e "Bottom up"	51
4.1.1.4 Classificação segundo a abordagem do modelo.....	52
4.1.2 Técnicas de cenarização	56
4.2 Estudos sobre a penetração do gás natural em países e regiões	57

4.3 Definição da metodologia e cenários de estudo	61
4.3.1 Cenários de internalização do nível de atividade	61
4.3.2 Principais indicadores da análise de viabilidade econômica.....	62
4.3.3 Cenários de internalização da estrutura de consumo e intensidade energética	63
5 OPORTUNIDADES E ALTERNATIVAS DE USO DE GÁS NATURAL NO SETOR DE TRANSPORTE	65
5.1 Tecnologias dedicadas ao uso de GNV	65
5.1.1 Tecnologia dual – fuel para gasolina e GNV	65
5.1.1.1 Características técnicas de funcionamento dual – fuel para gasolina e GNV	65
5.1.1.2 Kits de conversão dual – fuel para gasolina e GNV	66
5.1.2 Tecnologia dual – fuel para óleo Diesel e GNV	67
5.1.2.1 Características técnicas de funcionamento dual – fuel para óleo Diesel e GNV	67
5.1.2.2 Kits de conversão dual – fuel para óleo Diesel e GNV	69
5.1.3. Tecnologia dedicada exclusivamente a GNV	69
5.1.4. Tecnologia de ottolisação.....	70
5.1.4.1 Características técnicas de ottolisação	70
5.1.4.2 Kits de conversão do sistema de ottolisação	71
5.2 Experiências de uso de GNV no mundo	71
5.2.1 Estados Unidos.....	71
5.2.2 Argentina.....	73
5.2.3 Brasil	74
5.2.4 Itália.....	75
5.3 Estimativa de uso de GNV no Peru.....	76
5.3.1 Histórico de consumo de combustível e frota veicular	77
5.3.2 Definição da área de estudo e classificação dos veículos	78
5.3.3 Projeção da frota veicular 2011-2020	79
5.3.4 Estudo de Mercado de GNV	80
5.3.4.1 Método de preferência revelada – questionários.....	80
5.3.4.2 Método de preferência declarada – questionários	82
5.3.4.3 Pesquisa de Campo.....	84
5.3.4.4 Tratamento e análise dos dados.....	86
5.3.5 Análise da viabilidade econômica da conversão para GNV	93
5.3.6 Estimativa do consumo de GNV	97
5.3.6.1 Metodologia de cálculo	97
5.3.6.2 Seleção de cenários de penetração do GNV.....	100
5.3.6.3 Projeções no cenário pessimista: alternativas referencial, moderado e avançado ..	104
5.3.6.4 Projeções no cenário tendencial: alternativas referencial, moderado e avançado...	106
5.3.6.5 Projeções no cenário otimista: alternativas referencial, moderado e avançado	108
5.3.7 Conclusões preliminares	110
6 OPORTUNIDADES E ALTERNATIVAS DE USO DE GÁS NATURAL NOS SETORES RESIDENCIAL E TERCIÁRIO DE PEQUENO PORTE	112
6.1 Estudo de mercado nos setores residencial e terciário de pequeno porte.....	113

6.1.1	Definição da área de estudo e sua composição nos setores residencial e terciário	113
6.1.2	Caracterização do consumo médio de energia no setor residencial	115
6.1.3	Caracterização do consumo médio de energia no setor terciário de pequeno porte ..	117
6.2	Projeção da quantidade de moradias e instalações comerciais de pequeno porte no período 2011-2020.....	118
6.3	Alternativas tecnológicas	119
6.4	Análise de viabilidade econômica do uso de gás natural nos setores residencial e terciário de pequeno porte	119
6.5	Estimativa de consumo de gás natural nos setores Residencial e Terciário de pequeno porte	122
6.5.1	Metodologia de cálculo	123
6.5.2	Seleção de cenários de penetração do GNV.....	125
6.5.3	Projeções no cenário pessimista: alternativas referencial, moderado e avançado	129
6.5.4	Projeções no cenário tendencial: alternativas referencial, moderado e avançado.....	132
6.5.5	Projeções no cenário otimista: alternativas referencial, moderado e avançado	135
6.6	Conclusões preliminares	138
7 OPORTUNIDADES E ALTERNATIVAS DE USO DE GÁS NATURAL NO SETOR INDUSTRIAL E TERCIÁRIO DE GRANDE PORTE		
INDUSTRIAL E TERCIÁRIO DE GRANDE PORTE		
7.1	Tecnologias dedicadas ao uso de gás natural no setor industrial e terciário de grande porte	140
7.1.1	Sistemas de cogeração.....	140
7.1.1.1	Cogeração com turbina a vapor.....	141
7.1.1.2	Cogeração com turbina a gás	143
7.1.1.3	Cogeração com Motor Alternativo.....	144
7.1.1.4	Metodologia para a seleção do sistema de cogeração	145
7.1.2.	Sistemas de produção de frio – chillers de absorção.....	148
7.2	Experiências de uso de gás natural no setor Terciário e industrial: ênfases em Cogeração ..	149
7.2.1	Estados Unidos	149
7.2.2	Espanha	152
7.3	Estimativa do potencial de uso de gás natural no setor industrial e terciário de grande porte no Peru.....	154
7.3.1	Histórico de consumo de energia no setor industrial	155
7.3.2	Definição da área de estudo no setor industrial e terciário de grande porte.....	155
7.3.3	Estudo de mercado nos setores industrial e terciário de grande porte	156
7.3.3.1	Pesquisa de campo / Tratamento e análise dos dados	156
7.3.3.2	Caracterização do consumo médio de energia dos vários tipos de instalações.....	158
7.3.4	Análise de viabilidade técnica e econômica do uso de gás natural no setor industrial e terciário de grande porte.....	162
7.3.4.1	Resultados da análise de viabilidade técnica e econômica de uso de gás natural no setor terciário de grande porte	164

7.3.4.2 Resultados da análise de viabilidade técnica e econômica de uso de gás natural no setor industrial	168
7.3.5 Estimativa do consumo futuro de gás natural no setor industrial e terciário de grande porte.....	171
7.3.5.1 Metodologia de cálculo	172
7.3.5.2 Seleção de cenários de penetração de gás natural no setor industrial e terciário de grande porte.....	174
7.3.5.3 Projeções no cenário pessimista: alternativas referencial, moderado e avançado ..	178
7.3.5.4 Projeções no cenário tendencial: alternativas referencial, moderado e avançado...	181
7.3.5.5 Projeções no cenário otimista: alternativas referencial, moderado e avançado	184
7.3.6 Conclusões preliminares	187
8 AVALIAÇÃO DA PARTICIPAÇÃO DO USO DE GÁS NATURAL NO SETOR ELÉTRICO	188
8.1 Evolução e situação atual do setor elétrico peruano	188
8.2 Projeção da demanda elétrica no Peru.....	190
8.2.1 Critérios e metodologias de cálculo da projeção da demanda	190
8.2.2 Resultados da projeção de demanda.....	192
8.3 Expansão da geração elétrica no Peru	193
8.3.1 Visão da expansão da geração elétrica.....	193
8.3.2 Resultados da projeção de expansão da geração elétrica	194
8.3.3 Cenários de consumo de gás natural no setor elétrico	196
8.4 Conclusões preliminares	200
9 CONCLUSÕES	201
9.1 Conclusões finais.....	201
9.2 Sugestões para futuros trabalhos	207
Referências	209
ANEXO A – Variáveis para a projeção do número de veículos	222
ANEXO B – Variáveis para a projeção do número de moradias.....	223
APÊNDICE A – Modelo de projeção da frota veicular	224
APÊNDICE B – Modelo de projeção do número de moradias.....	226
APÊNDICE C – Equações de análise energética de um sistema de cogeração	228

1 INTRODUÇÃO

O Peru é um país sul-americano limitado ao norte pelo Equador e pela Colômbia, ao este pelo Brasil e pela Bolívia e ao sul pelo Chile. O seu litoral, a oeste, é banhado pelo Oceano Pacífico. O território peruano abrigou a civilização de Caral, uma das mais antigas do mundo, bem como o império Inca, considerada o maior Estado da América pré-colombiana. O Peru é uma república democrática representativa presidencial com um sistema multipartidário, o presidente é o chefe de Estado e de governo, é eleito por cinco anos e não pode buscar a reeleição imediata. A sua geografia é variada, exibindo desde planícies áridas da costa do Pacífico, aos picos nevados dos Andes e à floresta amazônica, característica que proporciona a este país diversos recursos naturais. Segundo Censo 2007 (INEI, 2009a), a população peruana foi estimada em 28,22 milhões, e o idioma espanhol é a principal língua (83,92%), porém ela coexiste com várias línguas indígenas, a mais importante das quais é o quéchua (13,21%). As principais atividades econômicas incluem a agricultura, a pesca, a exploração mineral e a manufatura de produtos têxteis.

A indústria de gás natural no Peru é relativamente nova. Antes de 2004, havia produção apenas em Talara (Noroeste do País) e Pucallpa (Floresta Central do Peru), e o gás foi usado principalmente como combustível para geração de eletricidade. Entre 1983 e 1987, em Camisea, ao norte de Cuzco, descobriram-se as maiores reservas de gás natural no País. Em 1988, foram assinados os primeiros contratos com o consórcio Shell/Mobil para o desenvolvimento do projeto Camisea. No entanto, em 1998, este consórcio anunciou sua decisão de não continuar no projeto. Um ano depois, o governo peruano abriu licitação pública internacional para a produção de Camisea, as concessões de transporte de gás e líquidos e para distribuição de gás em Lima e Callao. Em 2000, foram entregues as etapas de produção, transporte e distribuição de gás de Camisea (GONZALES e NEBRA, 2004). Em 2004, começou a operação deste projeto.

O consumo final de energia no Peru tem crescido desde 1993. Nos últimos cinco anos, a taxa de crescimento média anual foi de 4,2%. Em 2009, o consumo de energia final foi de 605.075 TJ (MEM, 2010). Os setores de transporte, residencial e industrial são os maiores consumidores, com uma participação de 37,8%, 24,4% e 18,3% do consumo total, respectivamente. Neste mesmo ano, o maior consumo de energia foi de óleo Diesel (28,4%), seguido por eletricidade (17,7%), lenha (12,4%), gasolina (8,6%), GLP (7,8%), gás natural

(5,3%), óleo combustível (5,1%), querosene de iluminação e aviação (4,6%), carvão (4,1%) e outras energias (6%).

Segundo MEM (2010), as reservas provadas de energia em 2009 foram de 26.471.441 TJ, sendo as maiores de gás natural (45,12%), seguidas por hidroenergia (22,54%)¹, líquidos de gás natural (13,16%), petróleo (11,65%), carvão (4,21%) e urânio (3,32%). Embora tendo grandes reservas de gás natural e hidroenergia, o País depende da importação de energéticos, o que representou, nos últimos anos, em média, 30% da oferta total de energia. Em 2009, as maiores importações foram de petróleo (73,9%) e óleo Diesel (13,3%).

O gás natural pode substituir o uso de alguns combustíveis derivados do petróleo, através de conversões ou adaptações dos equipamentos utilizados atualmente. Quanto à sua competitividade no Peru, em comparação com seus concorrentes, a Tabela 1.1 mostra os preços do gás natural e dos energéticos que este poderia substituir nos setores de transporte, residencial e industrial. As diferenças dos preços do gás natural e dos outros energéticos são consideráveis, sendo o primeiro indicador que justifica uma análise mais abrangente das alternativas e oportunidades da penetração do gás natural no Peru.

Tabela 1.1 – Preço do gás natural e seus concorrentes no Peru

	Transporte (US\$/GJ)	Residencial (US\$/GJ)	Industrial (US\$/GJ)
Gás natural	12,09	9,15	4,84 - 5,11 (tarifa tipo C e D)
GLP	19,55	26,03	24,89
Querosene de iluminação		29,58	
Energia elétrica		40,00 (tarifa tipo BT5-B)	13,78 (tarifa tipo MT3)
Gasolina	42,49		
Óleo Diesel	30,34		28,20
Óleo combustível - R500			12,30
Óleo combustível - R600			12,85

Fonte: Osinergmin (2011), GART (2011a) e GART (2011b)

Quanto às tendências das políticas energéticas no País, foram realizadas nos últimos anos, várias discussões e análises sobre um maior uso de gás natural. No início de 2011, durante os

¹ Rigorosamente o termo adequado é potencial hidroelétrico. Porém, segundo MEM (2010) as “reservas” de hidroenergia são medidas considerando a energia média anual que pode se produzir durante 50 anos nas usinas hidroelétricas em operação, construção e projeto. A reserva provada de hidroenergia é a energia média produzível em um ano das usinas hidroelétricas atualmente em operação, construção e projeto, incluindo as que têm estudos de viabilidade (MEM, 2010).

debates presidenciais, este era um item da agenda, e a priorização do desenvolvimento do mercado interno de gás em vez de sua exportação foi o tema central. Desde 2010 e com a entrada do novo governo, definiram-se ações que contribuiriam para a formação de uma política energética mais orientada à priorização do mercado interno de gás natural: houve a formação de uma comissão de negociação para destinar parte das reservas de gás comprometidas na exportação para uso no mercado interno, foram definidos projetos de construção de novos gasodutos no sul e no norte do País e compromissos de expansão das redes de distribuição de gás, entre outros (GESTIÓN, 2011a).

Por outro lado, as discussões e avaliações de uma maior penetração do gás natural na matriz energética esta se dando em vários países, especialmente em países emergentes, como é mostrado por Fernandes *et al.* (2005), Jiang *et al.* (2008) e Parikh *et al.* (2007), estes trabalhos realizaram projeções de demanda de gás natural considerando fatores chave e restrições para um maior uso do gás em países como Brasil, China e Índia, respectivamente.

Neste contexto, o objetivo desta tese é realizar uma análise das alternativas de desenvolvimento da indústria de gás natural no Peru, assim como o impacto da sua penetração na substituição de combustíveis derivados do petróleo e a possibilidade de geração elétrica através da cogeração. Isto baseado em diferentes cenários envolvendo a construção de novos gasodutos, política energética e crescimento econômico do País, preços de energéticos, mudanças tecnológicas e decisões de investimento.

Para cumprir com os objetivos, este trabalho realiza uma análise da estrutura de consumo e suprimento de energia no Peru, uma revisão das reservas e infra-estrutura da indústria do gás natural, uma fundamentação teórica das metodologias existentes e usadas para este tipo de estudo e uma definição da abrangência e dos cenários nos quais a indústria do gás natural poderia se desenvolver. Finalmente, é realizada uma avaliação da penetração do gás natural nos setores de transporte, residencial, terciário e industrial de grande porte e geração elétrica. A ideia de avaliar a penetração do gás em diversos setores econômicos foi implementada com o objetivo de obter uma estimativa do potencial desenvolvimento do mercado interno do gás no Peru e determinar se isto é possível considerando as reservas atuais e os contratos de exportação de gás.

O trabalho está dividido em “nove partes” distintas, porém, complementares. No capítulo 2, faz-se uma análise da matriz energética peruana com o objetivo de identificar as problemáticas do consumo e suprimento de energia. Além disso, para uma avaliação complementar e como

ferramenta de comparação, são calculados os indicadores de sustentabilidade energética do País através da metodologia recomendada pela OLADE et. al. (1997) e, por fim, discute-se como o gás natural poderia ajudar a melhorar a situação energética atual.

O capítulo 3 apresenta a situação atual e as tendências da indústria de gás natural no contexto mundial para se ter um parâmetro de comparação com o caso peruano, especialmente no que se refere à participação do consumo de gás natural nos diferentes setores econômicos. Além disso, o capítulo discute a situação atual desta indústria no Peru, considerando toda a cadeia industrial, aspectos regulatórios e projetos futuros.

O capítulo 4 faz uma ponte entre os capítulos anteriores e os seguintes, já que esta seção aborda o marco metodológico utilizado para a avaliação da penetração do gás natural no Peru. Para isso, primeiramente, faz-se uma revisão bibliográfica dos modelos energéticos e de trabalhos orientados a estimar o uso potencial de gás natural em Países e regiões. Finalmente, são definidos os principais critérios e cenários de introdução deste energético nos diferentes setores econômicos.

No capítulo 5 são mostradas as oportunidades e alternativas de uso de gás natural no setor de transportes no Peru. Primeiro, faz-se uma pesquisa das tecnologias existentes para o uso de gás natural veicular (GNV) e, posteriormente, uma análise das experiências do uso de GNV em Países como Estados Unidos, Argentina, Brasil e Itália. A dificuldade comum na elaboração desta tese é a falta de dados de consumos médios de energia, os quais são necessários para a análise de introdução de novos energéticos nos diferentes segmentos vinculados aos setores econômicos. Esta dificuldade foi maior neste capítulo, sendo necessário elaborar uma pesquisa de campo através de 400 entrevistas com motoristas de diferentes tipos de veículos. A preparação do questionário teve como base a utilização de técnicas de preferência revelada e declarada, para assim obter dados quantitativos e qualitativos. Por fim, foi desenvolvida uma metodologia para a avaliação da penetração do gás natural no Peru através de diferentes cenários.

No capítulo 6 são apresentadas as oportunidades e alternativas de uso de gás natural nos setores residencial e terciário de pequeno porte no Peru. O capítulo traz uma análise do histórico de consumo de combustível nestes setores, definindo as áreas de fornecimento de gás natural. Uma caracterização do consumo médio de energia também é realizada, em função do nível socioeconômico das famílias, para o setor residencial, e do tipo de comércio, para o terciário de pequeno porte. Há ainda a estimativa do número de moradias e comércios, a análise econômica

da viabilidade de troca de combustível e o cálculo de uso potencial de gás natural através de diferentes cenários.

Já o capítulo 7 mostra as oportunidades e alternativas de uso de gás natural nos setores industrial e terciário de grande porte no Peru. Inicialmente, faz-se uma pesquisa das tecnologias existentes para a utilização de gás nestes setores, incluindo os sistemas de cogeração e, a posteriori são mostradas as experiências de seu uso, especialmente em Países como Estados Unidos e Espanha. Em seguida, faz-se uma análise do histórico de consumo de combustível no setor industrial, estimando-se a quantidade de instalações industriais e comerciais, classificados em grupos para, posteriormente, caracterizar seu consumo médio de energia. Para a avaliação dos sistemas de cogeração, utilizou-se a modelagem termodinâmica de um sistema de cogeração desenvolvido por Gonzales (2004), com um motor de combustão interna, caldeira de recuperação e sistema de refrigeração por absorção; contudo, com algumas adaptações para ser empregado quando necessário o uso de turbinas a gás. Finalmente, uma análise econômica das alternativas tecnológicas de utilização do gás natural e a estimativa do potencial de uso deste energético para diferentes cenários são realizadas nesta parte do estudo.

No capítulo 8, realiza-se uma análise do histórico de produção e demanda de eletricidade no setor elétrico do Peru. Além disso, são mostrados a projeção da demanda elétrica e o planejamento da expansão da geração elétrica no País, estimada pelo Ministério das Minas e Energia. Por fim, uma avaliação da participação de uso do gás natural no setor elétrico é feita através de diferentes cenários.

O capítulo 9 apresenta as conclusões finais do trabalho.

2 ANÁLISE DA MATRIZ ENERGÉTICA PERUANA

2.1 O consumo final de energia no Peru

O consumo final de energia no Peru vem-se incrementado nos últimos cinco anos a uma taxa média anual de 4,21%. A Figura 2.1 mostra a evolução do consumo final de energia por setor no País nos últimos 22 anos. Em 2009, o consumo final de energia foi de 605.075 TJ.

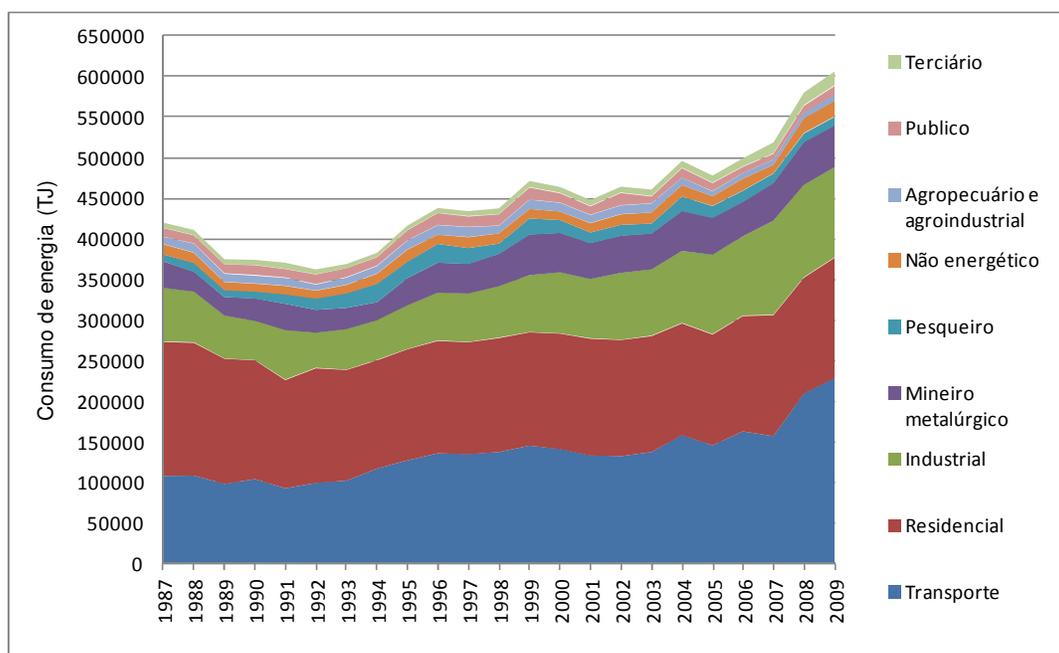


Figura 2.1 – Consumo final de energia por setor no Peru

Fonte: Elaboração própria a partir do *Balance Nacional de Energía 2009* (MEM, 2010a)

No final dos anos 1980 e início dos 1990, houve um decréscimo do consumo final de energia no País a uma taxa média anual de -2,86%. Neste período, o Peru atravessava uma das piores crises econômicas de sua história. A Figura 2.2 mostra a evolução do PIB e da inflação no Peru. Na primeira metade dos anos 1980, não foram feitos investimentos importantes em geração elétrica; além disso, a inflação aumentou rapidamente, chegando a 163,2% em 1985. Na segunda metade desta década a política econômica caracterizou-se por forte proteção à indústria nacional, através de altas tarifas e controle da importação. Da mesma forma, para controle da inflação, as políticas foram dirigidas ao controle de preços, desvalorizações seletivas e à taxa de câmbio. No

início, este tipo de política conseguiu reduzir a inflação, porém o déficit fiscal aumentou e, em pouco tempo, a inflação aumentou até chegar a 7.481% em 1990. A decisão de praticamente não honrar a dívida externa trouxe como consequência o limite ao crédito por parte do Banco Mundial e do Banco Interamericano de Desenvolvimento. Muitos projetos aprovados em anos anteriores não se realizaram por falta de financiamento, portanto os investimentos e o PIB decresceram consideravelmente.

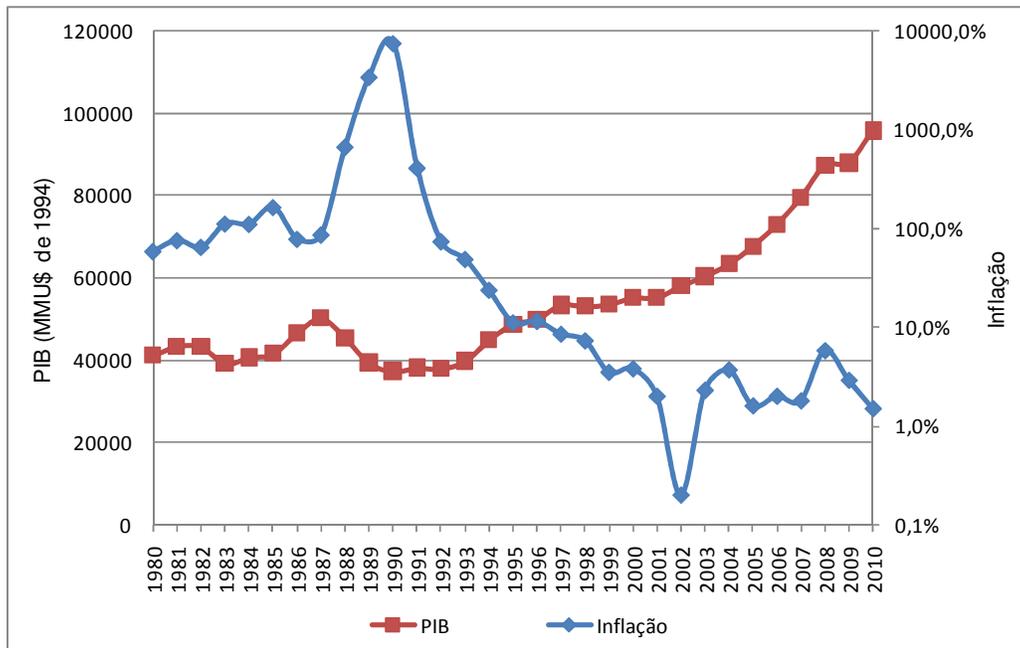


Figura 2.2 – PIB e Inflação no Peru

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do *Banco Central de Reserva del Perú* (BCR, 2011)

A partir de 1993 observa-se um crescimento do consumo final de energia no País a uma taxa média anual de 3,16%. No início dos anos 1990, implementaram-se políticas para mudar a complicada situação econômica da década de 1980. A reinserção no Sistema Financeiro Internacional foi feita, o qual permitiu o acesso a empréstimos para novos investimentos e eliminou-se a emissão inorgânica da moeda e, dessa forma, a fonte principal da inflação (AQUINO, 2008). A modernização do sistema tributário permitiu melhorar as receitas do Estado de 12,1% do PIB em 1990 a 14,9% em 2000 (AQUINO, 2008). A privatização de empresas públicas permitiu reduzir o déficit fiscal e incrementar a modernização dos setores. As tarifas de importação foram reduzidas de 66% em 1990 a 13,5% em 2000 (AQUINO, 2008), o que

ocasionou a introdução de maquinaria e insumos a baixo custo para a modernização da indústria e a abertura do comércio exterior. Como consequência, nos anos 1990 houve mais investimento privado, o PIB aumentou a uma taxa de 4,05%, e a inflação foi reduzida a 3,8% em 2000.

A Figura 2.3 mostra a participação dos diferentes setores no consumo final de energia no Peru. Pode-se ver que os principais setores são: transporte, residencial e industrial, os quais representam mais de 80% do consumo total no País. Em vista disso, as reformulações das políticas energéticas, o suprimento e programas de eficiência energética deveriam considerar preferencialmente estes setores.

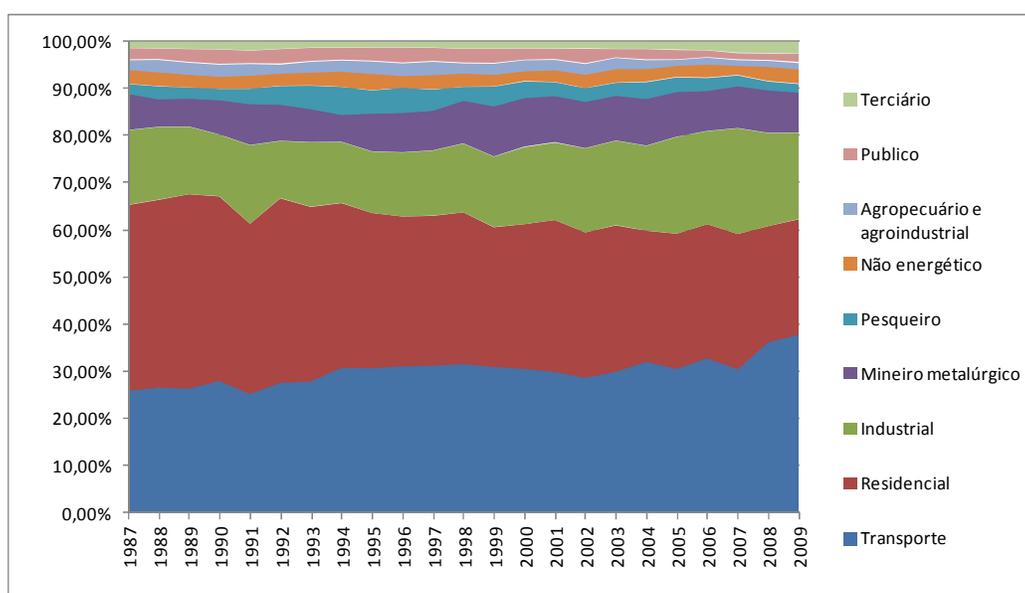


Figura 2.3 – A participação dos setores na Matriz Energética Peruana

Fonte: Elaboração própria a partir do *Balance Nacional de Energía 2009* (MEM, 2010a)

A Figura 2.4 mostra os energéticos utilizados no Peru¹. Constatase que, desde 1990, quase 80% do consumo final de energia no País é através do óleo Diesel, eletricidade, lenha, óleo combustível, gasolina e GLP. Destaca-se que, desde 1987 até 2009, a participação da lenha e da gasolina na matriz energética tem diminuído em 50%. Por outro lado, no mesmo período, a participação do óleo Diesel e do GLP tem aumentado em mais de 50%. No ano de 2009, mais de 28% da energia que se consumiu no País veio do óleo Diesel, 17,6% da eletricidade, 12,4% da lenha, 5% do óleo combustível, 8,6% da gasolina e 7,8% do GLP.

¹ O consumo não energético são os derivados não energéticos do petróleo e gás natural (óleos lubrificantes, solventes, entre outros).

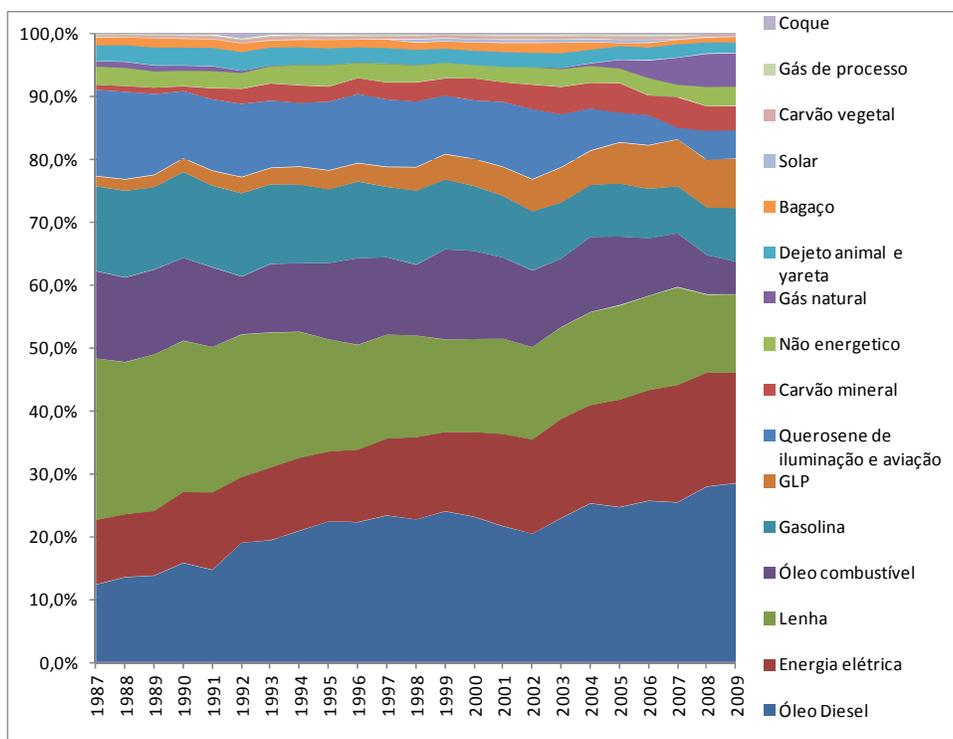


Figura 2.4 – A participação dos energéticos na Matriz Energética Peruana

Fonte: Elaboração própria a partir do *Balance Nacional de Energía 2009* (MEM, 2010a)

2.2 Reservas, produção e balanço de energia no Peru

A Figura 2.5 mostra a evolução das reservas provadas de energia no Peru. As maiores são de gás natural - 45,12%, seguidas por hidroenergia - 22,54%, líquidos de gás natural² - 13,16%, petróleo - 11,65%, carvão mineral - 4,21% e urânio - 3,32%.

A Figura 2.6 mostra a evolução da produção de energia primária no Peru. Em 2009, a produção foi de 633.591 TJ. No caso do gás natural, contabilizou-se apenas o gás aproveitável. Em média, 44% da produção de gás não foi aproveitada (gás liberado na atmosfera, gás queimado e reinjeção em poços). A produção de petróleo no País diminuiu a uma taxa média anual de 3,5% nos últimos 10 anos; isto como consequência natural da perda de energia dos reservatórios. Em vista disso, os maiores investimentos nos campos de petróleo existentes nos últimos anos tem

² Misturas de hidrocarbonetos líquidos que são gasosos ou em solução com o petróleo no reservatório e são recuperados como líquidos por processos de condensação ou absorção. Os condensados, compostos por gasolina natural e gás liquefeito de petróleo (GLP), são considerados nesta categoria.

como objetivo aumentar a produção. Observa-se que, a partir de 2004, a produção de gás natural aumentou consideravelmente, devido ao início de operação do Campo 88 (Projeto Camisea). No caso da hidroenergia e da lenha, a produção tem se mantido quase constante nos últimos anos.

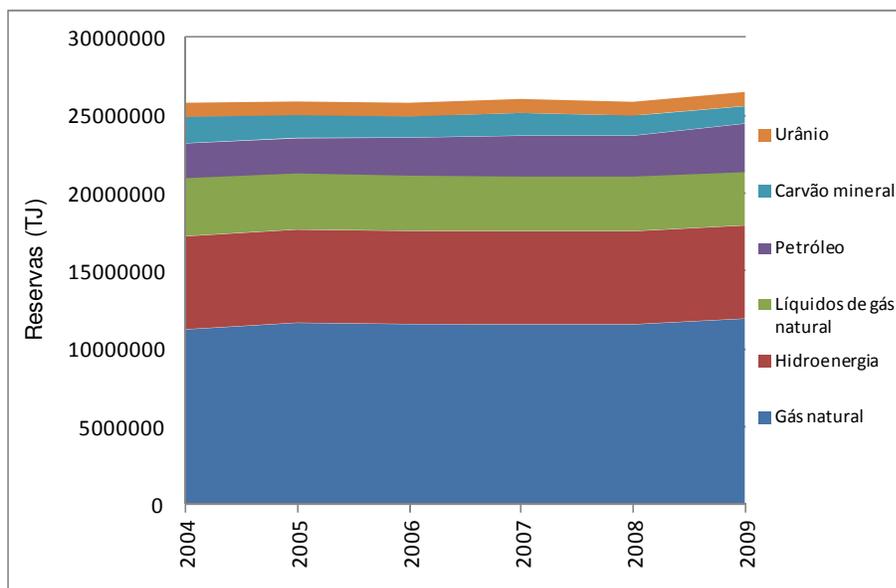


Figura 2.5 – Evolução das reservas provadas de energia no Peru

Fonte: Elaboração própria a partir do *Balance Nacional de Energía 2004-2009* (MEM, 2010a)

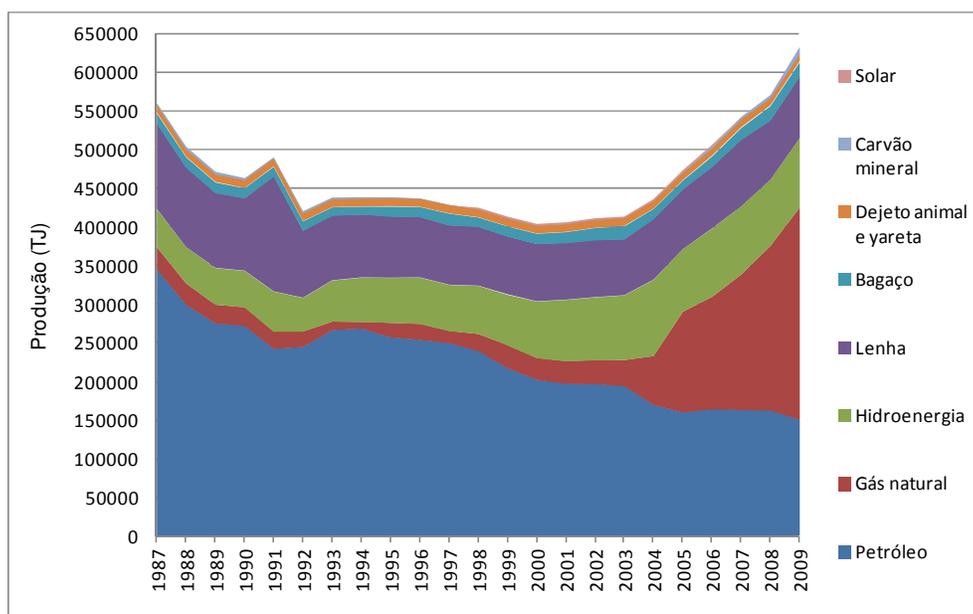


Figura 2.6 – Evolução da produção de energia primaria no Peru

Fonte: Elaboração própria a partir do *Balance Nacional de Energía 2009* (MEM, 2010a)

A Figura 2.7 mostra a evolução histórica das exportações de energia no Peru. Em 2009 exportaram-se 181.305 TJ. A única energia primária de exportação é o petróleo, que representa 22% das exportações totais de energia. Isso acontece porque não é possível o processamento de petróleo pesado³ nas refinarias do País. Além disso, entre as principais exportações de energia, tem-se o óleo combustível - 23%, gasolina - 36% e querosene de iluminação e aviação - 10%.

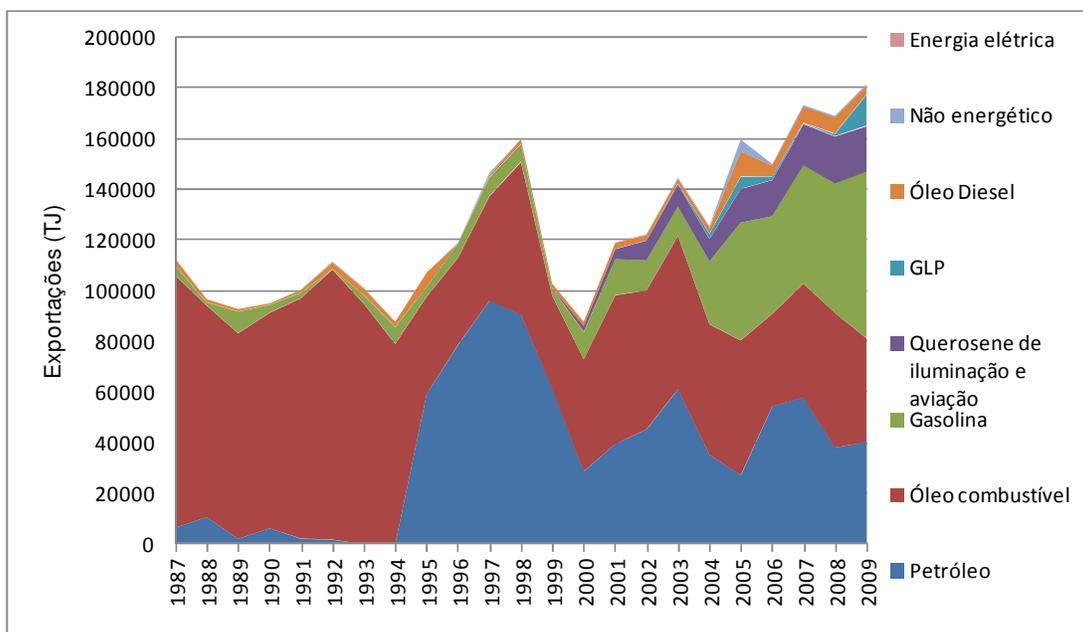


Figura 2.7 – Evolução das exportações de energia no Peru

Fonte: Elaboração própria a partir do *Balance Nacional de Energía 2009* (MEM, 2010a)

O Peru, mesmo exportando alguns energéticos, é deficitário em energia. Em 2009 as importações foram de 284.673 TJ. A Figura 2.8 mostra a evolução das importações de energia no Peru. Observa-se que, historicamente, as importações têm aumentado, mas nos últimos dois anos têm decrescido. Mais de 74% das importações no País são de petróleo, e 13% de óleo Diesel. As importações de carvão mineral são, principalmente, para o fornecimento da Usina Termoelétrica Ilo 2, propriedade da empresa Enersur.

³ Petróleo pesado é chamado assim porquanto sua densidade ou gravidade específica é maior que a do petróleo leve. O petróleo pesado possui °API menor que 22,3 e é constituído, praticamente, só de hidrocarbonetos aromáticos.

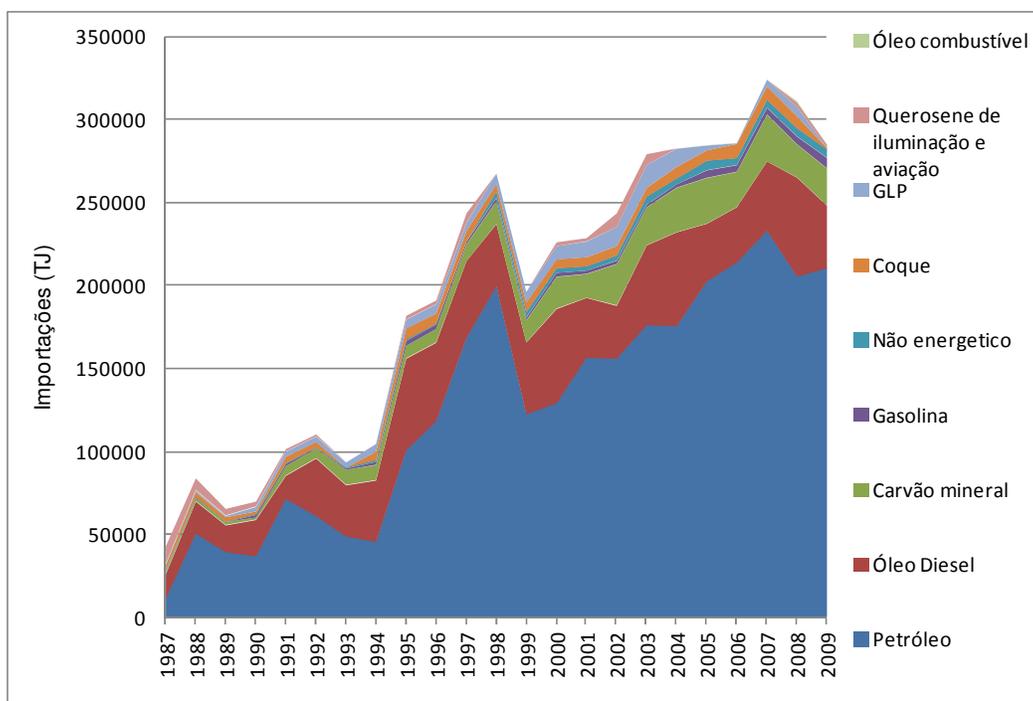


Figura 2.8 – Evolução das importações de energia no Peru

Fonte: Elaboração própria a partir do *Balance Nacional de Energía 2009* (MEM, 2010a)

2.3 Indicadores de sustentabilidade energética no Peru

Nas seções anteriores foram analisados os consumos e o balanço de energia no Peru. Porém, ainda não foram avaliadas as interações da produção e o consumo final de energia com o ambiente natural e sua sustentabilidade, já que o uso de recursos fósseis leva ao progressivo fim das reservas, e o uso inadequado das energias renováveis pode implicar em sua degradação. Assim como foi demonstrado na crise petrolífera dos anos 1970, as reações sociais devido ao aumento do preço dos energéticos e as deficiências do fornecimento elétrico são exemplos da importância das políticas energéticas estarem voltadas à sustentabilidade (CEPAL et al., 2003).

Esta seção objetiva calcular indicadores de sustentabilidade energética para o Peru, buscando ter uma ferramenta para avaliar e propor melhorias nas políticas energéticas do País, assim como ter um parâmetro de comparação em nível de América Latina.

Uma das formas de avanço na busca pelos conceitos e indicadores de sustentabilidade consiste em delimitar os eixos e as dimensões fundamentais que os caracterizam. Segundo a CEPAL et al. (2003), no projeto “Energia e Desenvolvimento Sustentável na América Latina e

Caribe”, são aceitos como dimensões relevantes do desenvolvimento sustentável a liberdade política, o bem-estar econômico, a equidade social e um meio ambiente saudável. A Tabela 2.1 mostra alguns objetivos e ações no sistema energético e sua vinculação às diferentes dimensões do desenvolvimento sustentável.

Tabela 2.1 – Contribuição da energia ao desenvolvimento sustentável

Desenvolvimento sustentável	Dimensões	Objetivo: Forma na que contribui o setor energético
		Política
	Econômica	Uso racional da energia nos setores produtivos Eficiência energética Eficiência produtiva no setor da energia Financiamento suficiente do setor Maior valor agregado na cadeia energética Maior qualidade de fornecimento energético Confiabilidade de fornecimento Reduzidos custos de fornecimento energético Diversificação do mix energético Fornecimento suficiente Satisfação de necessidades básicas
	Social	Acesso a energéticos modernos Maior acesso a eletricidade Fornecimento de serviços sociais Redução de impactos locais e globais por emissões Conservação da terra Manejo sustentável da lenha
	Ambiental	Não contaminação das águas Manejo eco-compatível da produção de recursos fósseis Manejo sustentável dos recursos hídricos Utilização de recursos renováveis

Fonte: OLADE et al. (1997)

O trabalho da IAEA et al. (2008) mostra 30 indicadores de sustentabilidade energética, divididos em sociais (4), econômicos (16) e relacionados ao meio ambiente (10). A utilização de cada um destes indicadores vai depender da natureza do País, assim como dos dados disponíveis. O trabalho da OLADE et al. (1997) faz referência a 8 indicadores de sustentabilidade energética

como os principais, os mesmos que seriam aplicáveis em Países da América Latina e Caribe. A Tabela 2.2 mostra tais indicadores.

Tabela 2.2 – Indicadores de Sustentabilidade Energética

Indicador	Definição	Normalização
Autonomia energética	Porcentagem das importações na soma das importações e produção primária de energia (%)	100% = 0 0% = 1 Sem normalização
Robustez frente a mudanças externas	Relação entre as exportações energéticas e o PIB, 1994 (bep/US\$)	14 bep / 1000 US\$ = 0 1 bep / 1000 US\$ = 1 Normalização lineal
Produtividade energética	Relação entre o PIB e o consumo total de recursos energéticos (PIB/bep)	0 US\$ / bep = 0 1000 US\$ / bep = 1 sem normalização
Cobertura elétrica	Relação entre o número de moradias eletrificadas e o total (%)	0% = 0 100% = 1 Sem normalização
Cobertura de necessidades energéticas básicas	Consumo de energia útil no setor residencial por habitante (bep/população)	0 bep / população = 0 1 bep / população = 1 sem normalização
Menores emissões no uso da energia	Relação entre as emissões de CO ₂ e o consumo de recursos energéticos (tCO ₂ /bep)	>= 1 t / bep = 0 <= 0,3 t / bep = 1 Normalização lineal
Uso de fontes renováveis de energia	Relação entre a oferta de fontes renováveis de energia e o total (%)	0% = 0 >= 50% = 1 Normalização lineal
Alcance dos recursos fósseis	Relação entre as reservas e a produção de recursos energéticos fósseis (R/P = anos)	0 anos = 0 25 anos = 1 Normalização lineal

Fonte: OLADE et al. (1997)

Neste trabalho, foram utilizados os indicadores de sustentabilidade energética propostos na Tabela 2.2. O cálculo desses indicadores foi feito a partir da base de dados disponível no Balanço Energético Nacional 2009 (MEM, 2010a), no Anuário Estatístico de Hidrocarbonetos 2009 (DGH, 2010) e no Anuário Estatístico de Eletricidade 2009 (DGE, 2010). A Figura 2.9 mostra os indicadores de sustentabilidade energética calculados.

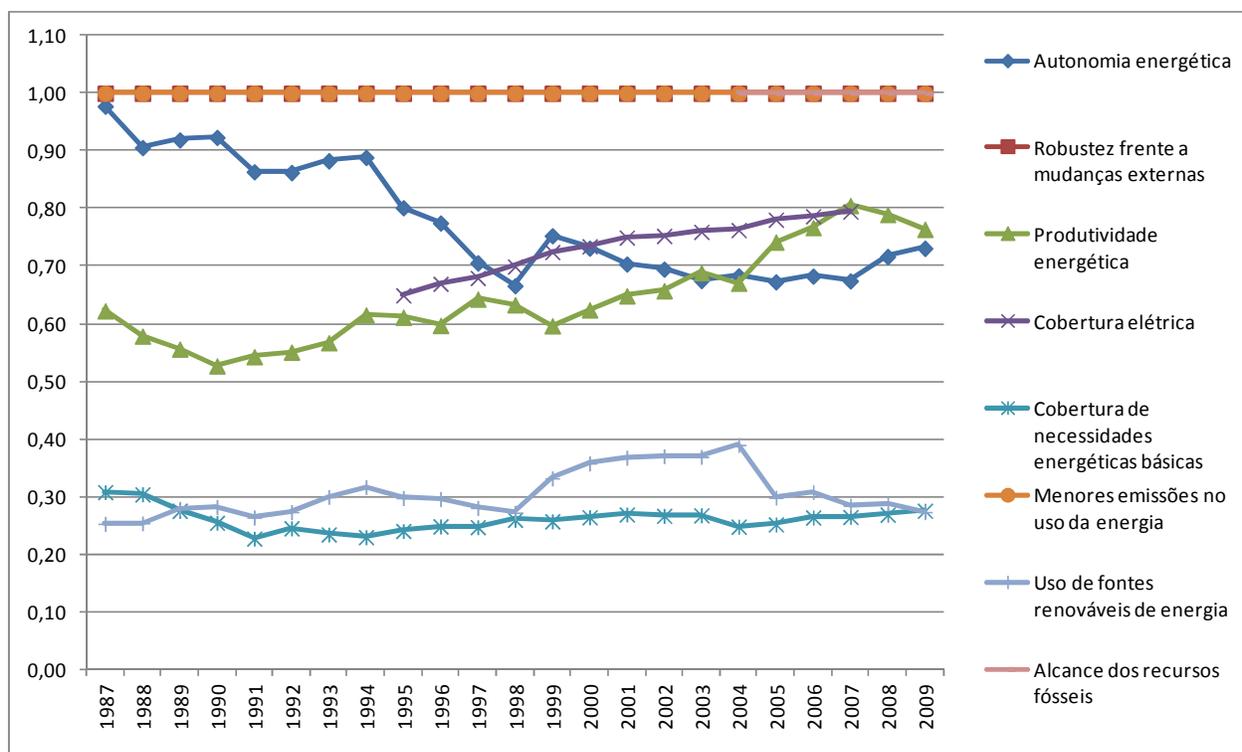


Figura 2.9 – Indicadores de sustentabilidade energética no Peru

Fonte: Elaboração própria

O indicador de autonomia energética está relacionado à dimensão política e ao desenvolvimento econômico e tem como objetivo medir o grau de dependência dos energéticos, o grau de independência política e a redução de riscos de desequilíbrio na balança de pagamentos. Quanto a este indicador, a Figura 2.9 mostra como tem diminuído consideravelmente nos últimos 20 anos, chegando a valores de 0,70. O indicador aponta que o País tem tendência a uma maior dependência da importação de energéticos, tornando-se mais vulnerável frente a crises externas e a aumentos de preços dos combustíveis.

O indicador de robustez frente a mudanças externas representa a dimensão do desenvolvimento econômico e objetiva medir a estabilidade, a importância e o risco das receitas na balança de pagamentos. A Figura 2.9 mostra que este indicador, nos últimos 20 anos, tem-se mantido constante - no valor de 1; em 2009, o valor foi de 0,35bep/1.000US\$. O indicador mostra a baixa contribuição das exportações energéticas no PIB, ou seja, o desempenho da economia do País é pouco vulnerável às exportações de energéticos. Assim, estas exportações poderiam se duplicar, e o indicador ainda seria 1.

O indicador de produtividade energética está relacionado à dimensão do desenvolvimento econômico e tem como objetivo medir a produção de PIB⁴ por unidade de energia consumida. Este indicador não aponta, necessariamente, a eficiência produtiva ou energética. A Figura 2.9 mostra que os valores deste indicador têm aumentado nos últimos anos, passando de um valor de 0,53 em 1990 para 0,76 em 2009. O valor ainda não é ótimo, mas houve melhorias, as quais indicam que as políticas de tarifas de importação nos anos 1990 para a modernização da indústria, os novos investimentos e a entrada do gás natural na indústria a partir de 2004 têm contribuído também para a melhora deste indicador.

O indicador de cobertura elétrica é um importante indicador de desenvolvimento social e tem como objetivo avaliar o nível de acesso da população à energia elétrica. A Figura 2.9 mostra que tal indicador tem crescido nos últimos anos, passando de 0,65 em 1995 para 0,80 em 2007. Contudo, o valor ainda é baixo.

O indicador de cobertura de necessidades energéticas básicas está relacionado à dimensão do desenvolvimento social e avalia o grau de satisfação das necessidades básicas da população e a diversificação do mix energético. A Figura 2.9 mostra que este indicador tem-se mantido quase constante nos últimos 20 anos, com uma pequena diminuição, chegando a 0,28 em 2009. Este indicador mostra o baixo consumo final de energia útil no setor residencial, ou seja, pouca satisfação das necessidades básicas para uma melhor qualidade de vida.

O indicador de menores emissões no uso da energia está relacionado à dimensão ambiental e tem como objetivo medir a redução dos gases de efeito estufa. A Figura 2.9 aponta que este indicador tem se mantido constante nos últimos anos em 1. Este é um valor alto. O problema principal é que a distribuição da poluição não está descentralizada. O País concentra a poluição em cidades como Lima, produto da alta concentração da população e da falta de uma política de crescimento sustentável regional.

O indicador de uso de fontes renováveis de energia está relacionado à dimensão ambiental e objetiva medir o estímulo à participação de fontes renováveis de energia, à melhora da qualidade do ar e à redução de gases de efeito estufa. Para o cálculo, são consideradas energias renováveis a hidroenergia, *dejeito animal*⁵ & *yareta*⁶, bagaço e energia solar. A Figura 2.9 mostra que este

⁴ Para ter um cálculo mais exato foi considerada apenas a soma dos valores adicionados (ou dos produtos) de todos os setores que compõem o sistema de produção da economia nacional.

⁵ Fezes de animais que são usados como combustível, especialmente na serra do Peru.

⁶ Planta que se encontra nas montanhas dos Andes do Peru e que é usada como combustível.

indicador tem se mantido constante nos últimos 20 anos em 0,31, indicando uma pequena participação de fontes renováveis de energia na matriz energética peruana. O valor poderia ser mais expressivo se o uso da lenha fosse melhor gerenciado, já que esta tem uma importante participação no consumo energético do País, mas a taxa de desmatamento é muito maior que a de reflorestamento.

O indicador de alcance dos recursos fósseis está relacionado à dimensão política e ambiental e objetiva medir a segurança de fornecimento de energia de longo prazo e a manutenção de um mínimo patrimônio natural. A Figura 2.9 mostra que este indicador tem se mantido constante nos últimos anos em 1. Segundo as reservas apresentadas no Anuário Estatístico de Hidrocarbonetos 2009 (DGH, 2010), tem-se mais de 25 anos de produção com o mesmo nível que o atual. Porém, o País apresenta uma expressiva importação de energéticos fósseis.

2.4 Análise do suprimento de energia no Peru

A partir da leitura das seções 2.1, 2.2 e 2.3 deste trabalho, pode-se constatar que, de uma forma resumida, os principais problemas do setor energético peruano são:

- As necessidades energéticas básicas não são atendidas no País, pois o indicador correspondente é baixo, o que influencia na qualidade de vida. As principais cidades peruanas não possuem redes de gás natural, sendo o GLP e a lenha os energéticos mais usados para cocção. Nas periferias das grandes cidades e no interior do País os preços dos energéticos são maiores devido aos custos de transporte e distribuição, o que faz com que o acesso a eles seja limitado;
- As energias renováveis representam 18,8% da produção total de energia no País, com 75,3% voltados à hidroenergia de grande porte. A falta de uma política de incentivo às fontes renováveis de energia como a solar fotovoltaica e térmica, eólica e biomassa tem influenciado no pouco uso deste tipo de energético. Além disso, há ainda reservas hidroenergéticas não aproveitadas;
- O País tem uma considerável dependência das importações energéticas. As importações nos últimos anos representaram em média 30% da oferta de energia (produção + importação). A principal importação é de hidrocarbonetos. Em 2009, o

petróleo representou 73,9%, e o óleo Diesel 13,3% das importações totais de energéticos no País;

- 20% da população não têm acesso a eletricidade, limitando assim sua qualidade de vida, a maior parte desta população fica no interior do País;
- Falta uma estratégia que permita a produção de energia primária em consonância com as reservas e o consumo final de energia do País.

2.4.1 O petróleo e seus derivados

O Peru é altamente dependente do petróleo. Nos últimos cinco anos, em média 62,2% da oferta total de petróleo no País teve que ser importada. A Figura 2.10 mostra a evolução da produção, importação e exportação de petróleo. O consumo interno não apresenta muitas variações nos últimos 22 anos; tem-se apenas uma pequena diminuição nos últimos cinco anos, pois 80 % do GLP no País foi fornecido pelos líquidos das reservas de gás natural de Camisea, que entrou em operação em 2004. Porém, a produção tem diminuído consideravelmente. Há 20 anos o País era praticamente auto-suficiente na produção de petróleo.

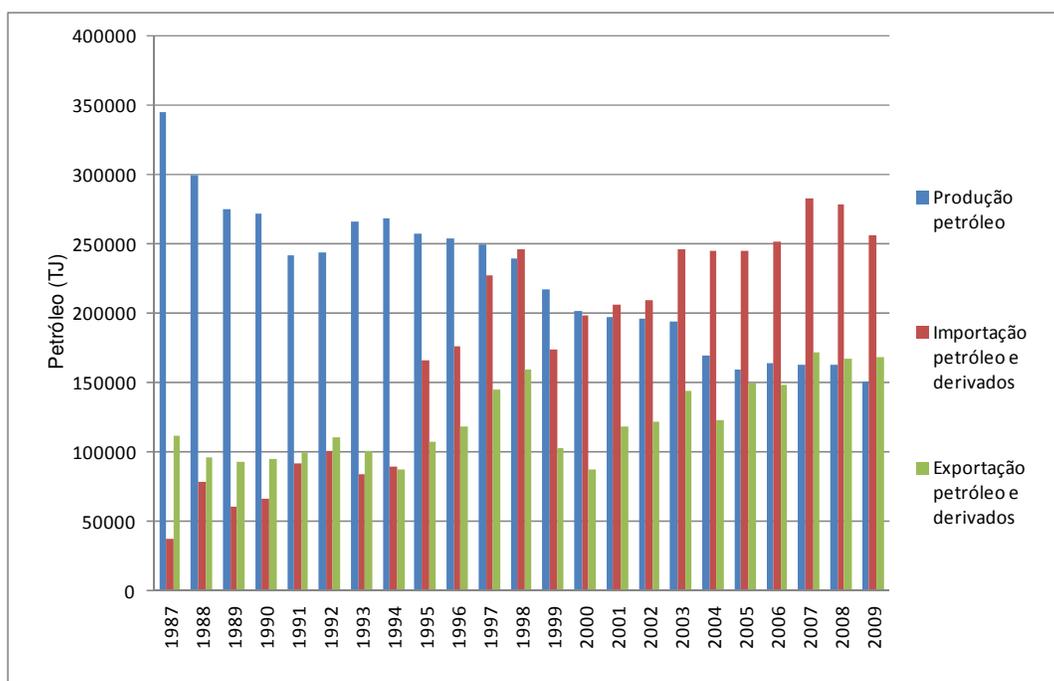


Figura 2.10 – Balanço de petróleo e seus derivados no Peru

Fonte: Elaboração própria a partir do *Balance Nacional de Energía 2009* (MEM, 2010a)

As Figuras 2.11 e 2.12 mostram a evolução da produção e investimentos nos campos de petróleo no Peru. No País tem-se três áreas de produção: a Costa Norte, Zocalo Norte e Selva Norte/Central. A produção na Costa e Zocalo Norte estava em declínio, a uma taxa média anual de -4,1%, o que ocorreu até 2005, já que a produção começou a melhorar em virtude de maiores investimentos. Dessa forma, nos últimos anos, teve-se uma taxa média de acréscimo de 7,3%.

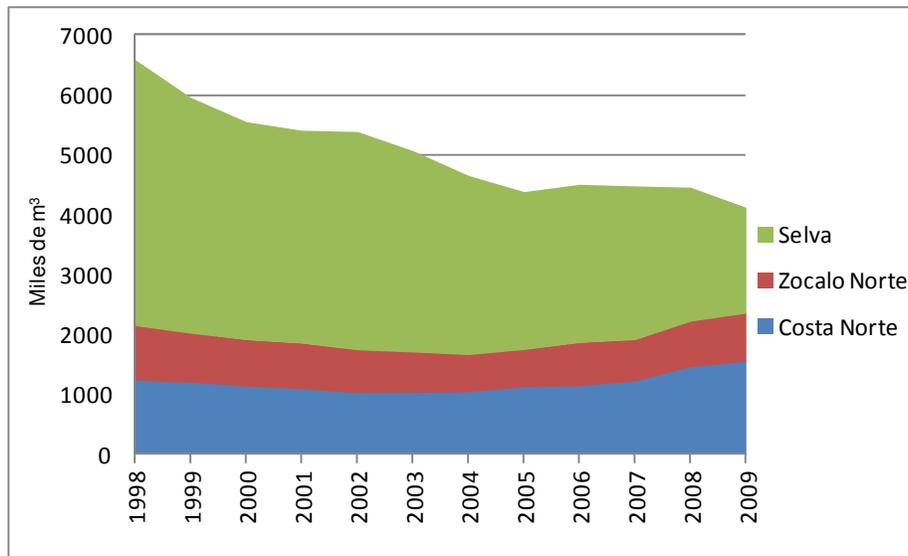


Figura 2.11 – Produção de petróleo no Peru

Fonte: Elaboração própria a partir do Anuário Estatístico de Hidrocarbonetos 2007-2009 (DGH, 2008-2010)

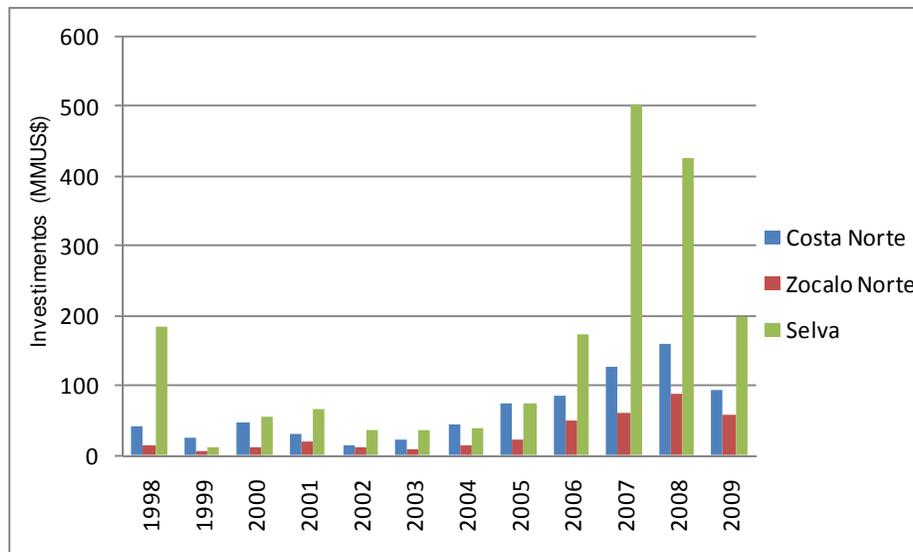


Figura 2.12 – Investimentos em produção de petróleo no Peru

Fonte: Elaboração própria a partir do Anuário Estatístico de Hidrocarbonetos 2007-2009 (DGH, 2008-2010)

As produções de petróleo na Costa e Zocalo Norte são as mais importantes do País, por originarem petróleos em geral leves que podem ser processados nas refinarias do Peru, e toda a produção é para consumo interno. Porém, estes são “campos marginais”, isto é, campos velhos, havendo a necessidade de perfuração contínua de novos poços, o que exige investimentos constantes para manter a produção.

Na Selva Norte/Central a produção tem diminuído. Nos últimos 10 anos, a taxa média anual foi de -7,4%. Do total produzido nesta região 60% são para exportação, especialmente do Campo 1AB. Isso ocorre porque o petróleo produzido é pesado e não pode ser processado nas refinarias do País. Da mesma forma, devido à sua natureza, a recuperação só seria possível de derivados pesados e não leves, os quais o País consome.

A Figura 2.4 mostra que, nos últimos anos, o consumo de óleo Diesel aumentou; como consequência o País é dependente deste energético, que hoje é importado. Destaca-se que, no início dos anos 1990, o governo de Alberto Fujimori liberou o transporte público e a importação de veículos usados. Além disso, por meio do *Decreto Legislativo N 704-1991*, criaram-se as *zonas francas*, que se dedicaram majoritariamente à conversão do volante (da direita para a esquerda) dos veículos usados importados do Japão. No transporte público nacional passaram a transitar pequenos veículos a óleo Diesel, de 18 e 25 passageiros, havendo também um maior número de táxis utilizando esse mesmo energético. O objetivo do governo, no início dos anos 1990, era criar novos postos de trabalho, mas no médio prazo, o País passou a ter um transporte público ineficiente e um maior consumo de óleo Diesel.

O óleo Diesel representa mais de 28% do consumo total de energia, sendo o energético mais consumido no País. Nos últimos cinco anos o Peru importou diretamente 29% de óleo Diesel e 57% de petróleo, este último é necessário para produzir o óleo Diesel que o País precisa. O setor de transportes consome 81,4% do óleo Diesel do País.

2.4.2 O Gás Natural

A Figura 2.13 mostra a evolução da produção fiscalizada⁷ de gás natural no Peru, que sofreu um aumento a partir de 2004, quando houve o início das operações do Campo 88 – Projeto

⁷ A produção fiscalizada esta referida aos hidrocarbonetos originários de uma área determinada, produzidos e medidos em concordância com as condições e termos dos contratos.

Camisea, em Cuzco. A maior parte da produção nas zonas da Costa Norte e Zocalo Norte corresponde a gás associado, enquanto que a produção na Selva corresponde a gás não associado. Em 2009, a produção fiscalizada foi de 3473,9 Mm³, e 91,6% deste total teve sua origem na selva do Peru.

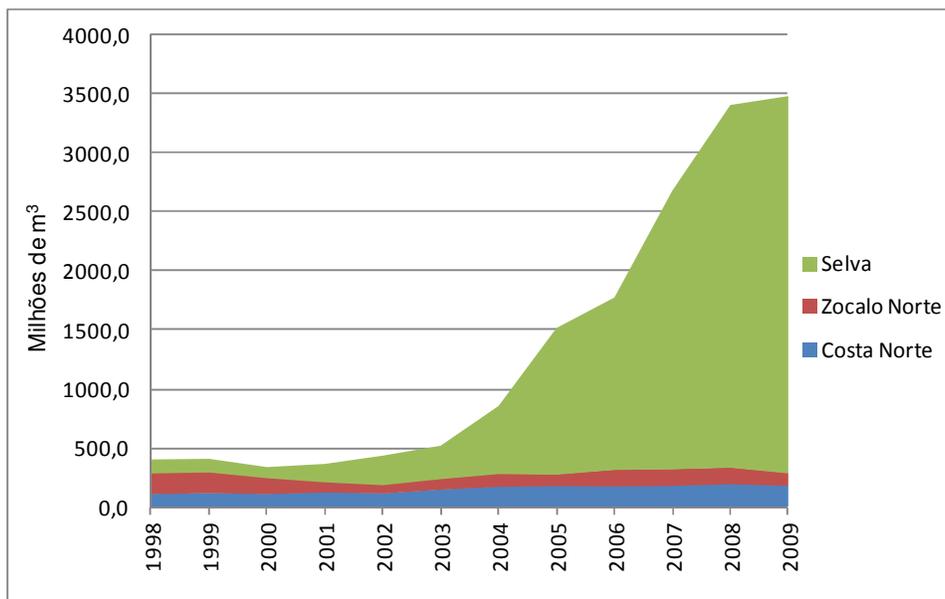


Figura 2.13 – Produção fiscalizada de gás natural

Fonte: Elaboração própria a partir do Anuário Estatístico de Hidrocarbonetos 2000-2009 (DGH, 2001-2010)

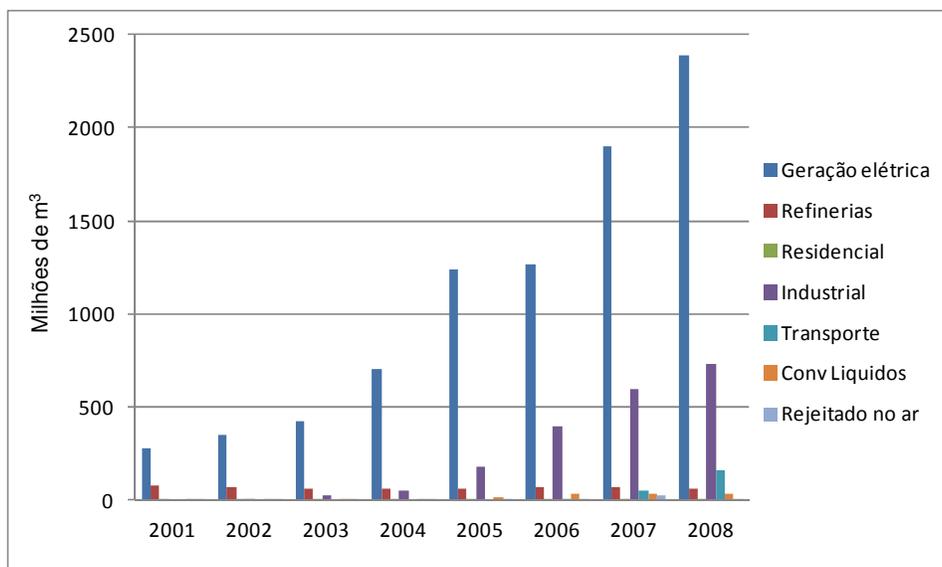


Figura 2.14 – Distribuição da produção fiscalizada de gás natural

Fonte: Elaboração própria a partir do Anuário Estatístico de Hidrocarbonetos 2001-2008 (DGH, 2002-2009)

A Figura 2.14 mostra a distribuição da produção fiscalizada de gás natural. Em 2008, 70,7% da produção foi utilizada na geração elétrica e 21,6% no setor industrial. O gás tem sido utilizado, em grande parte, na geração elétrica, com o objetivo de atender o crescimento da demanda de energia elétrica no País. O mesmo não acontece com o setor de transportes, residencial, terciário e industrial.

O crescimento da geração elétrica com gás natural não tem sido eficiente, devido à utilização de usinas térmicas de ciclo simples. A prioridade por aumentar a oferta de energia elétrica tem levado a essa situação, que não permite obter menores preços para o usuário final.

Em 2008 4,6% da produção fiscalizada de gás foi utilizada para o transporte. O aumento do uso de gás natural nos veículos não tem sido possível por falta de uma política de incentivo ao uso deste energético e devido às regulamentações de livre importação de veículos usados a óleo Diesel.

Neste mesmo ano, 0,2% da produção fiscalizada de gás foi utilizada para o setor residencial. A falta de redes de distribuição não tem permitido uma maior participação do gás neste setor, além das poucas facilidades de financiamento dos custos das instalações prediais.

O Peru não tem desenvolvido e fomentado projetos de cogeração com gás natural. No País hoje se tem duas planta de cogeração a gás natural. A primeira começou a operar em abril de 2009, com potência instalada de 30MW e é de propriedade da empresa “*Sudamericana de Fibras*”. A segunda começou a operar em novembro de 2011 e tem uma potencia instalada de 13,7 MW, a qual é de propriedade da empresa de alimentos Gloria.

2.4.3 Eletricidade

A Figura 2.15 mostra a evolução da demanda máxima do mercado elétrico no Peru que, em 2009, alcançou 4.322MW. A mesma Figura apresenta a evolução da potência efetiva⁸ no mercado elétrico e para consumo próprio. Nos últimos sete anos, no mercado elétrico, a demanda tem aumentado em média 5,9% ao ano, e a potência efetiva 4,5%, ou seja, o crescimento da demanda é maior que o da oferta de energia elétrica. A potência efetiva para uso próprio tem-se mantido praticamente constante.

⁸ A potência efetiva é a potência continua máxima que pode ser obtida de uma unidade de geração elétrica em condições normais de funcionamento (DGE, 2010).

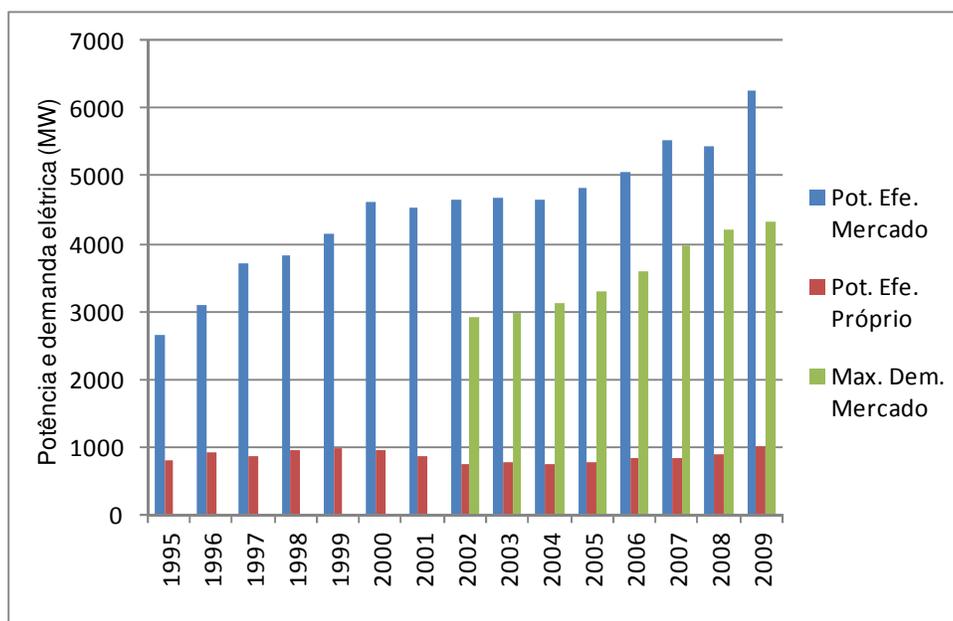


Figura 2.15 – Potência efetiva e demanda máxima no setor elétrico peruano

Fonte: Elaboração própria a partir de Anuário Estatístico de Eletricidade 2007-2009 (DGE, 2008-2010)

A Figura 2.16 mostra a evolução das potências efetivas hidráulicas e térmicas disponíveis no sistema elétrico peruano⁹. O maior crescimento da potência tem se dado através de usinas termelétricas; a entrada do gás natural de Aguaytia em 1998 e, em 2004, de Camisea tem favorecido este crescimento. Atualmente, a distribuição da potência efetiva é 43% hidráulica e 57% térmica. Os investidores têm priorizado a construção de termelétricas pelo baixo investimento e recuperação rápida do capital.

A Figura 2.17 mostra a evolução da produção de energia elétrica no País. Nos últimos cinco anos, o consumo final de energia tem aumentado a uma taxa média anual de 6,34%. Nos últimos anos, o crescimento do consumo tem sido atendido pela geração termelétrica. Em 2000, a participação da geração hidráulica foi de 85% e, em 2009, de 60%.

⁹ A participação de usinas eólicas na geração elétrica no País ainda é pouco significativa, representa 0,010% da potência firme e 0,003% da produção de energia elétrica em 2009.

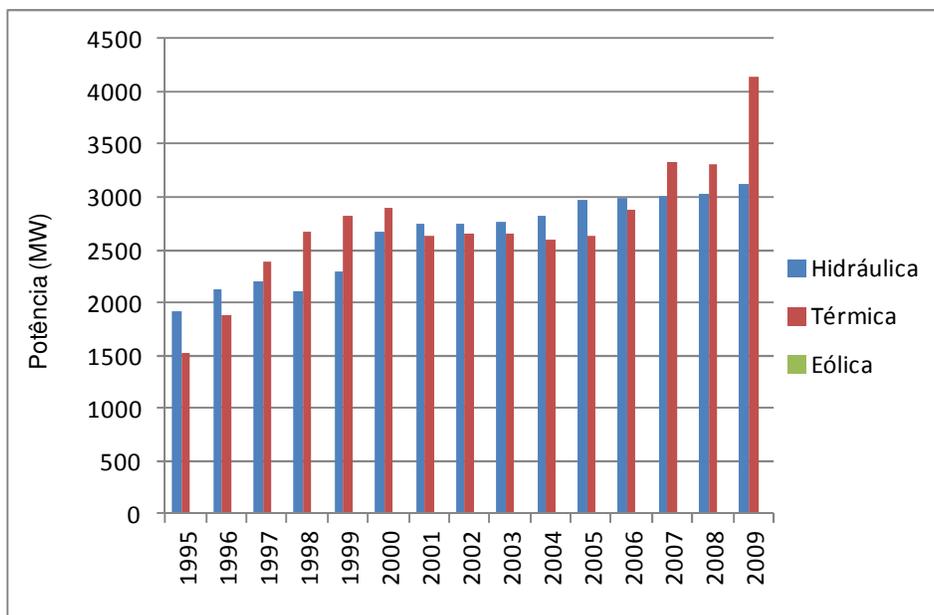


Figura 2.16 – Potencia efetiva térmica e hidráulica no Peru

Fonte: Elaboração própria a partir de Anuário Estatístico de Eletricidade 2007-2009 (DGE, 2008-2010)

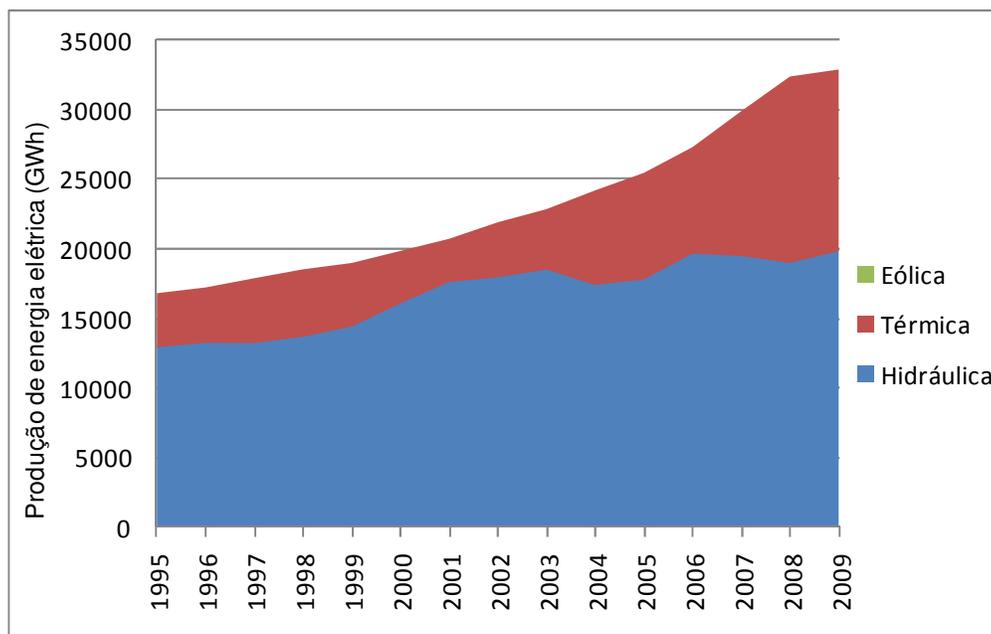


Figura 2.17 – Evolução da produção de energia elétrica no Peru, por tipo de fonte

Fonte: Elaboração própria a partir de Anuário Estatístico de Eletricidade 2007-2009 (DGE, 2008-2010)

Em maio de 2008, a demanda de eletricidade superou o previsto. Além disso, algumas usinas tiveram problemas técnicos, houve restrições na transmissão elétrica e as usinas

hidroelétricas diminuíram sua produção pela falta de água. Esta situação e a operação de usinas térmicas de baixa eficiência têm levado a um incremento de quatro vezes o custo marginal da energia no mercado *Spot* em comparação ao ano de 2007.

O governo, em consequência desta problemática, mediante a Portaria N° 037-2008, autorizou a contratação de unidades de geração através de empresas geradoras estatais. A *Electroperu*¹⁰ foi designada para contratar e colocar em operação no sistema elétrico mais de 300 MW, com o objetivo de assegurar o fornecimento de energia elétrica em 2009 e 2010. Dessa forma, foi realizado um leilão para a contratação de 300MW de potência a óleo Diesel, sendo a distribuição da seguinte forma: 100MW no norte, 125MW no centro e 75 MW no sul. Além disso, o governo, através da Portaria N° 025-2008 EM/DGE, tem privilegiado o fornecimento de serviço público de eletricidade.

A Tabela 2.3 mostra os custos variáveis de usinas elétricas no País. Estes são importantes, pois são utilizados para se definir os custos de energia para o consumidor final. A tendência no País, nos últimos anos, tem sido a construção de usinas termelétricas de ciclo simples a gás natural e óleo combustível. Esta tendência, especialmente a que se refere às usinas a óleo Diesel e óleo combustível, está ocasionando tarifas de energia elétrica mais elevadas, para o consumidor final.

Tabela 2.3 – Custos variáveis de usinas elétricas no Peru

	Empresa	Combustível	Pot. efetiva MW	Custo variável (US\$/MWh)
Hidroelétrica				4,7
Ciclo Combinado	ETEVENSA	Gas Natural	456	12,6
Ciclo Simple GN	Aguaytia TG1 e TG2	Gas Natural	175	32,0
	Santa Rosa TG7, TG5, TG6	Gas Natural	214	22,4
	Malacas TG1, TG2 e TG4	Gas Natural	120	83,2
Ciclo Vapor	Enersur Ilo 2 TV1	Carvão	141	43,3
Ciclo simple Residual	Shougesa TV1, TV2 e TV3	Pet Residual	64	166,8
	Enersur TV2, TV3 e TV4	Pet Residual	157	144,3
Ciclo Simple	Sta Rosa TG4	Diesel	160	241
óleo Diesel	Trujillo Norte	Diesel	62	224

Fonte: Elaboração própria a partir da Estatística de Operações do Sistema Interligado Nacional (COES, 2011)

¹⁰ Electroperu é uma empresa estatal de direito privado, com o objetivo de desenvolver atividades de geração, transmissão pelo sistema secundário de posse e venda de energia elétrica, a fim de garantir o fornecimento oportuno, suficiente e econômico da demanda de energia.

2.4.4 Novas fontes renováveis

2.4.4.1 Energia solar e eólica

Segundo o Atlas de Energia Solar do Peru (SENAMHI, 2003), o maior potencial de energia solar encontra-se na costa sul, onde se tem radiação de 6,0-6,5kWh/m². Além disso, a costa norte e a maior parte da serra do País apresentam alta disponibilidade de energia solar entre 5,5-6,0kWh/m², e a Selva valores baixos - entre 4,5-5,0 kWh/m². Segundo Garcia (2008), até 2004 o País tinha uma potência instalada de 3,7 MW de energia solar fotovoltaica, e suas principais aplicações são para comunicação e eletrificação rural. Quanto à energia solar térmica, até 2004 o Peru tinha instalado 640 fornos, 764 secadores e, só em Arequipa 25.000 termas.

O País atualmente possui instalados 36,5kW de energia eólica distribuídos em 49 pequenos aerogeradores. Além disso, há duas turbinas eólicas instaladas pelo Ministério das Minas e Energia, com finalidade de promoção da tecnologia de 0,25MW na cidade de *Malabrigo* e 0,45MW na cidade de *Marcona* (Garcia, 2008).

Em 2008 o Banco Mundial financiou um estudo para levantar o potencial eólico no Peru, o qual foi feito pelas empresas Meteosim e TrueWind. O estudo concluiu que o País tem um potencial eólico de 22.452MW, estando distribuídos nas seguintes regiões: Ica - 40,73%, Piura - 33,65%, Cajamarca - 15,37% e Arequipa - 5,16%.

No País, até 2008, não se tinha uma legislação ou política específica para o fomento de energia solar e eólica. As iniciativas surgiram a partir de ONGs e do projeto piloto do Ministério das Minas e Energia.

Em maio de 2008 foi publicada a Portaria Nº 1002-2008, denominada “Decreto legislativo de promoção de investimento para a geração de eletricidade através de energias renováveis”. A Portaria considera como recurso energético renovável as usinas hidroelétricas até 20MW, biomassa, energia eólica, solar, geotérmica e das ondas. Além disso, o Ministério das Minas e Energia estabelecerá, a cada cinco anos, o percentual específico de participação da energia renovável na geração elétrica do País. Contudo, este não será maior que 5% em cada ano, no primeiro quinquênio. O decreto também estabelece que o Ministério das Minas e Energia tenha um prazo de um ano para a elaboração de um Plano Nacional de Energia Renovável.

Baseado nas disposições da Portaria N° 1002-2008, em 2010, o Osinergmin¹¹ organizou um leilão para a compra de 500MW em usinas hidroelétricas de pequeno porte e 500MW em usinas de biomassa, eólica e solar fotovoltaica. No caso das usinas hidroelétricas de pequeno porte, foram contratados 162MW - em 16 projetos e com estimativa de entrada em operação em 2012 e 2013. No caso de usinas de biomassa, foram contratados 27,4MW - em dois projetos e com estimativa de entrada em operação no final de 2012. Em se tratando das usinas eólicas, foram contratados 142MW - em três projetos e com estimativa de entrada em operação no final de 2012. No caso de usinas solares fotovoltaicas, foram contratados 80 MW - em quatro projetos e com estimativa de entrada em operação no final de 2012. Contudo, o Plano Nacional de Energia Renovável ainda não foi elaborado, não se tendo um planejamento de médio e longo prazo para as fontes renováveis no País.

2.4.4.2 Biocombustíveis

Em 2003 o governo promulgou a Lei N° 28.054, denominada “Lei de Promoção do Mercado de Biocombustíveis”, com o objetivo de diversificar o mercado de combustíveis, desenvolver o setor agroindustrial e buscar uma forma alternativa de luta contra as drogas¹². A lei tem dois regulamentos: o DS N° 013–2005EM e o DS N° 021–2007EM.

O DS N° 013–2005EM estabeleceu um cronograma de uso obrigatório do etanol a partir de 2006 que visa, de forma gradual, atender a todo o País até 2010. No caso do biodiesel, seu uso começaria em 2008 e, de forma gradual, atenderia a todo o País até 2010. No entanto, estes objetivos não foram atingidos. O DS N° 021–2007EM - “Regulamento de Comercialização de Biocombustíveis” - estabelece porcentagens de mistura nos combustíveis e novos cronogramas, tal como segue: o óleo Diesel B2 terá uma porcentagem de mistura de 2% de biodiesel e seria de uso obrigatório a partir de 2009; o óleo Diesel B5 terá uma porcentagem de mistura de 5% de biodiesel e seria de uso obrigatório a partir de 2011; e a gasolina terá uma porcentagem de mistura de 7,8% de etanol e seria de uso obrigatório a partir de 2010.

¹¹ O Osinergmin é um órgão público cujo objetivo é regular, supervisionar e monitorar as atividades que desenvolvem as pessoas jurídicas de direito público ou particular nos setores de eletricidade, petróleo e mineração.

¹² O governo desenvolverá projetos, os quais irão promover o investimento privado e dos fundos de Cooperação Internacional na área de selva do País, que será orientada à produção de biocombustíveis. Isto porque nessa região estão as maiores plantações de coca.

Em dezembro de 2008 a empresa *Petroperu* começou um processo de licitação para a compra de 11.477 m³ de biodiesel, para assim cumprir com o disposto no DS N° 021–2007EM. Contudo, os fornecedores locais não participaram do processo, visto que suas plantas não estavam preparadas e, principalmente, por não terem insumo local para a produção de biodiesel, sendo necessária a importação de óleo vegetal. As empresas que participaram do processo de licitação propuseram biodiesel de importação, mas o preço era muito maior que o exigido nas bases técnicas.

Em setembro de 2008 a empresa “*Heaven Petroleum*” inaugurou a primeira planta de biodiesel no Peru, ao sul de Lima, com o objetivo de produzir 453 m³/dia de biodiesel e, em médio prazo, duplicar essa produção. Porém, em 2009, o consumo de biodiesel no País foi de 288 m³/dia, e a produção de 189 m³/dia.

Quanto ao etanol, em setembro de 2009 a empresa “*Caña Brava*” inaugurou a primeira planta de etanol no País, na região de *Piura*. Em 2010 a produção da planta alcançou os 250 m³/dia. Em dezembro de 2009 o cronograma de uso de etanol na gasolina foi modificado. Dessa forma, a partir de 2010, o uso de etanol na gasolina seria obrigatório na parte norte do Peru, especialmente nas regiões de *Piura* e *Lambayeque* e, em julho de 2011, em todo o País. No entanto, até o momento, apenas na parte norte do Peru o etanol está sendo misturado à gasolina.

Há a intenção de se introduzir os biocombustíveis na matriz energética peruana, e os primeiros investimentos no setor apresentam avanços. Contudo, as expectativas do governo não têm sido atendidas.

2.5 Conclusões preliminares

O estudo mostra que, dos oito indicadores de sustentabilidade energética recomendados pela OLADE et al. (1997) para serem utilizados em Países da América Latina, o Peru teria cinco abaixo dos níveis recomendados: autonomia energética, produtividade energética, cobertura elétrica, cobertura de necessidades energéticas básicas e uso de fontes renováveis de energia.

Quanto ao papel do gás natural, este poderia ajudar a melhorar o indicador de autonomia energética com o uso deste combustível na substituição de outros que o País importa, a produtividade energética por meio de seu uso nos sistemas de geração térmica e elétrica nas

instalações industriais e comerciais de grande porte e a cobertura de necessidades energéticas básicas através de uma massificação de seu uso no setor residencial.

Quanto ao petróleo e seus derivados, é possível constatar que:

- As políticas teriam que se direcionar à diminuição do consumo de óleo Diesel, energético no qual o País é altamente deficitário. O consumo de óleo Diesel representa 28,4% do consumo total de energia no Peru. Deste total, 81,4% são consumidos pelo setor de transportes. Como medida de curto prazo, poderia ser adotado o fim da livre importação de veículos usados de pequeno porte a óleo Diesel. Nesse caso, o energético seria usado em veículos de grande porte para transporte de carga e nos lugares onde não há gás natural para o transporte público;
- Deve haver maior agilidade no que se refere à exploração de petróleo e derivados no País. Uma das maiores dificuldades para o início das explorações é a aprovação do “Estudo de Impacto Ambiental”, que pode durar mais de dois anos, o que atrasa a possibilidade de novos descobrimentos e de novos investimentos necessários para o setor. Deve-se priorizar a modernização das refinarias para garantir o refino da toda a produção de petróleo e sua adaptação para o refino de petróleo pesado que, atualmente, o País exporta por não ter condições de processar. Essa necessidade adquire maior importância ainda, pois na exploração das regiões da Selva e do Zocalo, as probabilidades indicam que o petróleo a ser encontrado é do tipo pesado.

Em relação ao gás natural:

- O consumo de gás natural no País não tem uma distribuição que permita o melhor desenvolvimento de todos os setores econômicos. O setor elétrico consome 70,7%, o industrial 21,6%, o de transportes 4,6% e o residencial 0,2%. Na atualidade, são poucas as instalações industriais que têm aproveitado o gás natural; a maior parte delas utiliza óleo Diesel ou óleo combustível, não aproveitando os benefícios da energia de baixo custo e dos ganhos ambientais ocasionados pelo uso do gás. No setor de transportes, os principais combustíveis utilizados são o óleo Diesel e a gasolina.
- O fomento à geração distribuída, especialmente através da cogeração, deveria ter uma atenção especial, conciliando-se os interesses das empresas distribuidoras de energia elétrica, das indústrias com potencial de cogeração e da população. Os problemas de fornecimento elétrico e as medidas de curto prazo no sistema elétrico que ocorrem

desde 2005 e a tendência de aumentar a oferta de energia elétrica através de usinas que usam óleo Diesel e com turbinas a gás de ciclo simples abrem a oportunidade de explorar projetos de cogeração.

Quanto à eletricidade, constata-se que:

- Desde 2007 as empresas geradoras têm dificuldades para vender a energia elétrica às distribuidoras. O principal argumento é que os preços regulados não cobrem os custos variáveis das usinas térmicas. Dessa forma, as geradoras preferem negociar a energia no mercado livre. No caso da geração termelétrica, as políticas de curto prazo deveriam se voltar para a instalação de plantas de ciclo combinado, especialmente nas empresas que há pouco tempo instalaram usinas com turbina a gás de ciclo simples. No caso da geração hidroelétrica, se tem que ter maior incentivo e maior facilidade para os estudos e investimento em usinas hidroelétricas de médio e grande porte para fornecer a energia em consonância com o crescimento do País.

Quanto às novas fontes renováveis de energia, os desafios na matriz energética são:

- A energia solar fotovoltaica deveria ter prioridade nos programas de eletrificação rural no País, especialmente nas regiões isoladas. Uma maior difusão da tecnologia e políticas de fomento ao uso de aquecedores solares, como o que foi feito na região de *Arequipa*, deveriam integrar o programa de energias renováveis do País;
- Quanto ao “Decreto Legislativo de Promoção de Investimento para a Geração de Eletricidade através de Energias Renováveis”, a prioridade deveria ser a elaboração do Plano Nacional de Energia Renovável e a regulamentação das tarifas de energia elétrica para o consumidor final, já que há a probabilidade de um acréscimo nas tarifas em virtude da entrada desse tipo de geração no País. No curto prazo, pode-se fomentar a compra de “*energia elétrica verde*” pelo consumidor final, ou seja, deixá-lo livre para escolher se adquire ou não a energia gerada por recursos renováveis, estando disposto a pagar mais por ela.
- No caso dos biocombustíveis, é necessário um estudo de potencial de produção de etanol e biodiesel no País. Da mesma forma se deve ter normas para a mistura de etanol na gasolina e biodiesel no óleo Diesel, com prazos razoáveis de implementação.

3 A INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL

O gás natural é uma fonte de energia não renovável, que pode estar ou não associado ao petróleo. O gás associado está dissolvido no óleo ou sob a forma de capas de gás, no reservatório. O gás não associado tem presença muito pequena de óleo, quase que totalmente limpo, sendo direcionado para o mercado de gases combustíveis.

A utilização e a comercialização de gás natural (1821) são mais antigas que a indústria petrolífera (1859). Naquele ano, no povoado de Fredonia, no estado de Nova York, começou-se o fornecimento de gás para iluminação através de um gasoduto de chumbo conectado a um poço de gás de nove metros de profundidade, localizado às margens da enseada de *Canadaway*. O pioneiro na exploração do gás foi William Aron Hart, que abriu o poço, instalou o gasoduto, levou as derivações para as casas e comércios, e construiu gasômetros para controlar pressões, volumes, entregas e medições (Barberii, 2001).

3.1 A indústria do gás natural no contexto mundial

3.1.1 Reservas provadas de gás natural no mundo

As reservas provadas de gás natural no mundo, desde 1980, são apresentadas na Figura 3.1, que mostra uma tendência ascendente. Em 2010, segundo a BP (2011), as reservas provadas de gás natural foram de 187,14 trilhões de m³ (Tm³), estando distribuídas da seguinte forma: Oriente Médio - 40,5%, Europa e Eurásia - 33,7%, Ásia Pacífico - 8,7%, África - 7,9%, América do Norte - 5,3% e América Central e Sul - 4,0%. O acréscimo das reservas, apesar da crescente demanda de gás natural, comprova o sucesso nas explorações de gás feitas no mundo nos últimos anos.

A Figura 3.2 mostra os Países com maiores reservas provadas de gás natural no mundo: 23,9% na Rússia, 15,8% no Irã e 13,5% no Qatar, ou seja, apenas nestes três Países está mais da metade das reservas provadas de gás natural do mundo. As reservas de Irã e Qatar representam 72,5% das reservas totais do Oriente Médio. A reserva da Rússia representa 71% das reservas totais da Europa e Eurásia. As reservas de Nigéria e Argélia representam 66,5% das reservas totais da África. As reservas de Indonésia, Austrália e China representam 54,3% das reservas

totais da Ásia Pacífico. As reservas dos Estados Unidos representam 77,7% das reservas totais da América do Norte, e as reservas da Venezuela 73,7% das reservas totais de América Central e Sul.

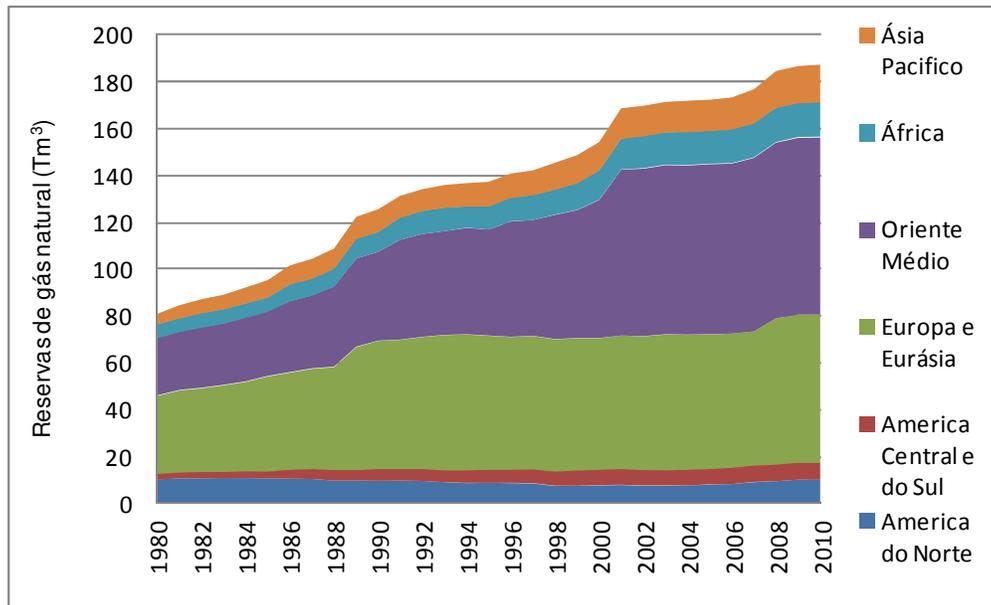


Figura 3.1 – Evolução das reservas provadas de gás natural no mundo

Fonte: Elaboração própria a partir de *BP Statistical Review of World Energy* (BP, 2011)

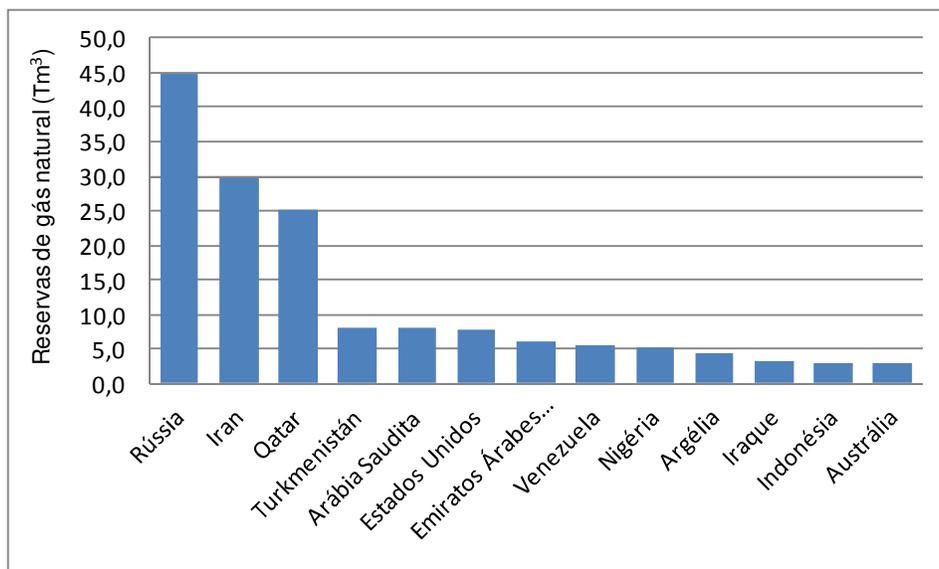


Figura 3.2 – Países com principais reservas provadas de gás natural em 2010

Fonte: Elaboração própria a partir de *BP Statistical Review of World Energy* (BP, 2011)

3.1.2 Demanda de gás natural no mundo

Segundo a EIA (2010), a demanda de gás natural aumentará de 3070 bilhões de m³ (Bm³) em 2007 para 4426 Bm³ em 2030. Essa projeção é apresentada na Figura 3.3, na qual foram utilizados dados históricos de 1980 até 2007. Em 2007, Países membros da OECD¹ consumiram 1521 Bm³, e os Países não membros da OECD consumiram 1549 Bm³ de gás natural. Contudo, a tendência é que a taxa de aumento de consumo de gás natural nos Países não membros da OECD seja maior no futuro.

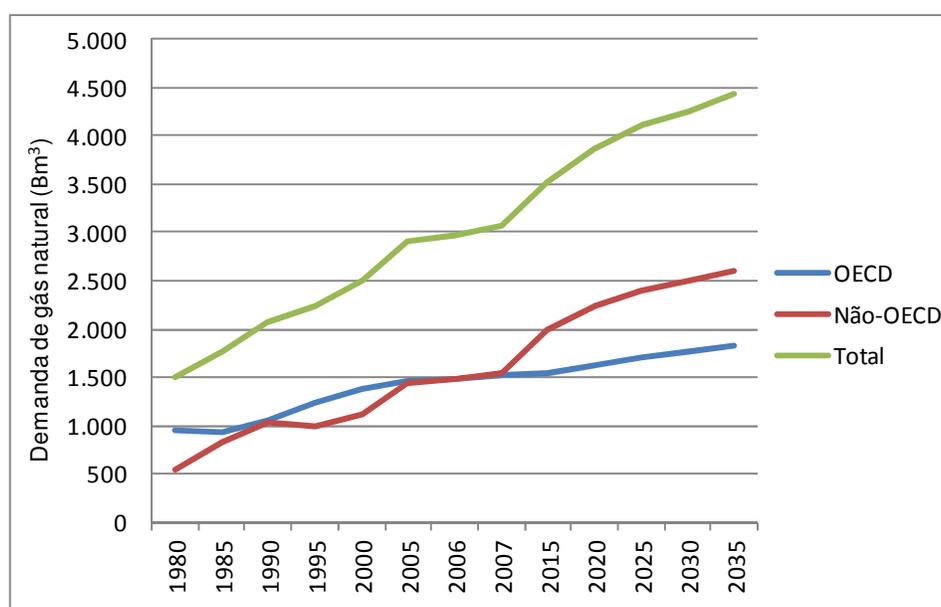


Figura 3.3 – Demanda de gás natural no mundo 1980-2035

Fonte: *International Energy Outlook* (EIA, 2010)

As projeções indicam que o uso de gás natural continuará sendo chave no setor industrial e para a produção de eletricidade, além de manter preços relativamente baixos. Outra consideração

¹ A Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OECD, em inglês) é uma organização internacional dos Países comprometidos com os princípios da democracia representativa e da economia de livre mercado. A sede da organização é em Paris, na França. Juntos, os 30 Países participantes produzem mais da metade de toda a riqueza do mundo. A OECD influencia a política econômica e social de seus membros. Entre os objetivos está o de ajudar o desenvolvimento econômico e social no mundo inteiro, estimulando investimentos nos Países em desenvolvimento. Os membros da OECD são: Alemanha, Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, Coreia do Sul, Dinamarca, Eslováquia, Espanha, Estados Unidos, Finlândia, França, Grécia, Hungria, Irlanda, Islândia, Itália, Japão, Luxemburgo, México, Noruega, Nova Zelândia, Países Baixos, Polônia, Portugal, Reino Unido, República Checa, Suécia, Suíça e Turquia.

é que, como o gás natural produz menos dióxido de carbono em comparação com a queima do carvão ou petróleo, os governos nacionais ou regionais proponham políticas para seu uso com o objetivo de reduzir as emissões de gases de efeito estufa. O setor industrial, que é o maior consumidor mundial de gás natural, respondeu por 40% da demanda de gás em 2007, e isto vai se manter até 2035. Em 2007 o setor elétrico consumiu 33% da demanda total de gás natural no mundo, mas em 2035 seu consumo deverá aumentar para 36% (EIA, 2010).

O crescimento do consumo de gás natural no período 2007-2035 para os Países não membros da OECD é estimado em 1,9% ao ano e, no caso dos Países membros da OECD, de 0,6% ao ano. Em 2007, a produção de gás natural nos Países membros da OECD representou 37,4% da produção mundial e seu consumo 49,5% do consumo total do mundo. Segundo as projeções da EIA (2010), em 2035 a produção de gás natural nos Países membros da OECD será 28,8% da produção mundial, e seu consumo representará 41,2%.

3.1.2.1 Demanda de gás natural nos países da OECD

A Figura 3.4 mostra a demanda atual de gás natural e sua projeção até 2035 na América do Norte. Segundo a EIA (2010), esta região aumentará sua demanda a uma taxa média anual de 0,7%. O consumo de gás natural nos Estados Unidos representou 81,4% dos 795 Bm³ consumidos na América do Norte em 2007. Em 2035 espera-se que a demanda de gás nos Estados Unidos seja de 71,4% da América do Norte, isto porque as demandas no México e Canadá aumentarão mais rapidamente. Nos Estados Unidos, espera-se uma diminuição no consumo de gás natural até 2015, em virtude do baixo crescimento da demanda elétrica e da operação de novas usinas a carvão atualmente em construção e a adição de energia elétrica a partir de fontes renováveis (EIA, 2010). Porém, a partir de 2016, o consumo de gás aumentará, especialmente no setor terciário e de geração elétrica.

Em 2007 o consumo de gás natural no Canadá foi de 79 Bm³. Estima-se um aumento da demanda a uma taxa média anual de 1,9%. Em 2035 o consumo de gás seria de 121 Bm³. Quanto ao aumento da demanda, 59% seriam no setor industrial, incluindo grandes quantidades de gás para a extração de areias de petróleo, e 24% na geração elétrica (EIA, 2010).

O consumo de gás natural no México, em 2007, foi de 69 Bm³. Espera-se um aumento da demanda a uma taxa média anual de 4,7%. Em 2035 o consumo de gás seria de 159 Bm³. O forte

crescimento da demanda de gás natural estará concentrado quase que exclusivamente no setor industrial e de geração elétrica (EIA, 2010).

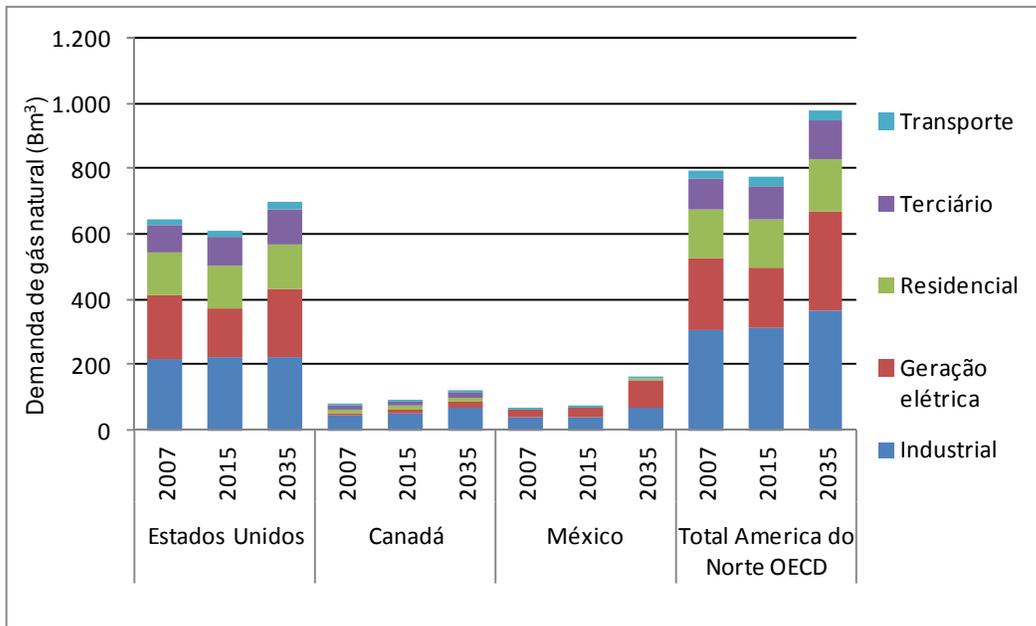


Figura 3.4 – Demanda de gás natural na América do Norte

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da *International Energy Outlook* (EIA, 2010)

A Figura 3.5 mostra a demanda atual de gás natural e sua projeção até 2035 nos Países europeus integrantes da OECD. Segundo a EIA (2010), esta região aumentará sua demanda a uma taxa média anual de 0,5%, ou seja, de 543 Bm³ em 2007 para 619 Bm³ em 2035. A principal razão para o crescimento será o aumento da utilização de gás para geração elétrica, isto porque muitos Países da Europa OECD firmaram compromissos para reduzir as emissões de dióxido de carbono, e o gás é mais atrativo ambientalmente que o carvão e o petróleo (EIA, 2010).

A Figura 3.6 mostra a demanda atual de gás natural e sua projeção até 2035 na Ásia OECD. Segundo a EIA (2010), esta região aumentará sua demanda a uma taxa média anual de 0,8%, ou seja, de 181 Bm³ em 2007 para 233 Bm³ em 2035.

No Japão, o recuo da população e o envelhecimento da força de trabalho limitam o crescimento da demanda de gás natural; porém, espera-se um aumento da demanda a uma taxa média anual de 0,2%. Na Coreia do Sul a demanda de gás natural crescerá a uma taxa média anual de 1,4% até 2035, principalmente pelo aumento do consumo de gás na geração elétrica, já que a desregulamentação no setor elétrico continuará, e as empresas poderão contratar

diretamente os fornecedores mundiais de gás natural. Na Austrália e na Nova Zelândia a demanda de gás natural crescerá a uma taxa média anual de 2,5% até 2035. O setor industrial é atualmente o principal consumidor de gás natural, chegando a 60% do consumo total deste energético. Estima-se que o aumento da demanda será principalmente neste setor (EIA, 2010).

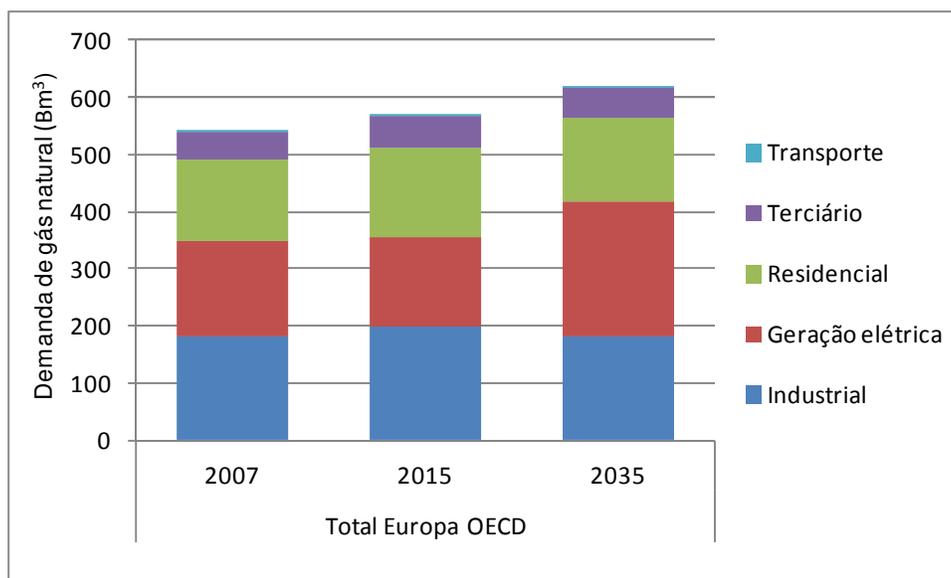


Figura 3.5 – Demanda de gás natural na Europa OECD

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da *International Energy Outlook* (EIA, 2010)

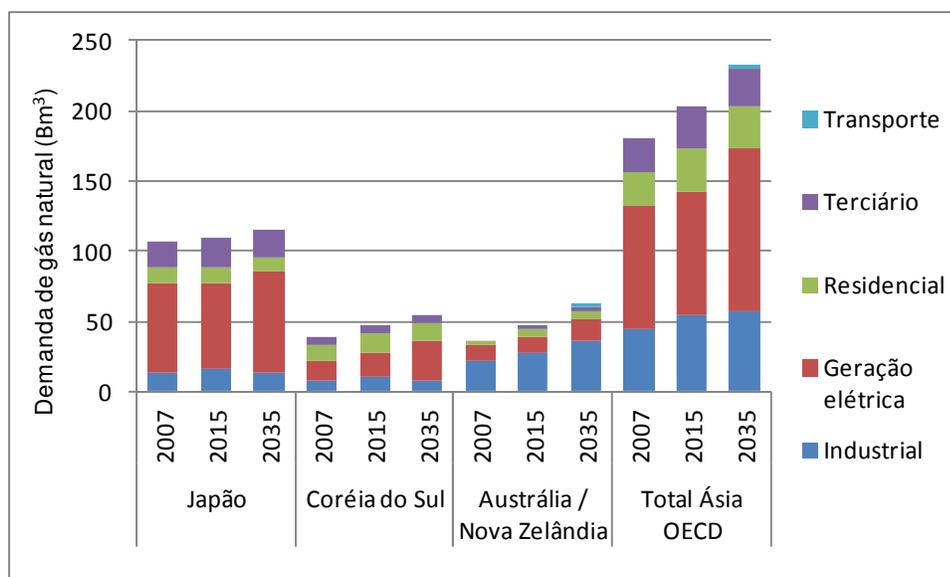


Figura 3.6 – Demanda de gás natural na Ásia OECD

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da *International Energy Outlook* (EIA, 2010)

3.1.2.2 Demanda de gás natural nos países não membros da OECD

A Figura 3.7 mostra a demanda atual de gás natural e sua projeção em Países da Europa e Eurásia não membros da OECD. Nesta região, mais de 50% das necessidades de energia primaria continuarão sendo atendidas pelo gás natural. A Rússia terá um aumento da demanda pouco significativo; espera-se uma taxa média anual de 0,2%. A liberação dos preços de gás no mercado interno fará com que o preço aumente e assim seja menos competitivo que outras alternativas de geração elétrica. Os outros Países da Europa e Eurásia não OCDE terão um aumento da demanda de gás natural a uma taxa média anual de 0,6%; o setor industrial ainda será o mais importante e vai manter sua participação de 40% do consumo total de gás.

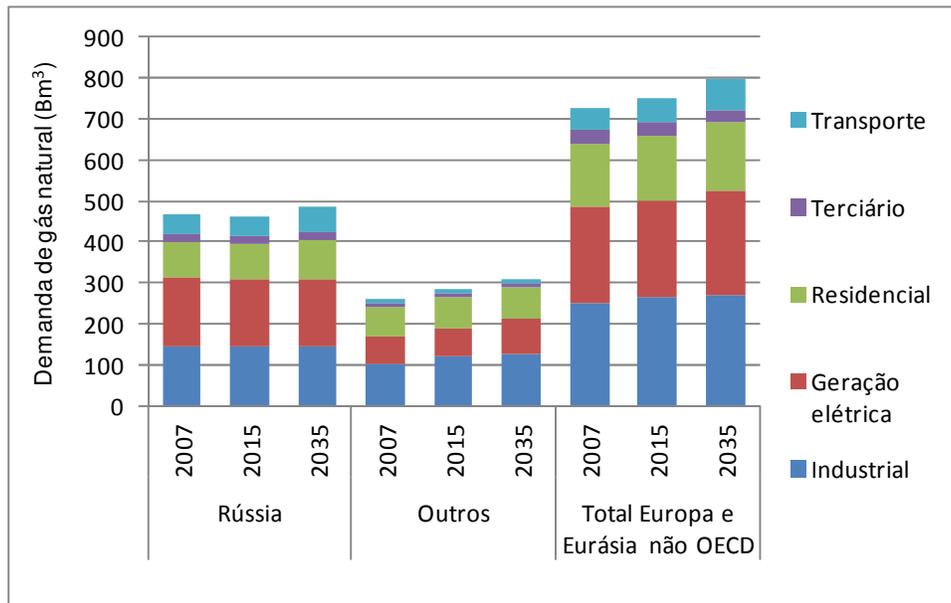


Figura 3.7 – Demanda de gás natural na Europa e Eurásia não OECD

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da *International Energy Outlook* (EIA, 2010)

A Figura 3.8 mostra a demanda atual de gás natural e sua projeção até 2035 em Países da Ásia não membros da OECD. Segundo a EIA (2010), o consumo de gás nesta região será o de maior crescimento no mundo, a uma taxa média anual de 3,5%. China e Índia vão liderar o crescimento de consumo de gás natural nos Países da Ásia não membros da OECD. Atualmente, os índices de consumo de gás em suas matrizes energéticas são os menores, representando apenas 3% e 8%, respectivamente.

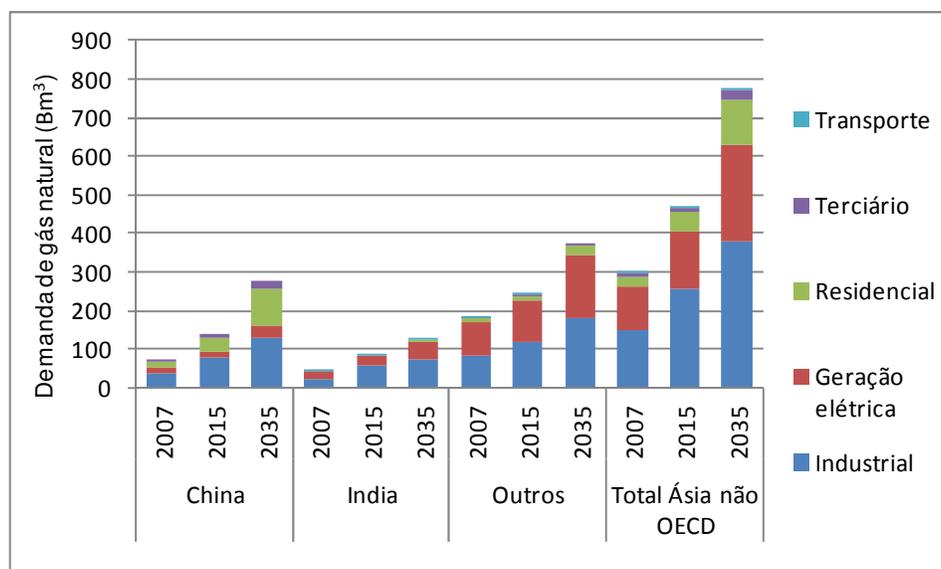


Figura 3.8 – Demanda de gás natural na Ásia não OECD

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da *International Energy Outlook* (EIA, 2010)

O governo da China está promovendo o uso de gás natural, com o objetivo que o consumo deste energético chegue a 10% do consumo total em 2020. Contudo, segundo a EIA (2010), o carvão continuará sendo o principal combustível na China, e o consumo de gás será de apenas 5% do consumo total em 2020. No entanto, o aumento do consumo de gás no País será o maior do mundo, a uma taxa média anual de 5%. Nos outros Países da Ásia não membros da OECD, o consumo de gás natural representa 23% do consumo total de energia. Vários Países estão construindo terminais para o recebimento de GNL e, nos próximos anos, vão ser importadores de gás. A Indonésia, em resposta ao forte crescimento do consumo de gás, tem estabelecido políticas para priorizar seu uso para o consumo interno frente às exportações (EIA, 2010).

A Figura 3.9 mostra a demanda atual de gás natural e sua projeção até 2035 em Países do Oriente Médio, África e América Central e do Sul não membros da OECD.

No Oriente Médio o consumo de gás natural vai quase dobrar entre os anos 2007 e 2035, e o crescimento será a uma taxa média anual de 2,4%. O setor industrial e de geração elétrica continuarão sendo os mais importantes consumidores de gás natural, com uma participação de 50% e 40% de uso total, respectivamente, em 2035. O crescimento do consumo industrial é impulsionado pela indústria petroquímica, principalmente na Arábia Saudita, Irã, Qatar e Emirados Árabes Unidos (EIA, 2010).

Na África o consumo de gás natural aumentará de 93 Bm³ em 2007 para 203 Bm³ em 2035, e o setor elétrico será o maior responsável pelo crescimento da demanda. Argélia, Nigéria, Egito e Líbia são os maiores produtores e consumidores africanos. A Nigéria tem adotado políticas para acabar com a queima de gás natural e priorizar seu uso no consumo interno frente às exportações, isto para garantir o fornecimento de gás em concordância com o crescente uso na geração elétrica.

Na América Central e do Sul o gás natural é a segunda fonte de energia com maior crescimento após a energia nuclear. Ainda assim, a geração elétrica através de energia nuclear representa uma pequena parte do consumo total de energia na região. O consumo de gás natural na América Central e do Sul aumentará a uma taxa média anual de 2,3%, de 137 Bm³ em 2007 para 247 Bm³ em 2035.

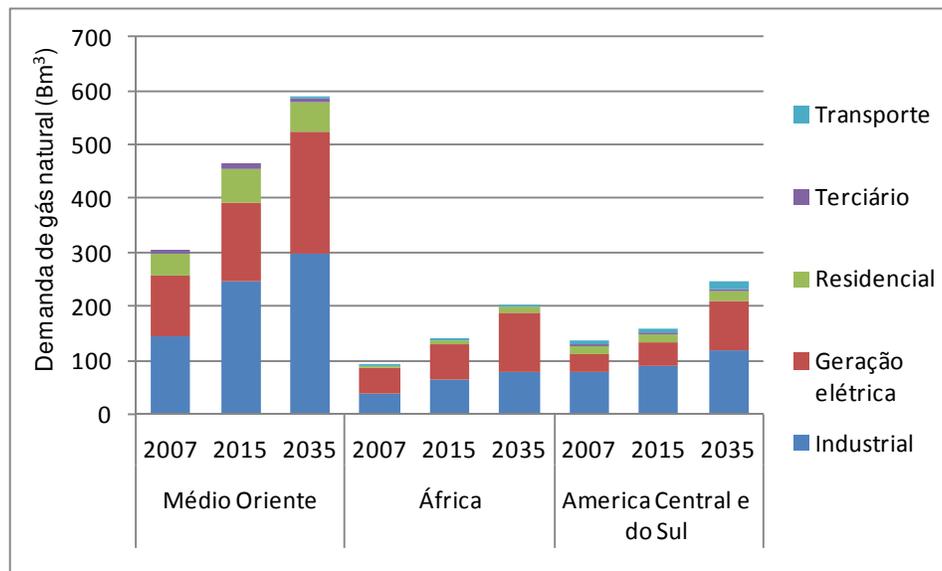


Figura 3.9 – Demanda de gás natural no Oriente Médio, África e América Central e do Sul não OECD

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da *International Energy Outlook* (EIA, 2010)

3.2 A Indústria de gás natural no Peru

A indústria de gás natural no Peru é relativamente nova. Antes de 2004 havia produção apenas em Talara (Noroeste do País) e Pucallpa (Floresta Central do Peru), e o gás era utilizado como combustível para a geração elétrica. Entre 1983 e 1987, em Camisea, ao norte de Cuzco, a

empresa Shell descobriu as maiores reservas de hidrocarbonetos da história do Peru. Em julho de 1998 o consórcio Shell/Mobil comunicou sua decisão de não continuar mais com o projeto de produção do gás de Camisea.

Em 1999 o governo peruano decidiu levar adiante o Projeto Camisea, mediante esquemas segmentados, através de módulos independentes de negócios. Então, abriu licitação pública internacional para a produção de Camisea, para as concessões de transporte de líquidos e de gás desde Camisea até a costa e para a distribuição de gás em Lima e Callao.

Em fevereiro de 2000 a etapa de produção do Projeto Camisea foi entregue ao consórcio “Pluspetrol – Hunt – SK”. Em outubro do mesmo ano, outorgou-se o desenvolvimento do Projeto de Transporte e Distribuição ao consórcio formado por Techint, Sonatrach, Graña e Montero. Em 2004 iniciou-se a operação do Lote 88 – Projeto Camisea em Cuzco.

3.2.1 Consumo e produção de gás natural

O consumo final de gás natural no Peru foi de 32.198 TJ em 2009, 5,3% do consumo total de energia. Neste mesmo ano, a produção fiscalizada de gás natural foi de 129.304 TJ, dos quais 70,7% têm sido usados para geração elétrica e 21,6% no setor industrial.

3.2.2 Transporte de gás natural

O País tem dois centros de produção de gás natural - no norte e na selva. No norte, as empresas Petrobras e Savia produzem principalmente gás associado, que é transportado, através de 15 km de tubulações de 12”, até a “*Planta de Secado de Pariñas*”, onde é seco e, posteriormente, utilizado na usina de geração elétrica da empresa EEPSA.

A Figura 3.10 mostra a rota do gasoduto de Camisea e projetos futuros. O gasoduto de Camisea possui 729 km de extensão, desde Camisea em Cuzco até Lima. Inicialmente, esse gasoduto tinha tubulações de 32”, 24” e 18” de diâmetro e uma capacidade de 300 milhões de pés cúbicos por dia (MMPCD). Porém, em 2008, o gasoduto estava chegando ao limite de sua capacidade, quando foram iniciados os trabalhos de ampliação, que consistiram basicamente em alterar o diâmetro das tubulações de 18” para 24” em uma extensão de 107 km, além da construção de uma planta compressora KP211 – Chiquintirca, para se ter uma capacidade de 450

MMPCD. Os trabalhos foram concluídos e autorizados para operação em dezembro de 2009 (GFGN, 2009). Além do gás em Camisea, há a produção de líquidos, os quais são transportados por meio de um poliduto de 548 km, desde Camisea até Pisco.

Para o Projeto de “Exportação de Gás Natural Liquefeito – *Pampa Melchorita*”, a empresa Peru LNG, iniciou em janeiro de 2008, a construção de um gasoduto de 408 km de extensão, com tubulação de 34” de diâmetro e capacidade de transportar 620 MMPCD, desde *Chiquintirca* no *Ayacucho* até a “Planta de Liquefação de *Melchorita*”. O gasoduto entrou em operação em maio de 2010, inicialmente para os testes da planta de liquefação de *Melchorita* (GFGN, 2010).

Atualmente, se tem o projeto de construção de gasodutos e redes de distribuição de gás em *Ica*, o qual teria aproximadamente 260 km de gasodutos de alta pressão e 74 km de ramais. Além disso, há um projeto de construção do gasoduto Kuntur de 1071 km., a qual fornecera gás às regiões de *Cuzco*, *Puno*, *Arequipa*, *Moquegua* e *Tacna*. Finalmente, encontra-se em etapa de concepção a construção do gasoduto Centro-Norte para o fornecimento de gás nas regiões de *Ayacucho*, *Junín*, *Ancash* e *La Libertad*.

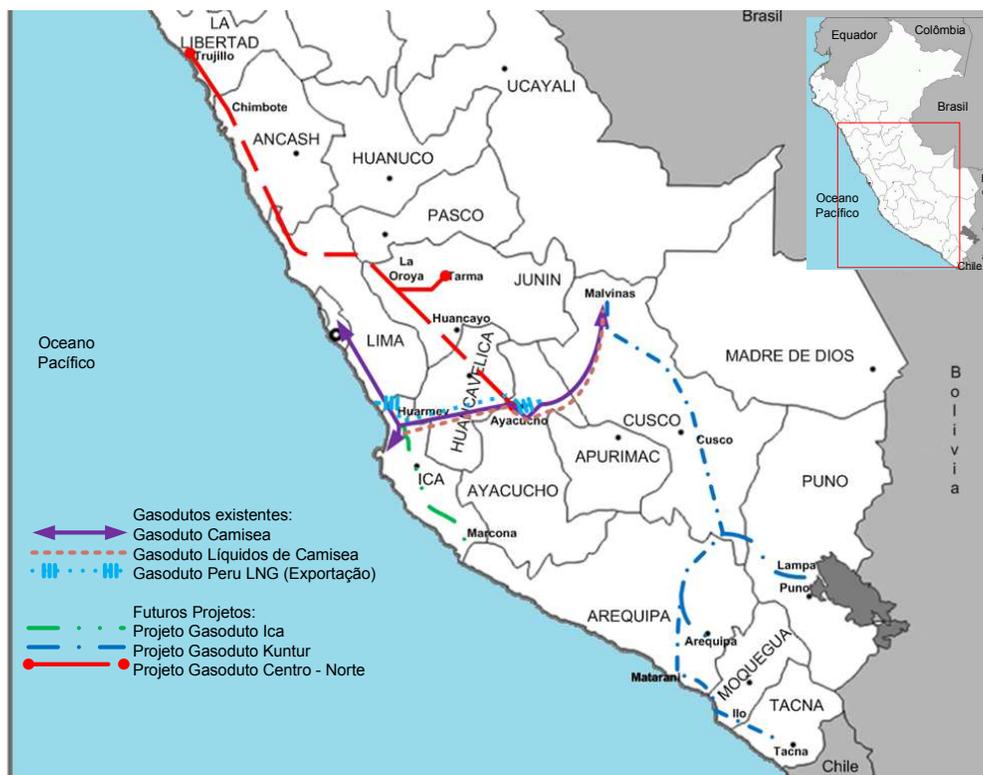


Figura 3.10 – Gasoduto Camisea e projetos futuros

3.2.3 Distribuição de gás natural

O gasoduto de Camisea termina no *City Gate* de Lurin, em Lima. A partir deste ponto, o energético é transportado através de um gasoduto de 61 km até a usina termelétrica de Ventanilla em Callao. Em 2002 foi outorgada à empresa GNLC, atualmente *Calidda*, a concessão da distribuição de gás natural nas cidades de Lima e Callao, a operação teve início em 20 de agosto de 2004.

A Figura 3.11 mostra a evolução das conexões de gás natural na área de concessão de Lima e Callao. Em 2010 foram registradas 29.451 conexões, sendo 98,29% nos setores residencial e terciário, 1,23% no setor industrial e 0,49% em estações de GNV.

A Figura 3.12 mostra a evolução das redes de distribuição de gás natural na área de concessão de Lima e Callao. Em 2010 havia uma rede de distribuição de 310 km de aço e 963 km de HDPE (polietileno de alta densidade), com cobertura residencial-terciário nos distritos de *Pueblo Libre, Magdalena, Jesús María, Lince, San Miguel, Surco, Surquillo, San Juan de Lurigancho, El Agustino y Cercado*, e cobertura industrial nos distritos de *Lurín, Villa María del Triunfo, Santa Anita, San Luis, Ate Vitarte, San Martín de Porres, El Agustino, Independencia, Los Olivos, Cercado de Lima, Callao, Carmen de Legua, Bellavista e Ventanilla*.

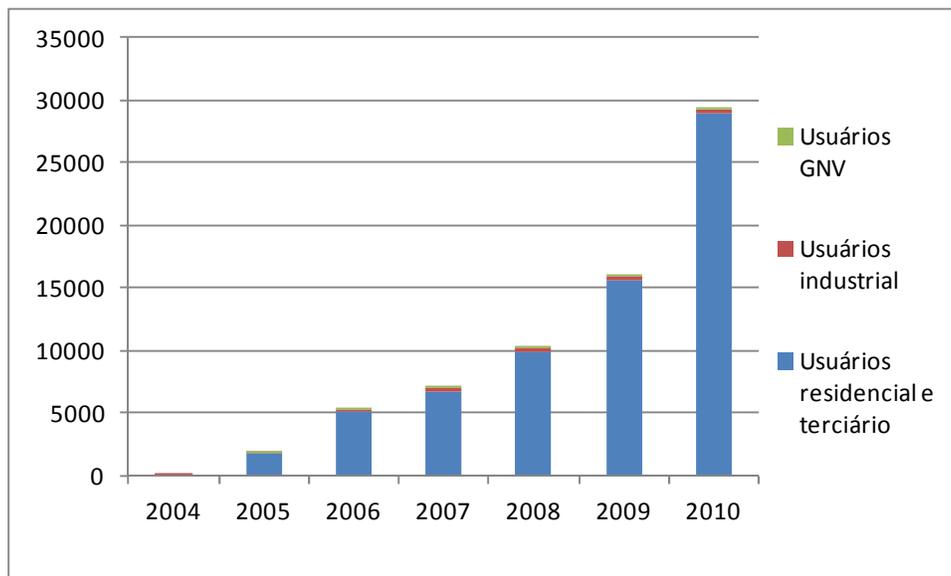


Figura 3.11 – Evolução do número de conexões de gás natural

Fonte: GFGN (2010)

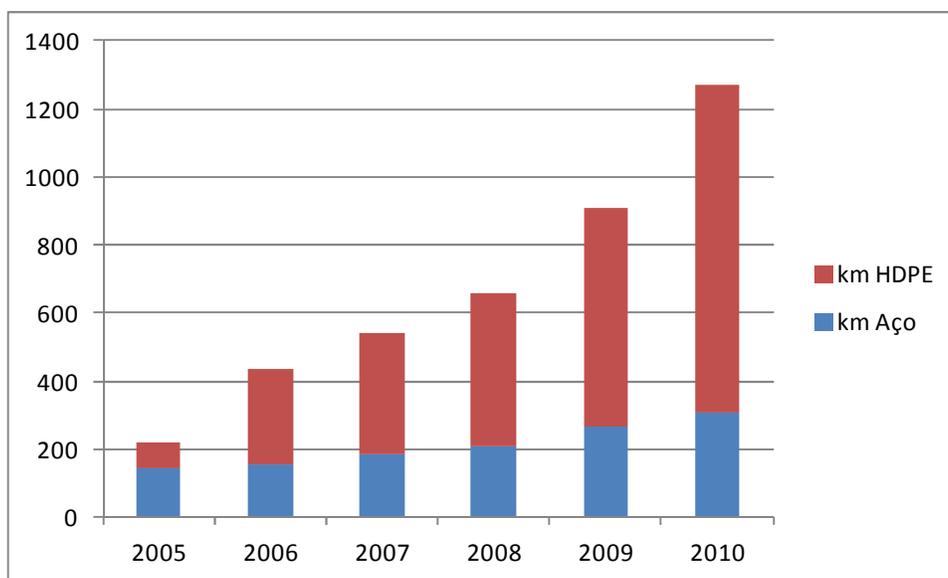


Figura 3.12 – Evolução das redes de distribuição de gás natural

Fonte: GFGN (2010)

3.2.4 Reservas de Gás Natural

A Figura 3.13 mostra os campos da Costa Norte, localizados nas zonas petrolíferas de Piura e Tumbes. O gás natural, em sua maioria, está associado à produção de petróleo, sendo, nesse caso, seus custos de produção baixos. Segundo a DGH (2010), em 2009 as reservas provadas no campo da Costa Norte eram de 17 Bm³. As reservas nesta região são reduzidas, o que limita as possibilidades de uma produção em grande escala para o fornecimento do mercado interno regional.

A Figura 3.14 mostra os campos da Selva Central. O principal é Aguaytía, que está localizado em Curimaná – Ucayali, a 75 km a oeste da cidade de Pucallpa (lote 31-C). Segundo a DGH (2010), em 2009 os campos da Selva Central possuíam reservas provadas de 6,9 Bm³ de gás natural. O campo de Aguaytía entrou em operação comercial em 1998, tendo sido feitos investimentos de 300 milhões de dólares nos primeiros 6 anos. O consórcio tem uma planta de processamento de gás natural, uma planta de fracionamento de LGN para a obtenção de gasolina e GLP, uma usina termoelétrica de ciclo simples de 172 MW, uma linha de transmissão de alta tensão, assim como um sistema de transporte em caminhões tanque.

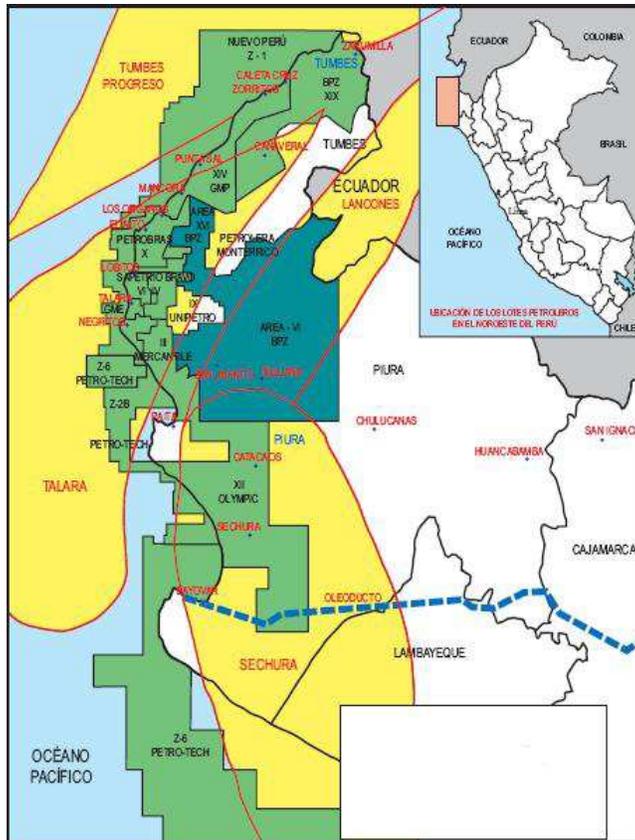


Figura 3.13 – Campos da Costa Norte

Fonte: DGH (2009)



Figura 3.14 – Campo da Selva Central - Aguaytia

Fonte: GFGN (2011)

A Figura 3.15 mostra os campos de Selva Sur, que fazem parte do projeto Camisea. Nestes, o gás natural, em sua maioria, encontra-se na região de Cuzco. Segundo a DGH (2010), em 2009 os campos na Selva Sur tinham reservas provadas de 315,7 Bm³.

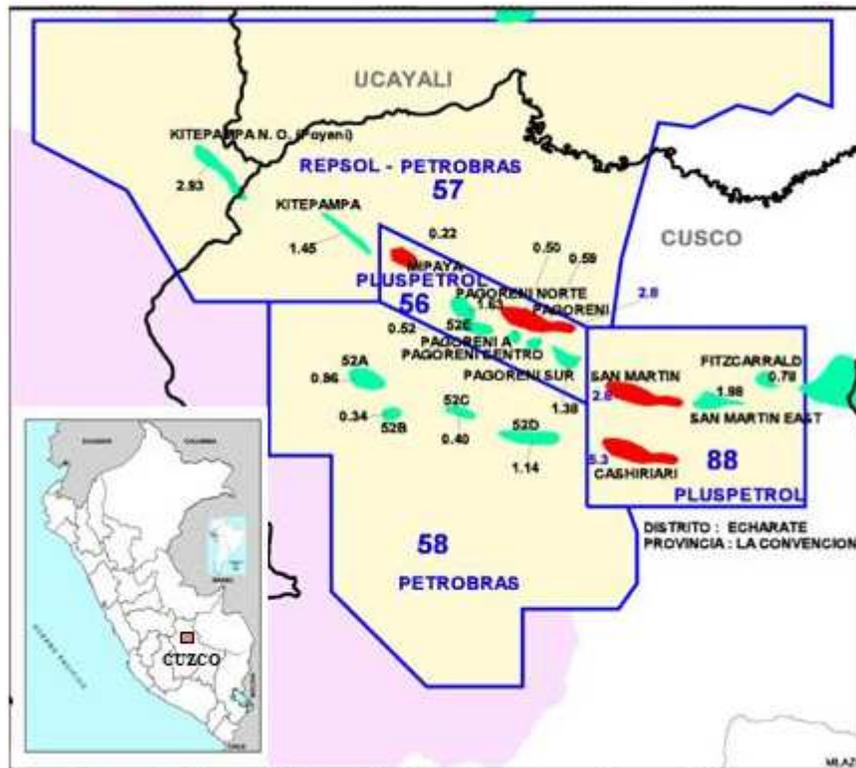


Figura 3.15 – Campos da Selva Sur

Fonte: Adaptado da DGH (2009)

3.2.5 O marco normativo e a regulação da indústria de gás natural

O processo de reestruturação da indústria de gás natural trouxe consigo importantes transformações para o setor. A Tabela 3.1 mostra os organismos que atuam na indústria de gás natural no Peru. A Direção Geral de Hidrocarbonetos – DGH, órgão do Ministério das Minas e Energia, tem como objetivo formular e propor as normas e regulamentações do setor, além de fomentar o investimento privado. A Perupetro, empresa estatal com direito privado, objetiva a promoção do investimento na exploração e produção de hidrocarbonetos e representa o governo nas negociações de contratos no setor. O Organismo Supervisor do Investimento em Minas e Energia - Osinergmin tem como objetivo regular, supervisionar e fiscalizar as atividades que

desenvolvem as empresas públicas, privadas e pessoas físicas nos setores de minas, eletricidade e hidrocarbonetos.

Tabela 3.1 – Organismos que atuam na indústria de gás natural no Peru

	Exploração e Produção	Transporte	Distribuição
Normativo e Concessão	DGH	DGH	DGH
Contratante	Perupetro		
Regulador		Osinermin	Osinermin
Fiscalizador	Osinermin	Osinermin	Osinermin
Concessionário	Contratante	Transportador	Distribuidor

A Figura 3.16 mostra o marco normativo da indústria de gás natural no Peru. Através destas leis e regulamentações, o governo busca fomentar o uso de gás natural no País, oferecendo incentivos para investimentos na sua exploração e produção.

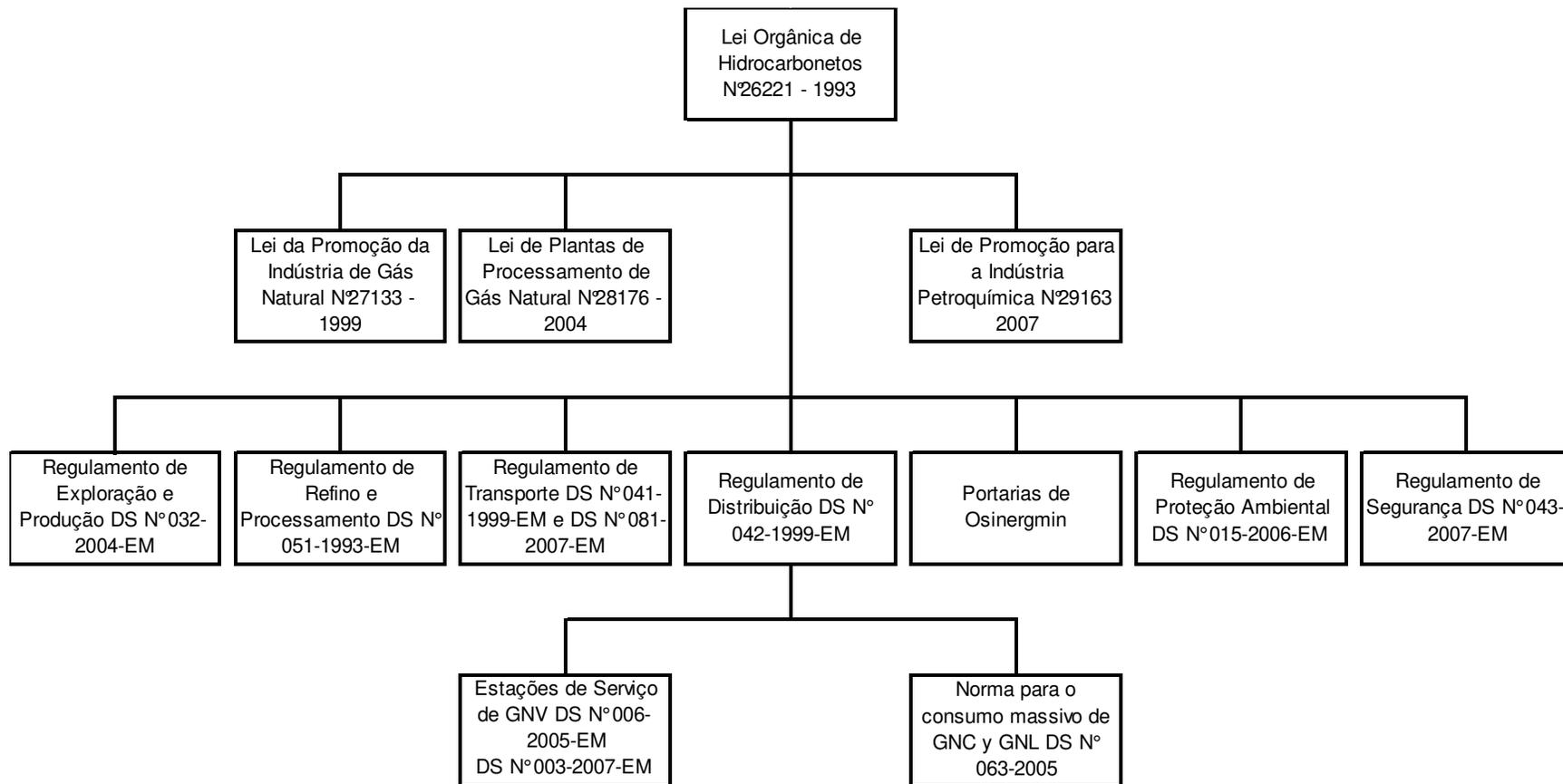


Figura 3.16 – Marco normativo da indústria de gás natural no Peru

A Lei Orgânica de Hidrocarbonetos N° 26.221 - 1993 normatiza as atividades do setor de hidrocarbonetos no País. Suas principais disposições são:

- Delimitar as responsabilidades dos agentes no setor: o Ministério de Energia e Minas (MEM) é responsável por propor e aplicar as políticas, enquanto o Osinergmin por fiscalizar aspectos legais e técnicos;
- Criar a empresa estatal de direito privado Perupetro, com a função de promover o investimento na exploração e produção de hidrocarbonetos. Além disso, o Estado concede o direito de propriedade dos hidrocarbonetos extraídos à Perupetro para que esta, na sua representação, possa assinar contratos de exploração e produção;
- Os contratos de exploração e produção de hidrocarbonetos podem ser de duas formas, principalmente: de licença – a empresa paga ao Estado *royalties* pelo hidrocarboneto extraído – e de serviço – o Estado paga à empresa em função do que foi produzido;
- Os prazos máximos dos contratos são: na exploração sete anos e, na produção 30 anos para o petróleo e 40 anos para o gás;
- A empresa contratante tem direito sobre a comercialização dos hidrocarbonetos, conforme o contrato, podendo exportá-los livre de taxas;
- As importações de bens e insumos para as atividades de exploração estão livres do pagamento de taxas;
- Qualquer pessoa física ou jurídica pode construir, operar e manter dutos para o transporte de hidrocarbonetos, em concordância com o contrato de concessão;
- Qualquer pessoa física ou jurídica pode construir, operar e manter instalações para armazenamento de hidrocarbonetos, em concordância com as regulamentações do MEM;
- Qualquer pessoa física ou jurídica pode construir, operar e manter refinarias, plantas de processamento de gás natural e condensados, em concordância com as regulamentações do MEM;
- A distribuição de gás natural por rede de duto é um serviço público, e o MEM fica responsável por outorgar as concessões para distribuição de gás natural a empresas que demonstrem capacidade técnica e financeira.

A Lei da Promoção do Desenvolvimento da Indústria de Gás Natural N° 27.133 - 1999 estabelece as condições para uso de gás natural para diversificação da matriz energética. Suas principais disposições são:

- Na produção, a empresa contratante tem que garantir o fornecimento de gás natural ao mercado nacional. Tal fornecimento é garantido quando as reservas dos produtores, divididas proporcionalmente, sejam suficientes para suprir o mercado futuro de gás durante um período não menor que 20 anos;
- Os projetos de rede principal de gás podem incluir um mecanismo para garantir as receitas anuais para retribuição adequada pelo custo de serviço dos investidores, para isto o projeto tem que ser de uso público e pelo menos 50% da capacidade do duto deve ser destinado aos geradores elétricos.

A Lei de Plantas de Processamento de Gás N° 28.176 - 2004 estabelece os benefícios voltados às plantas de processamento de gás. Suas principais disposições são:

- Os benefícios para as plantas de processamento de gás são os mesmos indicados na Lei 26.221- 1993 sobre as taxas, as exportações, estabilidade tributária e garantia de livre disponibilidade de divisas.

A Lei da Promoção da Indústria Petroquímica N° 29.163 - 2007 estabelece as normas para o desenvolvimento das atividades da indústria petroquímica a partir dos componentes de gás natural e condensados de outros hidrocarbonetos. Suas principais disposições são:

- A promoção e o desenvolvimento da indústria petroquímica priorizam a produção da uréia e fertilizantes;
- O fornecimento de gás natural no mercado interno e no setor de petroquímica básica e intermediário tem prioridade;
- As indústrias do setor de petroquímica básica e intermediária com investimentos maiores de 5 milhões de dólares americanos têm os mesmos benefícios definidos na Lei de Plantas de Processamento de Gás N° 28.176.

4 MODELOS ENERGÉTICOS E DEFINIÇÃO DE CENÁRIOS DE ESTUDO

No capítulo 2, foram feitas uma análise da matriz energética e uma abordagem das principais problemáticas do suprimento de energia no Peru. Além disso, discutiu-se como um maior uso do gás natural poderia ajudar a melhorar os indicadores de sustentabilidade energética do País. No capítulo 3, foi realizada uma revisão das tendências de uso do gás natural no mundo, considerando a participação no consumo dos diferentes setores econômicos. Da mesma forma, foram apresentadas as atuais reservas, gasodutos e sistemas de distribuição de gás natural no Peru e projetos futuros para fornecimento deste energético em diversas regiões do País.

Porém, ainda não se têm definidas a forma, a abrangência, as vantagens econômicas, as considerações técnicas e as barreiras para uma maior penetração do gás natural na matriz energética peruana. Este capítulo fornece o marco teórico para avaliar a penetração do gás natural no Peru, considerando uma revisão de trabalhos que abordam tópicos similares e, finalmente, definindo a metodologia e a abrangência deste estudo, base dos capítulos seguintes.

4.1 Modelos energéticos

O uso de modelos energéticos é explicado pelo desejo de refletir sistemas complexos de forma simples e compreensível. Além disso, os modelos ajudam a organizar muitas informações e fornecem um marco contextual consistente para avaliar diferentes hipóteses. Um grande número de modelos foi desenvolvido para realizar análises de sistemas energéticos e são baseados em diferentes abordagens, utilizando uma ampla gama de ferramentas matemáticas.

4.1.1 Classificação dos modelos energéticos

4.1.1.1 Classificação pela finalidade ou aplicação

A partir dos critérios de finalidade ou aplicação, os modelos energéticos podem ser classificados nas seguintes categorias:

- (a) Modelos de demanda;
- (b) Modelos de oferta;
- (c) Modelos integrados.

Os modelos de demanda são aqueles cuja função principal é a previsão da demanda; os de oferta objetivam principalmente o planejamento da oferta; os integrados são usados para analisar o sistema de energia inteiro, incluindo tanto a oferta quanto a demanda.

4.1.1.2 Classificação pelo alcance geográfico

Utilizando-se o critério de alcance geográfico, os modelos energéticos podem ser classificados nas seguintes categorias gerais:

- (a) Mundiais;
- (b) Nacionais;
- (c) Regionais.

4.1.1.3 Classificação "*Top down*" e "*Bottom up*"

Os modelos "*top down*" e "*bottom up*" são as duas abordagens básicas para se examinar as relações entre a economia e o sistema energético. Os termos "*top*" e "*bottom*" são utilizados para indicar se os modelos são agregados ou desagregados, respectivamente (NAKATA, 2004).

O método "*Top down*" (de cima para baixo) é aplicado para avaliar as relações macroeconômicas entre o setor energético e outros setores da economia. Este modelo requer poucas informações, e o planejamento do consumo é feito a partir de séries temporais históricas ou relações econométricas agregadas, como o PIB, os preços de energéticos, entre outros (NAKATA *et al*, 2011). Além disso, não permitem analisar os processos de substituição de equipamentos ou processos, já que, em geral, são agregados. Eles podem ser considerados mais úteis no curto ou médio prazo.

Os modelos "*top down*" e "*bottom up*" também têm diferentes premissas e expectativas sobre a melhoria da eficiência das tecnologias atuais e futuras. A diferença básica é que cada abordagem representa a tecnologia de uma forma fundamentalmente diferente (NAKATA, 2004).

O modelo “*Bottom Up*” (de baixo para cima) geralmente está baseado na engenharia de energia, ganhos evidentes em nível microeconômico e análise detalhada das dimensões técnicas e econômicas das opções de políticas específicas (NAKATA, 2004). Além disso, estes modelos abordam a engenharia e a tecnologia através de técnicas que relacionam o consumo ou fornecimento da energia à eficiência dos equipamentos e aos custos (NAKATA, 2004). Alguns modelos possuem características estruturais e podem analisar o processo de substituição de energéticos.

4.1.1.4 Classificação segundo a abordagem do modelo

(a) Modelos de séries temporais

A forma mais simples de uma previsão é assumir que o futuro é uma extensão aproximada do passado. As variáveis chaves são identificadas na forma de tendências temporais ou correlações com outras variáveis.

Neste tipo de modelo, encontram-se as metodologias que consideram a modelagem matemática da série histórica. Segundo O’Ryan (2008), as três categorias de séries temporais mais conhecidas são: modelo auto-regressivo (AR), modelo auto-regressivo e média móvel (ARMA) e modelo auto-regressivo integrado e média móvel (ARIMA). A formulação básica dessas três categorias é resumida nas seguintes expressões:

$$\text{AR:} \quad f(A) \cdot S(t) = e(t)$$

$$\text{ARMA:} \quad f(A) \cdot S(t) = \mathcal{L}(A) \cdot e(t)$$

$$\text{ARIMA:} \quad f(A) \cdot \Delta^n S(t) = \mathcal{L}(A) \cdot e(t)$$

Na formulação, A é o operador de deslocamento temporal; S , a série estudada; e , o erro existente; Δ corresponde ao operador de diferenciação; f e \mathcal{L} são polinômios em função de A . O objetivo da modelagem é encontrar os coeficientes associados aos dois polinômios de forma que os erros constituam uma série aleatória.

(b) Modelos econométricos

A abordagem econométrica está relacionada à análise de regressão de dados históricos e

assume uma rigidez estrutural da economia. De forma geral, está baseada no ajuste de uma variável dependente (consumo de combustível e eletricidade) e variáveis independentes ou explanatórias (tempo, preço, indicador de atividade econômica, dados demográficos, entre outros).

As previsões são feitas a partir de correlações, sendo necessário estimar a evolução futura das variáveis explicativas. Para realizar o ajuste, é preciso especificar a forma funcional do modelo, podendo ser linear ou não linear, e partindo de modelos teóricos ou abordagem intuitiva dos analistas.

Esta metodologia assume que o futuro será uma extensão aproximada e contínua do passado. Sua principal deficiência é não identificar ou explicar os catalisadores e as forças que alteram o sistema. No entanto, produz bons resultados caso não haja mudanças estruturais no sistema (O'RYAN, 2008).

(c) Modelos de otimização

Os modelos de otimização são tipicamente usados para identificar configurações de sistemas energéticos de mínimo custo, sujeitos a várias restrições: limites nas emissões de CO₂, opções tecnológicas, entre outros (SAUER, 2008).

Frequentemente utilizam programação linear para identificar a configuração de mínimo custo para atender a uma demanda determinada. Neste caso, normalmente, são consideradas condições de concorrência perfeita.

Este tipo de modelo é particularmente útil quando várias opções tecnológicas devem ser avaliadas, tendo-se os custos de cada uma delas. No entanto, as hipóteses usadas para minimizar tais custos podem ser inadequadas para representar a evolução dos sistemas no mundo real (O'RYAN, 2008).

(d) Modelos de simulação

Este tipo de modelo simula a conduta de consumidores e produtores em relação à determinadas variáveis, como preço, rendas, políticas, entre outros. Tipicamente utiliza interações

sucessivas para encontrar um equilíbrio de mercado entre a demanda e a oferta, sendo os preços e quantidades ajustados endogenamente (SAUER, 2008).

Neste tipo de modelo, é mais comum incluir fatores não-monetários, em comparação aos modelos de otimização. Contudo, as relações de comportamento podem ser controversas e difíceis de parametrizar (O'RYAN, 2008).

(e) Modelos contábeis ou de uso final

Este tipo de modelo busca capturar o impacto de padrões de consumo de diferentes sistemas e dispositivos. Para a demanda de energia, pode ser utilizado em vários setores, como o residencial, terciário, industrial, agrícola, entre outros. Este modelo é baseado na premissa que a energia é necessária para o serviço que fornece e não como um bem de consumo final (O'RYAN, 2008).

A análise de uso final envolve questões relacionadas às tecnologias, processos e eficiência de máquinas e equipamentos, tais como motores e lâmpadas, além dos aspectos socioeconômicos associados aos estoques e hábitos de utilização (SAUER, 2008).

O modelo, em vez de simular decisões que podem representar a racionalidade dos consumidores e produtores, calcula os resultados de tais decisões e examina suas implicações. Aplica a técnica de cenarização, “pela qual o futuro não é construído por inferências tendenciais do passado, mas por fatores e ações humanas, organizadas racionalmente e dirigidas ao futuro de forma consciente, estes fatores são distribuídos por níveis hierárquicos de relevância e atuação” (SAUER, 2008). No entanto, aplica técnicas econométricas e hipóteses de comportamento desde que sejam convenientes ou necessárias (SAUER, 2008).

(f) Modelos de equilíbrio geral computável (CGE)

Os modelos de CGE são abordagens que relacionam o comportamento dos agentes econômicos com base em princípios microeconômicos. Eles normalmente simulam mercados para fatores de produção (trabalho, capital, energia), produtos e mudanças externas, com equações que determinam o comportamento da oferta e demanda (NAKATA, 2004).

Este tipo de modelo incorpora preços endogenamente. Da mesma forma, permite a substituição entre os fatores produtivos e focaliza os impactos das políticas em termos de finanças públicas, competitividade econômica e de emprego. Portanto, buscam representar a resposta macroeconômica real a políticas, incluindo a possibilidade de substituição da energia por outros insumos para o consumo (O'RYAN, 2008).

(g) Modelos baseados em sistemas especialistas, lógica fuzzy e redes neurais

No passado, os sistemas especialistas e redes neurais eram usados extensivamente para previsão de demanda elétrica. Porém, nos últimos tempos, também são utilizados para a projeção da demanda de energia no longo prazo, considerando variáveis macroeconômicas (SUGANTHI e SAMUEL, 2012).

Um sistema especialista é um programa de computador em que o conhecimento de um especialista em um assunto específico pode ser incorporado, a fim de resolver problemas ou dar sugestões. Assim, este método tenta simular o raciocínio humano, tais como resolução de problemas, percepção visual e compreensão da linguagem (KALOGIROU, 2002).

Pesquisas para o desenvolvimento e aplicações da lógica fuzzy têm sido comuns há décadas (LAU *et al.*, 2008). A lógica fuzzy modela as incertezas ampliando as capacidades dos algoritmos clássicos, os quais permitem apenas trabalhar com atributos determinísticos. Um dos conceitos fundamentais deste método caracteriza-se por uma natureza qualitativa, subjetiva e valores expressos linguisticamente (LAU *et al.*, 2008). Estudos sobre a aplicação de lógica fuzzy para diferentes setores têm sido amplamente realizados, especialmente envolvendo os ambientes de negócios e industrial e em tópicos relacionados às diversas formas de consumo de energia (LAU *et al.*, 2008).

O conceito de rede neural foi desenvolvido há quase 50 anos, mas é apenas nos últimos 20 anos e com a ajuda de aplicações de software é utilizado para resolver problemas práticos (KALOGIROU, 2002). As redes neurais são boas para tarefas que envolvem conjuntos de dados incompletos ou confusos, e para problemas altamente complexos e mal definidos, onde os seres humanos normalmente decidem de forma intuitiva (KALOGIROU, 2002). Esta técnica procura simular o raciocínio e a aprendizagem humana, realizando um treinamento interativo através do uso de exemplos ou “padrões”. A vantagem deste tipo de modelo é a capacidade de modelar

relações não lineares, por meio de um processo autônomo, sem especificar sua forma funcional. A desvantagem é que a metodologia requer uma quantidade de dados suficiente para que a rede consiga montar o modelo.

(h) Modelos híbridos

Este tipo de modelo considera combinações das metodologias apresentadas. Existem aqueles que misturam os métodos de simulação e otimização; da mesma forma, há abordagens que combinam os métodos de regressão e séries temporais, quando as tendências são robustas, com a análise de uso final.

Segundo O'RYAN (2008), este tipo de abordagem é cada vez mais utilizado nas indústrias e pelo governo, por integrarem os aspectos físicos e econômicos em uma mesma metodologia. Assim, enquanto as relações econométricas internalizam os efeitos de renda, preço ou política, a análise de uso final trabalha com novos usos finais, misturas alternativas de combustíveis, penetração de dispositivos e tecnologias, padrão de consumo, entre outros.

4.1.2 Técnicas de cenarização

A técnica de cenários assume notoriedade a partir do trabalho elaborado pelo Clube de Roma em “Limites do Crescimento” (1973) e a partir da contestação da Fundação Bariloche em “Catástrofe ou Nova Sociedade? Um Modelo Mundial Latino-Americano” (1976), entre outros (BENSUSSAN, 1993).

O Clube de Roma parte da hipótese básica de um mundo finito, considerando diversas restrições ao crescimento como: variáveis de estoque, recursos naturais, produção de alimentos para atender o crescimento populacional, produção industrial ou agrícola e poluição. Dessa forma, a primeira variável que chegue ao limite restringirá o crescimento das demais. Devido às limitações metodológicas referentes ao comportamento de uma variável e de suas influências recíprocas, o modelo contorna essa dificuldade através da técnica de cenários mediante simulações, procurando endogeneizar as incertezas dentro dos cenários propostos (BENSUSSAN, 1993).

A Fundação Bariloche parte de um modelo essencialmente normativo, cujo objetivo se traduz em um mundo livre de subdesenvolvimento e miséria e se contrapõe ao Clube de Roma, na medida em que coloca as limitações ao crescimento não como restrições de ordem física, mas como condicionantes de natureza sócio-política, dentro da estrutura e distribuição do poder entre e dentro das nações. Para a consecução dos objetivos, supôs-se uma sociedade ideal, com mudanças substanciais nas organizações internacionais, capazes de livrar o homem da opressão e do atraso. Então, foi criado um modelo matemático apto a amarrar as condicionantes físicas aos objetivos propostos de satisfação das necessidades básicas, como alimentação, habitação, educação e saúde (BENSUSSAN, 1993).

As definições de cenários não estão relacionadas às previsões ou projeções. Os cenários tentam mostrar imagens alternativas do futuro e não projetar tendências do passado. Uma de suas características mais úteis é que são concebidos explicitamente para explorar mudanças importantes nas tendências, no sistema, no comportamento humano ou nas regras institucionais (O'RYAN, 2008).

Os resultados dos cenários não são previsões do futuro, eles permitem apresentar uma ampla variedade de possibilidades econômicas, demográficas e políticas. Os cenários são inerentemente controversos, porque mostram distintas abordagens do futuro (IPCC, 1992). Segundo o IPP (2007), dada a impossibilidade científica de se conhecer o futuro de sistemas sócio-técnicos complexos, como os energéticos, e da necessidade de restringir a abrangência dos eventos futuros possíveis e de antecipação para melhorar decisões presentes, a construção de cenários é a melhor alternativa encontrada pelos especialistas.

4.2 Estudos sobre a penetração do gás natural em Países e regiões

Veirano M. S. (1993) realizou um trabalho sobre a penetração do gás natural na Região Administrativa de Campinas (SP), devido às expectativas do início da operação do gasoduto Bolívia-Brasil. O cálculo da demanda foi feito com base em um modelo econométrico. Dessa forma, através desta técnica, o modelo projeta a variação do conteúdo energético do PIB no setor industrial (PIB-i), em função dos consumos finais específicos por unidade de PIB-i do petróleo, eletricidade e biomassa. O trabalho faz as projeções de demanda em seis cenários e, na parte econômica, utiliza duas hipóteses: otimista e conservadora, as quais estão em função do

crescimento esperado de PIB-i. Já na parte técnica, trabalha com três hipóteses de participação relativa das fontes energéticas, incluindo o uso da biomassa.

Fernandes *et al.* (2005) realizaram um estudo que analisa as restrições que impediriam o objetivo estabelecido em 1993 pelo Ministério de Minas e Energia de ter 12% de participação do gás natural na matriz energética do Brasil, em 2010. O trabalho utiliza os resultados de previsão de demanda 1998-2010, obtidos pelo MIPE¹, com base em três cenários. O cenário 1 - baixo crescimento - baseia-se no cenário de restrições externas apresentadas no estudo do BNDES em 1997, que indica o crescimento do PIB moderado e uma tendência para o desenvolvimento da estrutura econômica, sem crises ou alterações significativas. O cenário 2 – alto crescimento - é baseado nas projeções elaboradas pelo IPEA em 1997, que assume um elevado crescimento do PIB e um desenvolvimento dinâmico da economia. O cenário 3 – crescimento sustentável - é feito a partir de uma projeção de crescimento igual ao cenário 2, mas introduz alterações significativas na demanda e oferta de energia, procurando um modelo de desenvolvimento alternativo. A partir daí, os resultados da participação de gás natural na matriz energética brasileira em 2010 são: no cenário 1, 4,14%; no cenário 2, 4,82% e, no cenário 3, 5,24%, indicando que a meta estabelecida pelo governo poderia ser muito ambiciosa. No caso do gás residencial, os autores acreditam que o aumento do consumo dependerá das soluções de médio e longo prazo relacionadas aos problemas de distribuição. Em aplicações comerciais, como ar-condicionado em *shopping centers*, hotéis e salões de exposição, os autores consideram que se tem uma área totalmente inexplorada para a aplicação do gás natural. Quanto ao gás natural veicular, os autores indicam que há um impacto social significativo, considerando os custos de transporte mais baratos e os aspectos ambientais associados ao uso de um combustível mais limpo. Além disso, a substituição do óleo Diesel por gás natural no transporte vai diminuir a pressão sobre as refinarias nacionais, cujo processo está orientado pela demanda do óleo Diesel. No caso do setor industrial, os autores acreditam que o aspecto mais importante é a falta de uma infraestrutura de bens e serviços capaz de apoiar as atividades pós-venda de gás natural, devendo ser desenvolvida no ambiente industrial brasileiro.

Jiang *et al.* (2008), utilizando o modelo MARKAL e a técnica de otimização, realizam uma identificação dos mais importantes fatores que podem impulsionar o consumo de gás natural em

¹ O MIPE (Modelo Integrado de Planejamento Energético) é um modelo de previsão da demanda e oferta de energia criado pela COPPE para simular diversos cenários de consumo e fornecimento de energia no Brasil.

áreas-chave da China. Dessa forma, eles dirigem seu estudo para três regiões: Beijing, Guangdong e Shanghai. Os autores assumem que o consumo de gás vai depender de políticas de padrões de emissões, reforma da estrutura financeira no País, preço e oferta disponível de gás natural e taxa de penetração de sistemas de geração avançada e utilização final. A base fundamental para estabelecer os cenários de estudo é a implementação de uma política de restrições às emissões de dióxido de enxofre (SO₂) dos sistemas energéticos, porque seus efeitos são imediatos e visíveis e afetam diretamente a saúde das pessoas. No cenário de referência “R”, assume-se que não haja nenhuma mudança; o cenário possível “P” trabalha com uma redução de 40% das emissões de SO₂, e o cenário agressivo “Ag” assume uma redução de 75%. Além disso, foram desenvolvidos cenários M para descobrir como o sistema reagiria aos efeitos relativos à disponibilidade e preço de gás natural. No total, foram trabalhados 12 cenários. Em 2000, as três regiões avaliadas tinham um consumo de gás natural de 1,6 Bm³. Em 2020, terão um consumo aproximado no cenário “R” de 22 Bm³, no cenário “P” de 53 Bm³ e no cenário “Ag” de 68 Bm³.

Erdogdu (2010) realizou um trabalho para apresentar um modelo de demanda de gás natural na Turquia, com o objetivo de obter estimativas de curto e longo prazo das elasticidades de preço e renda. A previsão da demanda de gás natural 2008-2030 é desenvolvida com base em um modelo auto-regressivo integrado e média móvel (ARIMA), o qual relaciona o consumo per capita com preços de gás natural e renda per capita. Os dados de consumo de gás, preços e PIB utilizados no modelo têm uma série de tempo trimestral. Como os dados disponíveis eram anuais, eles foram convertidos em trimestrais por interpolação linear. Os resultados mostram que o consumo de gás natural na Turquia terá um aumento médio anual de 4% no período 2008-2030. O autor comparou os resultados obtidos com projeções oficiais de consumo de gás natural, as quais foram substancialmente modificadas nos últimos anos. Além disso, foi possível verificar que as projeções em 2000 estavam superestimando a demanda, o que resulta em um risco de excesso de oferta, pois estima-se que a Turquia tenha contratos de compra de gás natural para superar a demanda nos próximos 2-3 anos entre 9% e 13%.

Almeida et al. (2004) utilizam a técnica de Planejamento Integrado de Recursos (PIR) orientada ao setor de gás natural. O estudo piloto de PIR foi desenvolvido em dois anos para a região centro-oeste de Portugal, com um mercado novo de gás, e para a cidade de Burg, na Alemanha, com um mercado maduro de gás. Um conjunto de medidas de conservação de energia e substituição de combustíveis é proposto, avaliando-se o custo-benefício, sendo as mais

apropriadas para o gás natural: uso de aquecedores de ambiente a gás com ar forçado de alta eficiência, substituição de termostato eletromecânico por eletrônico, uso de chuveiros de baixo fluxo para diminuir o uso de água e, conseqüentemente, de energia. Além disso, no setor industrial, a implementação de sistemas de cogeração a gás natural, troca de aquecedores de água elétricos ou de GLP por aquecedores a gás natural e troca dos sistemas de aquecimento residenciais elétricos ou a GLP por sistemas a gás natural. No estudo de caso principal (região centro-oeste de Portugal), os resultados mostram que, ao implementar os planos sugeridos, teria-se uma redução de 4,7% do consumo de gás natural no setor residencial. Porém, quando é avaliada a troca de combustível (de outros tipos de energéticos para gás natural), o consumo total de gás aumentaria em 13,3%, tendo-se um impacto positivo nas emissões de carbono. No caso da cidade de Burg, os resultados são mais modestos.

Parikh et al. (2007), usando técnicas econométricas, realizaram um trabalho de projeção da demanda de petróleo e gás natural para um plano quinquenal até 2011-2012 na Índia. Os modelos de demanda foram desenvolvidos para cada um dos combustíveis através de dados de séries temporais, de modo a capturar as variáveis específicas e fatores-chave. Os autores têm usado modelos lineais para a previsão da demanda, em que foram considerados dois cenários: o cenário base, com o crescimento do PIB de 6%, e o cenário otimista, com o crescimento do PIB de 8%. No caso de gás natural, os resultados mostram que a demanda estaria na faixa de 46 e 49 Bm³, o que representa uma taxa de crescimento médio anual de 5,1% a 5,9%.

Mirasgedis et al. (2007) pesquisam a possibilidade de introduzir políticas de mitigação das emissões de gases de efeito estufa em áreas isoladas, com pouca disponibilidade de fontes alternativas de energia. O sistema de energia de Chipre é considerado caso de referência para este estudo. O trabalho foi desenvolvido em ENPEP² e baseado em um modelo híbrido que emprega uma abordagem de simulação de balanço de oferta e demanda de energia e considera as emissões atmosféricas associadas, assim como avalia alternativas tecnológicas. Os autores acreditam que os eixos das estratégias de mitigação de emissões são: uso de energias renováveis, penetração de gás natural e promoção de medidas de conservação de energia. Os cenários trabalhados indicam que as construções de novas usinas elétricas sejam a gás natural; no setor residencial, o

² ENPEP (*The Energy and Power Evaluation Program*) é um conjunto de ferramentas de análise energético, ambiental e econômico. ENPEP é desenvolvido pelo *Argonne National Laboratory* dos EUA com o apoio do Departamento de Energia dos EUA. ENPEP pode ser usado para avaliar o sistema de energia inteiro (oferta e demanda), realizar uma análise detalhada do sistema de energia elétrica, e avaliar as implicações ambientais das diferentes estratégias energéticas (COMMEND, 2012).

melhoramento do uso térmico nos prédios; no setor industrial, a promoção de uso térmico e cogeração a gás natural e, no setor de transporte, o uso de gás natural no transporte público. O estudo também mostra que uma das melhores estratégias de longo prazo é a introdução do gás natural via gasoduto submerso desde a Síria.

4.3 Definição da metodologia e cenários de estudo

A metodologia utilizada neste trabalho é capaz de internalizar as influências socioeconômicas, o uso final e o desenvolvimento tecnológico no consumo de energia no Peru. Dessa forma, o modelo de uso final com técnicas de regressão e econométricas é utilizado neste estudo. Na primeira fase, o modelo internaliza cenários de mudanças da demografia, renda e localização geográfica de futuros empreendimentos na indústria de gás natural (no trabalho, isto é internalizado pela variável nível de atividade - NA). Na segunda fase, o modelo internaliza as limitações econômicas e as decisões de investimento através de uma análise de viabilidade econômica. Na terceira fase, o modelo internaliza os padrões de consumo e usos finais da energia, alternativas de substituição de combustível e penetração de novas tecnologias para o uso de gás natural (neste estudo, isto é internalizado pelas variáveis de intensidade energética – e de estrutura de consumo de energia - IE).

Quanto à abrangência do trabalho, consideram-se as diferentes oportunidades de introdução de gás natural nos setores de transporte, residencial, terciário, industrial e de geração elétrica. No modelo, a formulação básica usada para o cálculo do consumo de gás natural nos diferentes setores depende da evolução das variáveis NA e IE; assim, a equação final de cálculo é:

$$\text{Consumo de gás natural} = \sum_{i=1}^{i=n} NA_i \cdot IE_i \quad 4.1$$

Um maior detalhamento da equação 4.1, utilizada para cada setor econômico, é apresentado nos capítulos seguintes.

4.3.1 Cenários de internalização do nível de atividade

O nível de atividade normalmente implica em maiores ou menores necessidades de serviços de energia. Este depende da evolução de variáveis, como população, renda e produção econômica da região avaliada.

No caso do setor de transporte, o nível de atividade usado é a frota de veículos. Contudo, como para cada tipo de veículo têm-se diferentes variáveis, é necessária a segmentação da frota. No setor residencial, o nível de atividade usado é o número de moradias. No setor terciário, utiliza-se o número de instalações comerciais segmentados por tipo e porte de: restaurantes, padarias, lavanderias e hotéis. No setor industrial, usa-se o número de instalações industriais segmentados por tipo e porte de: alimentos, bebidas, cerâmicas e cimentos, papel, químico e têxtil.

4.3.2 Principais indicadores da análise de viabilidade econômica

Os investidores dispõem de diversos métodos para a análise de um investimento. Cada um destes enfoca uma variável diferente. Neste trabalho, são usados os indicadores *payback*, valor presente líquido – VPL e a taxa interna de retorno – TIR.

O *Payback* trata do tempo necessário para que o investidor recupere seu investimento inicial, calculado com suas entradas de caixa. A importância deste índice está no fato de que os empreendimentos, muitas vezes, são priorizados em negócios que sejam pagáveis em menor período. Neste estudo é usado o *payback* simples, já que não foi considerada a taxa de juros e nem a inflação do período.

O valor presente líquido é o valor dos fluxos financeiros trazidos à data zero. A importância na utilização deste método é que ele não restringe o número de fluxos, o que engloba os projetos em diferentes horizontes de tempo (curto, médio e longo prazos). É possível também simular diferentes cenários a partir da alteração da taxa de desconto, o que estaria associado a modificações no cenário econômico do País ou região. Porém, existem algumas limitações no uso da técnica, dentre elas, a que o projeto de investimento deva ter uma escala temporal para que o VPL seja determinado e nenhum critério de risco esteja associado ao cálculo.

A taxa interna de retorno é um indicador de análise de investimento voltado para a variável taxa. A avaliação das alternativas de investimento tem na TIR um método de comparação simples e de forma direta do retorno sobre diferentes tipos de produção, mas com horizontes de planejamento iguais. Sua importância é determinante ao sistema econômico porque discrimina a que percentual ocorre a remuneração do capital. Geralmente, a taxa obtida é confrontada com a

taxa que representa o custo de capital da empresa, e o projeto só deverá ser aceito quando a sua taxa interna de retorno superar o custo de capital, significando que as aplicações da empresa estarão rendendo mais que o custo dos recursos usados na entidade como um todo.

4.3.3 Cenários de internalização da estrutura de consumo e intensidade energética

A estrutura de consumo de energia internaliza a competição entre as fontes aptas a prestar um mesmo serviço de energia, em função de variáveis como preço, acesso ou preferência, as quais influem na estrutura do consumo. A intensidade energética internaliza os padrões de consumo, substituição de combustíveis e alterações de mudanças tecnológicas, como equipamentos e sistemas energéticos mais eficientes, sem que se afete o nível dos serviços de energia.

No caso do setor de transporte, faz-se uma avaliação econômica de viabilidade de conversão de veículos a gasolina e óleo Diesel pelo GNV, em função da distância percorrida média diária. Além disso, a partir das preferências dos usuários, taxa de renovação e regulação do setor de transporte, é determinada a substituição de combustível; no cálculo de consumo de energia, são consideradas os poderes caloríficos e eficiências dos veículos.

No caso do setor residencial e terciário de pequeno porte, é feita uma avaliação econômica da viabilidade de se trocar o GLP e querosene pelo gás natural para usos de cocção de alimentos e aquecimento de água. Então, em função disso e dos padrões de consumo segundo o setor socioeconômico NSE para residências e tipo de comércio de pequeno porte, políticas governamentais e fatores de penetração, são determinadas as substituições de combustível. Além disso, no cálculo do consumo de energia, são considerados os poderes caloríficos e eficiências dos equipamentos.

No caso do setor industrial e terciário de grande porte, faz-se uma avaliação econômica da viabilidade de se trocar o GLP, óleo Diesel, óleo combustível R-500 e R-600 pelo gás natural para usos de produção de calor, frio e eletricidade, inclusive considera-se a possibilidade de uso de cogeração. Dessa forma, em função disso e dos padrões de consumo do tipo de comércio ou indústria são determinadas as substituições de combustível.

A Tabela 4.1 mostra o resumo dos cenários que são trabalhados nos próximos capítulos.

Tabela 4.1 – Cenários para estimar a potencialidade de uso de gás natural no Peru

Nível de atividade (NA).			Intensidade energética (IE) e estrutura de consumo de energia						
Tipo	Indicador macroeconômico	Indicador demográfico	Tipo	Localização	Transporte	Residencial e terciário de pequeno porte	Industrial e terciário de grande porte	Geração elétrica	
Pessimista	3,8% de crescimento do PIB	Crescimento da população em função de dados publicados pelo INEI (2009b) no relatório de análises demográfico "PERU: Estimaciones y Proyecciones de Población por Departamento, Sexo y Grupos quinquenales de edad 1995-2025"	Referencial	1.- Região <i>Lima e Callao</i> : a distribuição de gás continua em crescimento acompanhando à demanda	Cenário PR (Pessimista - Referencial)	Cenário PR (Pessimista - Referencial)	Cenário PR (Pessimista - Referencial)	Cenário PR (Pessimista - Referencial)	
				2.- Região <i>Ica</i> : Entrada em operação do sistema de distribuição de gás em maio 2015					
				3.- Região <i>Cuzco, Puno, Arequipa, Moquegua e Tacna (Gasoduto Kuntur)</i> : entrada em operação do sistema de distribuição de gás em novembro 2016	Cenário TR (Tendencial - Referencial)	Cenário TR (Tendencial - Referencial)	Cenário TR (Tendencial - Referencial)	Cenário TR (Tendencial - Referencial)	
				4.- Região <i>Ayacucho, Junin, Ancash e La Libertad (Gasoduto Centro-Norte)</i> : entrada em Operação do sistema de distribuição de gás em novembro 2020	Cenário OR (Otimista - Referencial)	Cenário OR (Otimista - Referencial)	Cenário OR (Otimista - Referencial)	Cenário OR (Otimista - Referencial)	
Tendencial	6% de crescimento do PIB		Moderado	1.- Região <i>Lima e Callao</i> : a distribuição de gás continua em crescimento acompanhando à demanda	Cenário PN (Pessimista - Moderado)	Cenário PN (Pessimista - Moderado)	Cenário PN (Pessimista - Moderado)	Cenário PN (Pessimista - Moderado)	
				2.- Região <i>Ica</i> : entrada em operação do sistema de distribuição de gás em novembro 2014					
				3.- Região <i>Cuzco, Puno, Arequipa, Moquegua e Tacna (Gasoduto Kuntur)</i> : entrada em operação do sistema de distribuição de gás em fevereiro 2016	Cenário TN (Tendencial - Moderado)	Cenário TN (Tendencial - Moderado)	Cenário TN (Tendencial - Moderado)	Cenário TN (Tendencial - Moderado)	
				4.- Região <i>Ayacucho, Junin, Ancash e La Libertad (Gasoduto Centro-Norte)</i> : entrada em operação do sistema de distribuição de gás em maio 2020	Cenário ON (Otimista - Moderado)	Cenário ON (Otimista - Moderado)	Cenário ON (Otimista - Moderado)	Cenário ON (Otimista - Moderado)	
Otimista	8,4% de crescimento do PIB		Avançado	1.- Região <i>Lima e Callao</i> : a distribuição de gás continua em crescimento acompanhando à demanda	Cenário PN (Pessimista - Avançado)	Cenário PN (Pessimista - Avançado)	Cenário PN (Pessimista - Avançado)	Cenário PN (Pessimista - Avançado)	
				2.- Região <i>Ica</i> : entrada em Operação do sistema de distribuição de gás em março 2014					
				3.- Região <i>Cuzco, Puno, Arequipa, Moquegua e Tacna (Gasoduto Kuntur)</i> : entrada em operação do sistema de distribuição de gás em maio 2015	Cenário TN (Tendencial - Avançado)	Cenário TN (Tendencial - Avançado)	Cenário TN (Tendencial - Avançado)	Cenário TN (Tendencial - Avançado)	
				4.- Região <i>Ayacucho, Junin, Ancash e La Libertad (Gasoduto Centro-Norte)</i> : entrada em operação do sistema de distribuição de gás em novembro 2019	Cenário ON (Otimista - Avançado)	Cenário ON (Otimista - Avançado)	Cenário ON (Otimista - Avançado)	Cenário ON (Otimista - Avançado)	

5 OPORTUNIDADES E ALTERNATIVAS DE USO DE GÁS NATURAL NO SETOR DE TRANSPORTE

Nos últimos 10 anos o consumo de energia no setor de transporte no Peru teve um crescimento médio anual de 5,2 %. O combustível mais usado é o óleo Diesel, seguido pela gasolina, querosene de aviação e GLP, os quais têm participação no consumo total de 61,2%, 19,4%, 10,7% e 4,6%, respectivamente. Como abordado no capítulo 2, tem-se a necessidade de diminuir o consumo de óleo Diesel, energético que o País é altamente deficitário.

O uso de GNV no transporte é uma alternativa para diminuir a dependência de óleo Diesel e de gasolina neste setor. O emprego de tecnologias *dual – fuel*, ottolisação e motores dedicados permitem o uso de GNV nos veículos. Dessa forma, é necessária a avaliação de diferentes cenários de uso de GNV no setor de transporte no Peru.

5.1 Tecnologias dedicadas ao uso de GNV

5.1.1 Tecnologia *dual – fuel* para gasolina e GNV

O uso de GNV em motores concebidos para utilizar gasolina é comum; sua operação na forma “bicomcombustível” utiliza preferencialmente o GNV; porém, pode-se utilizar o combustível original. Os veículos que possuem este tipo de adaptação podem ser fabricados com esta característica, ou podem ser adaptados em oficinas credenciadas, onde passam por um processo de conversão, podendo contar com a opção de utilizar o GNV como combustível.

5.1.1.1 Características técnicas de funcionamento *dual – fuel* para gasolina e GNV

No motor, a mistura de gás natural com o ar se dá naturalmente sem necessidade de turbulência ou aquecimento. A mistura homogênea e corretamente distribuída pelos cilindros faz com que as partidas sejam mais fáceis e a queima mais completa. Esta mistura permite uma melhor combustão, reduzindo-se, assim, a formação de monóxido de carbono em até 90%, em comparação com a gasolina (SANTAMARIA et al, 2002).

No processo de combustão, o gás necessário ocupa um volume maior se comparado com o combustível líquido. Então, a quantidade de ar admitida é menor e, conseqüentemente, tem-se uma perda de potência no veículo.

Segundo Santamaria et al (2002), a partir de testes realizados em um motor de 4.500 cc com carburador, observa-se uma diminuição da potência em até 20% quando se usa GNV em substituição à gasolina. Sistemas melhor instrumentados, kits de conversão, com gerenciamento de ignição e injeção, conseguiram reduzir essa perda de potência relativa – de 20% para 10% - através de uma melhor mistura ar/combustível e de um ajuste do ponto de ignição mais apropriado a cada condição de operação (SCHWOB et al, 2003).

As vantagens de uso do sistema *dual – fuel* (gasolina e GNV) são as seguintes:

- a) O veículo amplia a sua autonomia uma vez instalado o kit de conversão, já que mantém o tanque original, além do(s) cilindro(s) de armazenamento do gás natural;
- b) Diminuição das emissões de gases de efeito estufa em comparação com os combustíveis líquidos;
- c) Aumento da vida útil do motor e período de manutenções devido à menor formação de resíduos de carbono no motor.

5.1.1.2 Kits de conversão *dual – fuel* para gasolina e GNV

Os veículos originalmente projetados para rodar com gasolina podem operar também com gás natural. Para isso, é preciso instalar um kit de conversão. Os componentes mais importantes deste kit são o misturador, o regulador e o variador de avanço de ignição. O misturador tem um efeito significativo no desempenho do motor: um misturador de venturi fixo pode produzir a diminuição no rendimento volumétrico em até 10% devido à obstrução na admissão. Esta pode ser influenciada pela geometria e localização do misturador no sistema de fornecimento de combustível no motor (AGUDELO et al, 2004). A Figura 5.1 mostra os componentes e a instalação do kit de conversão de um veículo equipado com injeção eletrônica.



Figura 5.1 – Componentes e instalação dos kits de conversão GNV-gasolina

Fonte: Gaspoint (2012)

5.1.2 Tecnologia *dual – fuel* para óleo Diesel e GNV

O ciclo *dual – fuel* também pode utilizar o óleo Diesel e o gás natural em proporções variáveis. Em geral, o gás natural substitui o óleo Diesel na faixa de 30% a 80%. O motor passa a queimar gás natural e o óleo Diesel continua a ser injetado na câmara apenas para promover o início da combustão da mistura ar-combustível, ou seja, ambos combustíveis são queimados simultaneamente. O conceito desta tecnologia tem sua base na utilização do motor original do ciclo Diesel e na queima combinada do gás natural com o óleo Diesel.

5.1.2.1 Características técnicas de funcionamento *dual – fuel* para óleo Diesel e GNV

Os motores de ciclo Diesel ou de ignição por compressão podem ser alimentados por gás, desde que tenham a injeção de um combustível de baixa temperatura de ignição para iniciar a combustão. Um motor operando nesse sistema aspira e comprime uma mistura ar/gás natural. A combustão é iniciada quando uma pequena parte de óleo Diesel é injetada no cilindro e, a partir deste ponto, se processa de forma semelhante à verificada em motores de combustão por

centelha. Esta injeção de óleo Diesel é necessária para inflamar e iniciar a frente de chama, equivalente à gerada pela vela de ignição nos motores do ciclo Otto. Ela é responsável por uma pequena parte da energia total fornecida ao motor, sendo o restante fornecido pelo gás natural. O ciclo de um motor que utiliza gás natural e óleo Diesel é misto, com características semelhantes às do ciclo Diesel até a injeção e às do ciclo Otto após esta injeção (CONCEIÇÃO, 2006).

Cada gotícula da injeção funciona como uma frente de chama que se propagará através da mistura. Essa característica, aliada ao fato de os motores *dual fuel* permitirem taxas de compressão elevadas e trabalharem com excesso de ar, faz com que esses motores tenham um rendimento maior quando comparados com motores de ignição por centelha convertidos para o uso de gás natural (CONCEIÇÃO, 2006).

Quanto à variação de carga, para altas cargas observa-se, durante a operação do motor com gás natural e óleo Diesel, um aumento do rendimento térmico em até 15% (MACHADO et. al., 2004). Porém, essa situação se inverte quando opera a cargas parciais, já que, com o fechamento da borboleta, verifica-se um empobrecimento da mistura, o que dificulta a propagação da frente de chama na câmara de combustão, acarretando em queima incompleta ou atrasada do combustível, reduzindo-se, assim, a eficiência térmica (MACHADO et. al., 2004). Em geral, os sistemas de conversão possuem componentes que limitam a utilização de gás, sendo este utilizado para cargas superiores a 30% da nominal (MACHADO et. al., 2004).

As vantagens de uso do sistema *dual – fuel* para óleo Diesel e GNV são as seguintes:

- a) Pequenas alterações no motor;
- b) Flexibilidade para utilização de óleo Diesel puro ou óleo Diesel e gás simultaneamente;
- c) Maior autonomia do veículo;
- d) Devido à redução das formações de carbono, cinzas e material particulado durante a combustão, observam-se menores taxas de desgaste para um mesmo período de utilização, quando comparado com o motor alimentado apenas com óleo Diesel;
- e) Redução dos poluentes NOx (flexibilidade em se trabalhar com mistura pobre, atraso na injeção de Diesel e ignição da mistura ar mais gás) e CO₂ (menor relação carbono/hidrogênio do gás natural).

5.1.2.2 Kits de conversão *dual – fuel* para óleo Diesel e GNV

A Figura 5.2 mostra os componentes e o funcionamento de um kit de conversão óleo Diesel/gás natural. O desenvolvimento deste “kit” é específico para o motor em que será aplicado, sendo assim, não são intercambiáveis entre motores diferentes e requerem uma otimização criteriosa para atingir desempenho satisfatório com emissões reduzidas (CONCEIÇÃO, 2006).

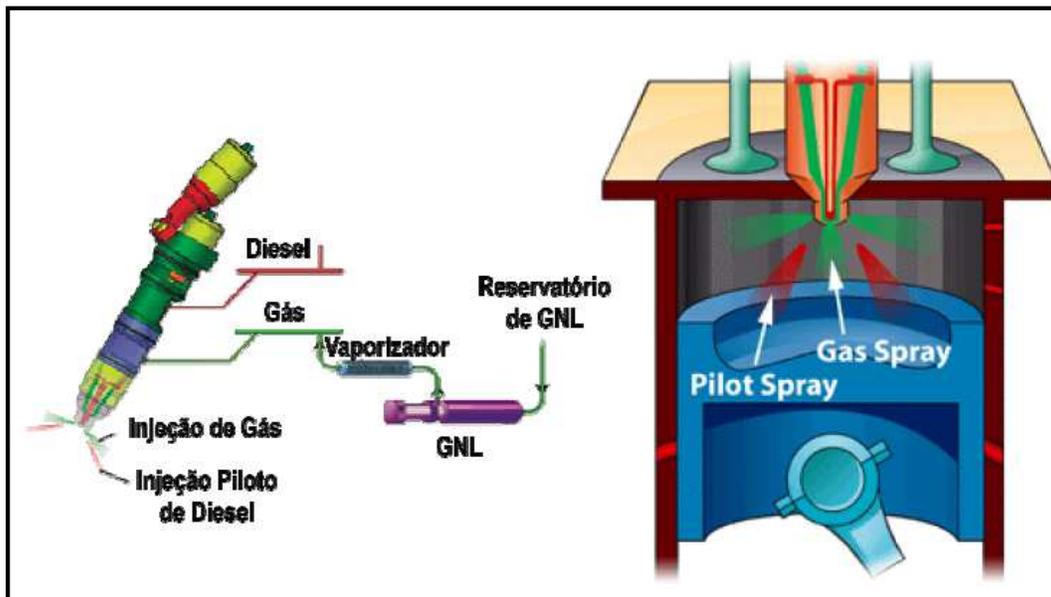


Figura 5.2 - Funcionamento de conversão óleo Diesel/gás natural

Fonte: CONCEIÇÃO (2006)

5.1.3. Tecnologia dedicada exclusivamente a GNV

O motor movido a GNV funciona segundo o ciclo Otto, ou seja, a combustão no interior da câmara ocorre somente após a centelha, sendo necessária a utilização de velas. O GNV, por ser um combustível mais “limpo”, evita a formação de borras no sistema de lubrificação, aumentando em teoria a durabilidade do motor. Porém, o óleo Diesel e a própria gasolina, apesar de mais sujos, possuem algumas propriedades lubrificantes que ajudam na conservação de algumas partes do motor.

Durante as primeiras experiências com ônibus movidos a GNV, alguns fatos negativos foram observados. Apesar da expectativa em torno de um equipamento confiável, na prática, alguns componentes tiveram problemas de durabilidade, como foi o caso do sistema de compressão do ar que ingressa no motor. Outros problemas verificados com frequência foram o superaquecimento do motor e defeitos no sistema elétrico (PAMPLONA et al, 2006).

5.1.4. Tecnologia de ottolisação

5.1.4.1 Características técnicas da ottolisação

A conversão dedicada trabalha com a total substituição do óleo Diesel pelo gás natural. Com isso, o motor deixa de ser ciclo Diesel para ser transformado em ciclo Otto, daí o nome de ottolisação. Essa transformação demanda a troca e/ou usinagem das peças originais do motor, como o eixo de comando das válvulas, pistões e cabeçotes, sendo esse processo específico para cada tipo de motor. Essa mudança se deve ao fato de o motor a gás natural trabalha a uma taxa de compressão mais baixa, além de necessitar a instalação de um sistema de ignição elétrica (incluindo velas).

Segundo Mauro Junior e Anibal de Almeida (2006), as vantagens da ottolisação são as seguintes:

- a) Apesar de apresentar um custo de investimento mais elevado do que o da conversão dual, a ottolisação pode ser totalmente reversível, caso o proprietário do motor não se desfaça das peças originais;
- b) Os motores ottolisados também são menos poluentes do que os motores de ciclo dual, apresentando menores emissões de monóxido de carbono.

Segundo Conceição (2006), as barreiras da ottolisação são as seguintes:

- a) O processo de conversão de um motor do ciclo Diesel é relativamente complexo e necessita de kits apropriados para cada tipo de motorização, os quais deverão ser fornecidos por empresas especializadas;
- b) Devido às grandes diferenças entre o funcionamento do ciclo Diesel convencional e do ciclo Otto, torna-se quase impossível o aproveitamento dos sistemas de injeção eletrônica dos novos motores Diesel no processo de Ottolisação.

5.1.4.2 Kits de conversão do sistema de otolisação

O procedimento de conversão compreende a descaracterização completa dos dispositivos de injeção do combustível óleo Diesel por aqueles associados ao gás natural. A bomba injetora será retirada junto com o cabeçote e outros sistemas de alimentação e injeção de óleo Diesel, como os bicos injetores. No lugar destes, serão acrescentadas velas de ignição próprias para o gás natural, e o cabeçote do motor Diesel dará lugar a outro projetado especificamente para o ciclo Otto.

Segundo Mauro Junior e Anibal de Almeida (2006), nas experiências no projeto de conversão de um motor a Diesel Scania DSI 11 a gás natural, as conversões necessárias são:

- Troca ou usinagem de cabeçotes e pistões;
- Adoção de sistema de ignição elétrica: bobinas, controlador de ignição, disco de fase, cabos de vela, velas de ignição e sensor de ponto;
- Retirada do sistema de alimentação original: bicos injetores e bomba injetora;
- Usinagem do eixo do comando de válvulas;
- Adoção de um novo sistema de alimentação de gás natural: misturador, válvula redutora de pressão, controlador de mistura ar-combustível, sonda lambda;
- Adoção de um novo sistema de controle de velocidade: instalação de um novo controlador de velocidade próprio para o gás natural;

5.2 Experiências de uso de GNV no mundo

5.2.1 Estados Unidos

O mercado norte-americano de GNV teve início em 1969 através da *Southern California Gas Company*, que tinha uma subsidiária para vender sistemas de conversão de veículos para GNV (BRANDÃO, 2005). Em 1970 o congresso norte-americano instituiu a mais ampla das legislações ligadas ao assunto poluição atmosférica, o “Clean Air Act (1970)” (ou Lei do Ar Limpo), e criou a Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos (USEPA) para proteger tudo o que estivesse relacionado ao meio ambiente. A USEPA estabeleceu padrões nacionais de qualidade do ar ambiente, que são conferidos e revisados para seis poluentes atmosféricos:

dióxido de nitrogênio (NO₂), ozônio (O₃), dióxido de enxofre (SO₂), material particulado (MP) e chumbo (Pb), e definiu metas de emissão para todos os veículos, entre outras medidas.

Nos anos 1980, a Ford criou a primeira camioneta a gás natural, sendo seguida por outros fabricantes no final desta década. Inicialmente, tentaram vender veículos dedicados a GNV, mas a falta de infraestrutura de fornecimento de gás inviabilizou esta iniciativa. Isto fez os investidores adotarem os veículos de tecnologia bicomustível (SEISLER, 2000).

O Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE) tem adotado políticas para reduzir o consumo de petróleo. Dentre elas, estão leis públicas que visam o controle das emissões, regulação das frotas e programas voluntários, como o *Clean Cities*, em 1993, que objetiva prover técnicas e informações para regular as frotas convertidas voluntariamente. A legislação estabelece que as frotas usadas pelos governos estaduais e federais e dos fornecedores de combustíveis alternativos (gás natural, GLP, biodiesel, bioetanol, hidrogênio e eletricidade) comprem determinada quantidade de seus veículos com esses combustíveis, como parte das suas aquisições anuais (75% a 90% dos carros comprados devem usar um combustível alternativo). A partir de 2002, o programa *Clean Cities* evoluiu para novos setores automotivos abrangendo os veículos pesados (EERE, 2006).

O *Clean Cities* possui incentivos, um deles está no programa chamado “*Carl Moyer Memorial Air Quality Standards Attainment*”, criado em 1998. Os incentivos do programa foram a distribuição de fundos, nos três primeiros anos do projeto, com o objetivo de fomentar a aquisição de equipamentos necessários para conversão de veículos e obtenção de veículos novos que utilizem combustíveis mais limpos. O programa financia o custo incremental, ou seja, a diferença entre o preço de um caminhão novo a óleo Diesel e um caminhão que use combustível alternativo.

A Califórnia possuía o programa “*Lower – Emission School Bus Program*”, derivado do Carl Moyer, que oferece incentivos às escolas para substituírem seus ônibus velhos por novos com tecnologias limpas. Para isto, existe um fundo que permite ao estado pagar no mínimo 85% do valor do custo total de um ônibus novo para substituir veículos pré-1997 e 75% do total no caso de substituição de ônibus entre 1977 e 1986 (COHEN, 2005).

Devido à mudança de escopo e funções do *Clean Cities*, novos objetivos passaram a ser perseguidos. O programa passou a ser chamado de *Clean Cities Roadmap*, que também é composto por instituições locais, autoridades estaduais, agências federais e indústrias privadas. O

Clean Cities Roadmap é ainda mais radical em relação à dependência externa de óleo Diesel, sendo seu principal objetivo reduzir drasticamente, ou, até mesmo, erradicar a dependência por óleo importado e garantir a segurança ambiental e energética. O programa disponibiliza assistência técnica, financeira, treinamento e informações aos consumidores potenciais sobre os combustíveis alternativos.

Segundo Eudy (2002), em 2002 57% das empresas que operavam ônibus a gás natural nos EUA apresentavam algum sucesso, sendo que 42% tiveram resultados predominantemente negativos (prejuízos). O País também teve experiências negativas com os veículos a gás natural dedicados de primeira geração. Dentre as desvantagens dos ônibus a gás natural dedicados nos EUA, apresentadas por Filho (2006), estão: maior custo de aquisição do veículo, custo de manutenção 40% superior ao veículo Diesel convencional, menor autonomia, menor confiabilidade do motor, maior peso do veículo e menor vida útil dos freios.

Contudo, em 2010, nos Estados Unidos, 112 mil veículos usaram GNV, o que representou 0,04% da frota total (IANGV, 2011). Em 2009, o programa *Clean Cities* economizou 1,69 milhões de m³ de óleo Diesel, sendo 21,6% dessa economia pelo uso de GNV. Além disso, desde sua promulgação até o ano de 2009, o programa tem economizado o uso de 11,36 milhões de m³ de óleo Diesel (EERE, 2011).

5.2.2 Argentina

O início do GNV na Argentina foi em 1983 com o Plano Nacional de Substituição de Combustíveis Líquidos, uma iniciativa da Secretaria de Energia em parceria com empresas estatais. O plano estimulava conversões e construção de postos de fornecimento de gás natural. No início, estava voltado à conversão de veículos leves à gasolina e frotas urbanas.

Em 1987 foram reduzidos os subsídios ao óleo Diesel para tornar o gás natural mais interessante economicamente no médio e longo prazo (WATT, 2001). O foco principal do programa era a substituição, no transporte público, dos veículos movidos a óleo Diesel pelos veículos a GNV, mas não teve sucesso, o que foi acontecer apenas quando foram convertidos cerca de 1,5 milhões de veículos leves de ciclo Otto para GNV (WATT, 2001).

O mercado de GNV foi impulsionado pelo apoio do governo federal, incluindo subsídios à conversão dos veículos e regulamentações, a que estabeleceram que todos os táxis de Buenos

Aires convertessem seus veículos consumindo óleo Diesel para o uso de gás natural. Além disso, a Argentina possuía uma grande produção nacional de gás natural e boa infraestrutura de transporte e distribuição.

Devido à implementação das políticas para uso de gás natural veicular, a Argentina possui um dos programas de expansão de GNV mais consolidado do mundo (IANGV, 2004b). Apesar do objetivo do governo argentino de inicialmente converter a frota de veículos leves para depois converter a frota de veículos pesados, ainda não existe um programa de incentivo à conversão de veículos pesados, como os ônibus urbanos. (IANGV, 2004b).

Segundo IANGV (2011), em 2010 a Argentina tinha 1,9 milhões de veículos a GNV, o que representa 15,3% da frota total. Este é o País com a terceira maior frota de veículos a GNV no mundo, superado apenas por Irã e Paquistão (IANGV, 2011).

5.2.3 Brasil

Em 1987 o governo federal aprovou o Plano Nacional do Gás, com o objetivo de realizar estudos e pesquisas visando a substituição do óleo Diesel nos ônibus. Em 1991 foram abertos os primeiros postos de fornecimento público de gás natural, nas cidades do Rio de Janeiro e São Paulo, iniciando-se, então, o consumo de GNV no Brasil (ANP, 2002).

Segundo Conceição (2006), a cidade de Natal foi uma das pioneiras no uso de gás natural em ônibus urbanos no Brasil. O programa de ônibus a gás natural em Natal envolveu o teste de ônibus dedicados a GNV e ônibus óleo Diesel - GNV convertidos, chegando a ter, em 1991, a maior frota de ônibus a gás no Brasil, com 47 veículos. A prefeitura anunciou que haveria redução de tarifa, esperada por causa da economia gerada pelo GNV, mas, além de não ocorrer tal redução, os ônibus a gás tiveram desempenho insatisfatório, levando os empresários de transportes a experimentarem prejuízos financeiros (CONCEIÇÃO, 2006).

Em 1996 o uso de gás natural foi liberado para todos os veículos. Em vista disso, muitos investimentos foram realizados em toda a cadeia do GNV, fato refletido pelo grande número de conversões, cuja evolução de 1996 a 2004 passou de 4,8 a 836 mil veículos (BRANDÃO, 2005).

Em 2003 a Petrobras lançou o projeto “Petrobras Ônibus a Gás Natural” que procura estimular o consumo do gás natural no transporte coletivo urbano e metropolitano. Os principais objetivos do programa foram: difundir a cultura do uso de gás natural como um combustível para

os veículos de transporte público e urbano, demonstrar confiabilidade no GNV, orientar decisões estratégicas dos empresários do setor de transporte quanto ao uso desse combustível e, principalmente, verificar o desempenho operacional do ônibus com motor ciclo Otto a gás natural em uma linha regular da cidade do Rio de Janeiro, tendo como referência os valores médios da frota de veículos movidos a óleo Diesel operando em condições similares (CONPET, 2007).

O Governo de São Paulo, para viabilizar um programa de conversão das frotas de ônibus urbanos do Estado, tem um incentivo de redução de 5% no ICMS (de 12% para 7%) nos ônibus movidos a gás natural e nos equipamentos de compressão de gás natural para as empresas de ônibus. Diversas prefeituras estão avaliando e procurando desenvolver projetos de uso do gás natural nos ônibus, sendo as principais motivações a ambiental (redução de poluição nos centros urbanos) e a socioeconômica (tarifas de transporte) (KNIGHT e YOUNG, 2006). Em 2010, o Brasil tinha 1,66 milhões de veículos a GNV, que representa 3,4% da frota total (IANGV, 2011).

5.2.4 Itália

O maior exemplo de uso de GNV na Europa é a Itália, País pioneiro em sua utilização. A Itália começou a utilizar o GNV na década de 1940 com o objetivo de reduzir a poluição nos grandes centros urbanos. O País é um dos pioneiros na experiência de substituição do óleo Diesel pelo gás natural em ônibus. O primeiro programa iniciou-se em 1978 com a conversão de um ônibus a Diesel para o sistema *dual fuel*. Em 1979, foi desenvolvido um protótipo totalmente a gás natural e, em 1986, devido à redução de custos e sucesso do protótipo, a frota italiana contava com 50 ônibus a gás natural (CONCEIÇÃO, 2006).

O sucesso do GNV na Itália deve-se, principalmente, à política tarifária sobre os combustíveis que interferem diretamente nos preços finais ao consumidor. Enquanto a carga tributária sobre a gasolina é de 67% e do óleo Diesel 63% do preço final, no caso do GNV é de apenas 18% (IANGV, 2004a). Ainda existem incentivos de 70% do valor de equipamentos técnicos específicos para postos de fornecimento de GNV.

Em 2001, a Itália possuía 169 ônibus movidos a GNV em sua frota. Em 2006, havia mais de 500 ônibus. O País escolheu o ônibus a gás tanto por razões ambientais quanto por razões econômicas, apesar das grandes cidades italianas possuírem limitações de espaço para construção

de novas garagens e pontos de fornecimento de GNV para os ônibus. Segundo IANGV (2011), em 2010, a Itália tinha 730 mil veículos a GNV, que representavam 1,58% da frota total.

5.3 Estimativa de uso de GNV no Peru

Para a estimativa de uso de GNV no Peru precisa-se de uma metodologia de cálculo que permita avaliar o uso potencial de gás natural, considerando o crescimento da frota veicular, as preferências dos usuários, desenvolvimento econômico e políticas energéticas e de transporte. A Figura 5.3 mostra a metodologia empregada para o cálculo de uso de GNV no Peru, no período 2011-2020.

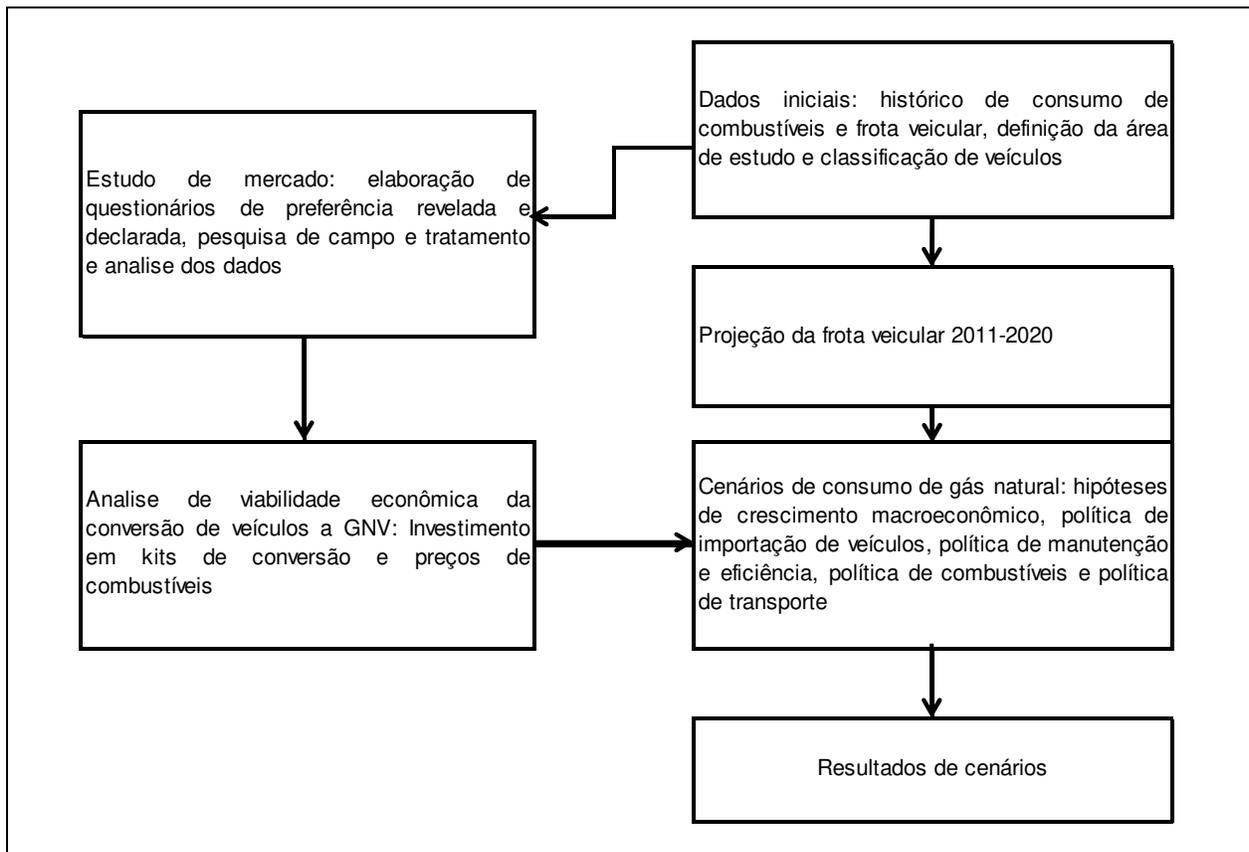


Figura 5.3 - Metodologia empregada para o cálculo de uso de GNV no Peru para o período 2011-2020

5.3.1 Histórico de consumo de combustível e frota veicular

A Figura 5.4 mostra a evolução do consumo de energia no setor de transporte, na qual se observa uma forte dependência de óleo Diesel e gasolina, que representam 61,2% e 19,4% do consumo total de energia neste setor, respectivamente. O uso de GLP neste setor começou em 1998, e do GNV em 2005.

A Figura 5.5 mostra a evolução da frota veicular no Peru nas diferentes regiões do País. Esta está concentrada na região de *Lima* e *Callao*, a qual possui 64% da frota total; 13% estão nas regiões de *Cuzco*, *Puno*, *Arequipa*, *Moquegua* e *Tacna*; 12,7% nas regiões de *Ayacucho*, *Junin*, *Ancash* e *La Libertad*; 1,6% na região de *Ica*.

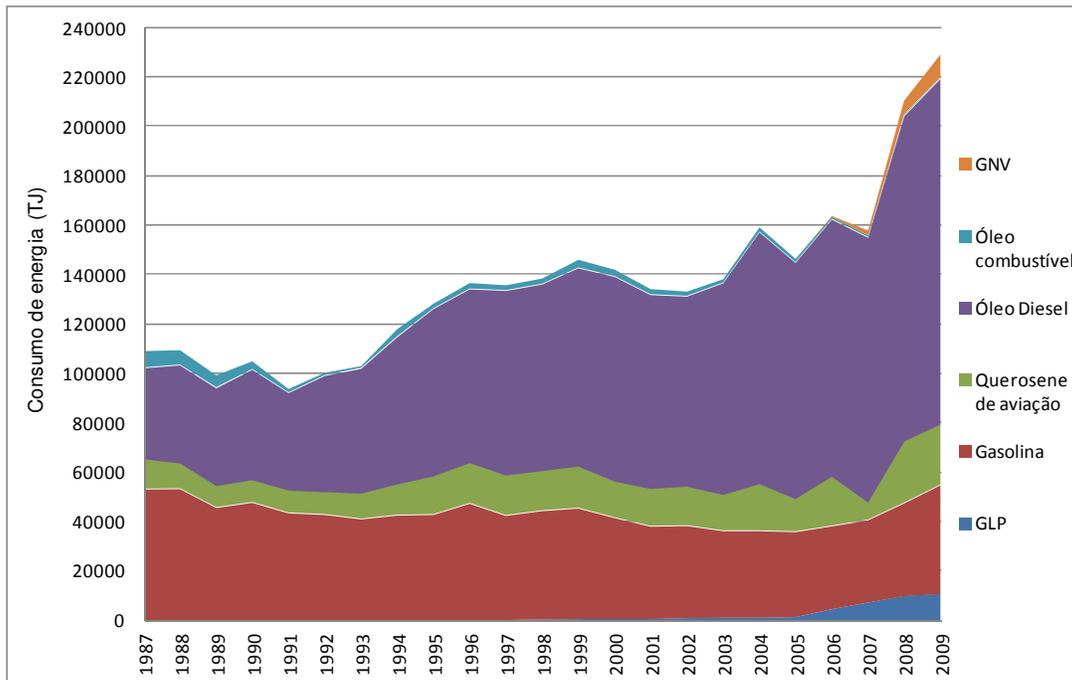


Figura 5.4 – Evolução do consumo de energia no setor de transporte

Fonte: Elaboração própria a partir do *Balance Nacional de Energía 2009* (MEM, 2010a)

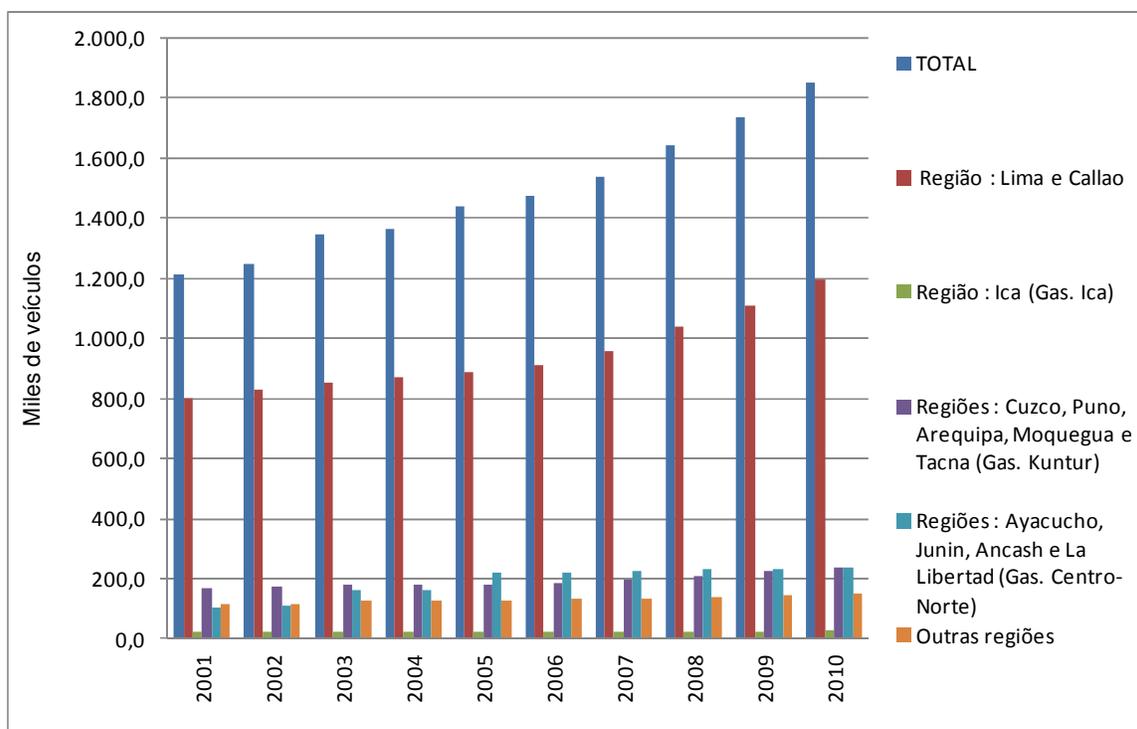


Figura 5.5 – Frota veicular no Peru

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da *Superintendencia Nacional de Registros Públicos - SUNARP* (SUNARP e OGPP, 2011a)

5.3.2 Definição da área de estudo e classificação dos veículos

Em concordância com os projetos futuros de gasoduto e sua estimativa de entrada em operação, para este estudo, no período 2011-2020, são consideradas basicamente quatro áreas geográficas de desenvolvimento da indústria de gás natural:

- a) Região de *Lima e Callao*;
- b) Região de *Ica*;
- c) Kuntur: Regiões de *Cuzco, Puno, Arequipa, Moquegua e Tacna*;
- d) Centro-Norte: Regiões de *Ayacucho, Junin, Ancash e La Libertad*.

A Tabela 5.1 mostra a classificação dos veículos na região de *Lima e Callao*.

Tabela 5.1 – Histórico e classificação de veículos na região de Lima e Callao (miles)

		1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Sedã e hatch	Gasolina	321,1	349,8	372,0	392,1	403,6	411,3	419,3	432,6	432,7	438,6	447,4	452,2	466,8	498,4	527,5	565,2
	Diesel	17,8	19,7	21,2	22,6	23,4	23,9	24,4	25,2	25,2	25,5	26,0	26,3	27,2	29,0	30,3	31,9
	Total	338,9	369,5	393,2	414,7	427,0	435,2	443,7	457,8	457,9	464,1	473,4	478,5	494,0	527,4	557,8	597,1
Perua	Gasolina	26,2	29,4	33,4	40,3	46,1	51,8	57,2	59,3	69,6	73,1	74,4	78,4	84,3	90,9	100,0	113,6
	Diesel	22,9	25,6	29,1	35,1	40,0	44,9	49,7	51,5	60,5	63,5	64,6	68,0	73,2	79,0	81,0	81,7
	Total	49,1	55,0	62,5	75,4	86,1	96,7	106,9	110,8	130,1	136,6	139,0	146,4	157,5	169,9	181,0	195,3
Pick - up	Gasolina	42,3	46,0	47,6	49,6	50,6	51,3	51,4	52,4	52,8	53,0	54,8	57,2	60,2	66,7	71,8	78,2
	Diesel	19,8	21,0	22,1	22,8	23,0	23,3	23,4	23,8	23,9	24,0	24,8	25,9	27,3	30,2	32,6	35,7
	Total	62,1	67,0	69,7	72,4	73,6	74,6	74,8	76,2	76,7	77,0	79,7	83,1	87,5	96,8	104,4	113,9
SUV e Van	Gasolina	25,1	27,0	27,2	28,8	29,3	30,8	32,5	33,6	35,2	35,8	36,6	39,6	42,7	48,0	54,5	62,3
	Diesel	31,6	32,5	33,1	33,6	34,4	35,9	37,2	38,3	39,9	40,5	41,5	45,1	48,5	54,4	58,5	63,8
	Total	56,7	59,5	60,3	62,4	63,7	66,7	69,7	72,0	75,1	76,3	78,1	84,7	91,2	102,4	113,0	126,1
Utilitário comercial	Gasolina	4,3	4,4	4,8	5,6	6,1	6,3	6,5	6,7	7,1	7,9	8,0	8,6	9,1	10,2	10,9	11,9
	Diesel	4,6	4,7	5,2	6,1	6,5	6,7	6,9	7,2	7,5	8,3	8,4	8,9	9,6	10,7	11,7	12,8
	Total	8,9	9,1	10,0	11,7	12,6	13,0	13,4	14,0	14,6	16,1	16,3	17,5	18,8	21,0	22,6	24,7
Ônibus	Gasolina	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,1	2,2	2,2
	Diesel	26,2	27,4	27,5	27,4	27,8	28,0	27,6	28,2	27,1	26,7	26,4	26,2	27,1	28,5	29,8	31,7
	Total	28,2	29,4	29,5	29,4	29,8	30,0	29,6	30,2	29,1	28,7	28,4	28,2	29,1	30,6	31,9	33,9
Caminhão	Gasolina	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	13,0	12,9	12,7	13,5	15,1	15,5	16,6
	Diesel	21,7	23,9	25,6	28,8	31,2	32,6	32,7	35,3	32,5	31,7	32,5	33,9	35,4	38,1	41,4	45,1
	Total	34,6	36,8	38,5	41,7	44,1	45,5	45,5	48,3	45,4	44,7	45,4	46,6	48,8	53,2	56,9	61,7
Caminhão trator	Gasolina	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2
	Diesel	4,8	5,2	5,5	6,1	6,7	7,4	7,9	8,2	8,1	8,6	8,4	9,8	11,0	12,8	14,3	15,9
	Total	5,0	5,4	5,7	6,3	6,9	7,6	8,1	8,4	8,3	8,8	8,6	10,0	11,2	13,1	14,5	16,1
Total		583,5	631,7	669,4	714,0	743,8	769,3	791,7	817,6	837,1	852,3	868,8	895,2	938,2	1014,5	1082,2	1168,9

Fonte: SUNARP e OGPP (2011b)

5.3.3 Projeção da frota veicular para o período 2011-2020

Nesta parte da metodologia, para estimar o uso de GNV, é necessário conhecer a projeção da frota veicular no período 2011-2020, isto porque a quantidade de veículos tem uma relação com o consumo de gás natural no setor de transporte. Como abordado no capítulo 4, este seria o nível de atividade, o qual foi calculado através de técnicas econométricas e com três cenários macroeconômicos: pessimista (P), tendencial (T) e otimista (O). As considerações são apresentadas na Tabela 4.1. O modelo econométrico tem como dados iniciais a quantidade de veículos no período 1995-2010 e dados de PIB e população no período 1995-2020. Os dados de PIB e população são mostrados no Anexo A. A equação econométrica e os resultados da análise de regressão são mostrados no Apêndice A.

A Figura 5.6 mostra a projeção da frota veicular para o período 2011-2020. Segundo esta projeção, espera-se um crescimento da quantidade total de veículos em 32,5% no cenário pessimista, 43,3% no tendencial e 57,6% no otimista até 2020, em comparação com 2010.

5.3.4 Estudo de Mercado de GNV

O processo de escolha de um produto é complexo. Compreender que o GNV apresenta vantagens tão claras para o consumidor, o custo de fornecimento mais barato e o fato de ser o combustível à base de hidrocarbonetos que apresenta os menores índices de poluição podem não ser suficientes atributos para uma decisão de investimento.

Dessa forma, é necessário entender os atributos valorizados pelos usuários potenciais de GNV para assim determinar quais são as variáveis mais relevantes, quando as pessoas se encontram na posição de escolher o combustível do seu veículo, ou de uma frota. Para o estudo dos atributos e variáveis de decisão têm-se muitas alternativas. Neste estudo, são usadas pesquisas qualitativas e quantitativas, empregando-se a técnica de preferência revelada e preferência declarada. Além disso, esta parte do estudo permite caracterizar os padrões de consumo dos combustíveis e os usos dos veículos por parte dos usuários.

5.3.4.1 Método de preferência revelada – questionários

A técnica de preferência revelada (PR) consiste na coleta de dados, caracterizada por escolhas já realizadas pelos usuários de um produto, ou serviço, dentro de um conjunto de alternativas existentes. Os dados de PR são importantes por apresentarem o equilíbrio atual do mercado e, dessa forma, a tendência atual, informação essencial para a realização de previsão de demanda (LOUVIERE et al., 2000).

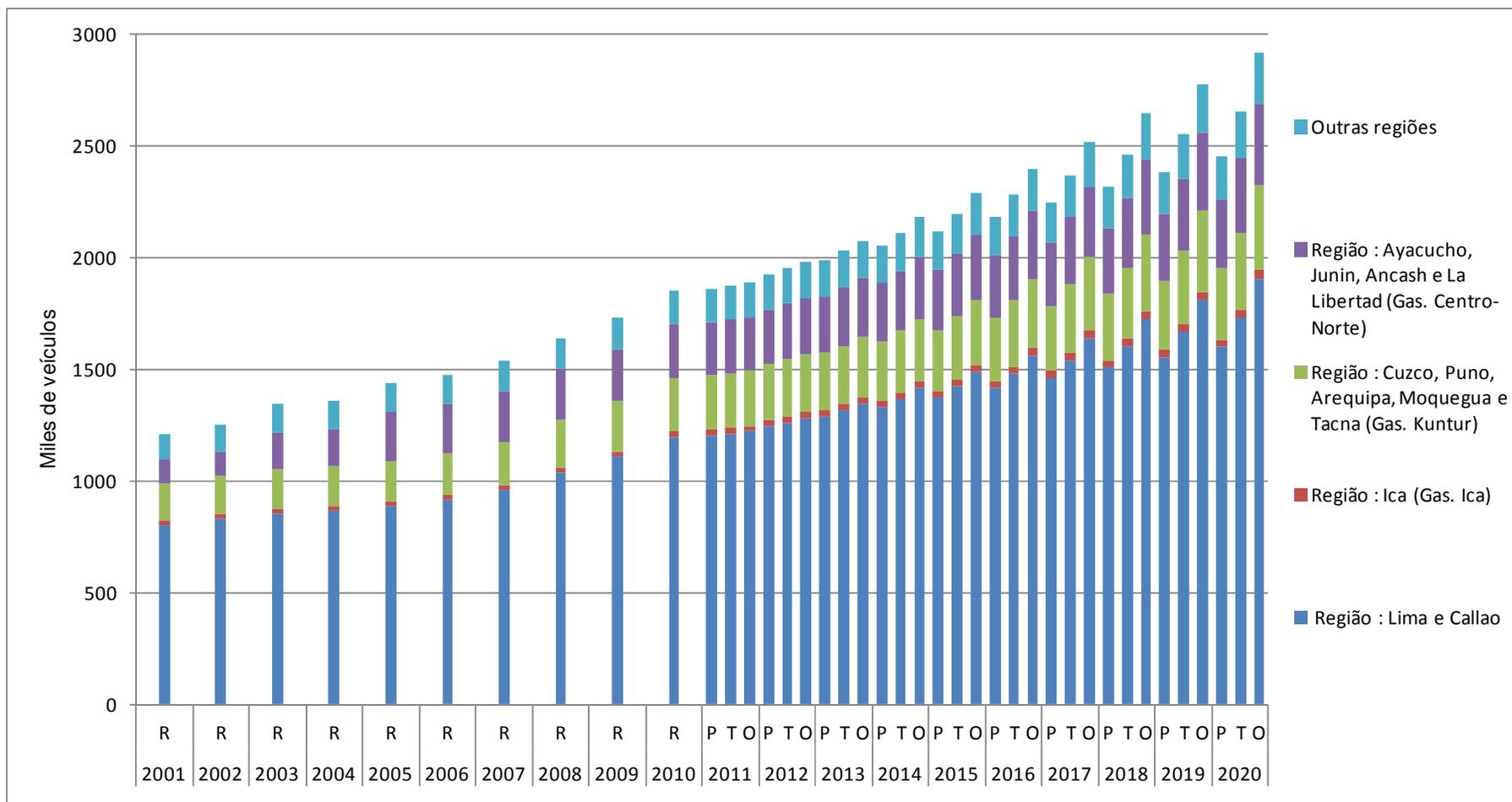


Figura 5.6 – Projeção da frota veicular no período 2011-2020 em Peru

Porém, a utilização de dados de PR tem algumas limitações nos resultados de previsão de demanda, sendo a principal deficiência a inadequada variação dos valores dos atributos, o que impede a realização de *trade-offs* entre eles (LOUVIERE et al., 2000). Então, para melhorar a previsão da demanda, é necessário realizar uma pesquisa com outra fonte de dados, através da técnica de preferência declarada.

Para a elaboração do questionário de PR, considerou-se que as perguntas fossem direcionadas a coletar as escolhas já realizadas pelos entrevistados. Assim, as perguntas usadas nas entrevistas foram:

- Dados do veículo:
 - Características do veículo;
 - Tipo de uso do veículo;
 - Classificação do veículo;
 - Tipo de combustível.
- Dados de Consumo:
 - Consumo médio diário de combustível;
 - Distância percorrida média diária.

5.3.4.2 Método de preferência declarada – questionários

O uso da técnica de preferência declarada (PD) iniciou-se na década de 1970, na área de *marketing*, e tem evoluído para a área de transporte (LOUVIERE et al., 2000). O método de PD refere-se a uma família de técnicas que utiliza declarações de indivíduos sobre suas preferências, dentro de um conjunto de alternativas hipotéticas, objetivando estimar funções de utilidade.

A técnica de PD tem sido uma estrutura mais efetiva para modelos de escolha de modo. Ela é baseada na teoria econômica do consumidor, na teoria da utilidade aleatória e nos modelos de escolha discreta, os quais dão os fundamentos teóricos que visam determinar os pesos das variáveis no processo de escolha de uma alternativa (BARROSO et al., 2003).

De uma forma resumida, pode-se dizer que a modelagem de dados de preferência declarada deve seguir os seguintes passos:

- Definição do método de entrevistas e do contexto na qual vai ser aplicada;
- Seleção da amostra;

- Determinação dos fatores mais relevantes na tomada de decisão;
- Projeto das alternativas a serem apresentadas aos respondentes;
- Desenvolvimento do método para apresentação e coleta de dados do experimento;
- Estimativa do modelo e análise dos dados;

A escolha dos atributos é decisiva no sucesso de estudos de PD, tendo que refletir os principais efeitos que condicionam as preferências dos usuários de um produto ou serviço. Porém, o número de atributos a serem selecionados tem um limitante, que consiste no número máximo de atributos que não tornem a entrevista fatigante. Além disso, tais atributos deverão ter opções de fácil entendimento.

Uma vez definidos os atributos e alternativas existem três maneiras de como o usuário pode refletir suas preferências:

- Ranqueando as alternativas: este método parte do princípio da capacidade dos indivíduos de ordenar alternativas de acordo com suas preferências, sendo apresentado ao entrevistado um grupo de alternativas. Este método tem como característica um maior número de observações por experimento, já que, à medida que o indivíduo ordena as alternativas, a primeira selecionada será melhor que as N-1 restantes e assim por diante;
- Escalonamento: este método proporciona dados mais ricos em respostas métricas, pois, além de fornecerem a ordem, indicam também o grau de preferência, ou seja, uma nota ou escala para cada alternativa;
- Escolha: é pedido ao usuário que escolha uma alternativa dentre um par ou um grupo destas.

Para a elaboração do questionário de PD tem-se que definir os níveis dos atributos, a escolha do projeto fatorial e a definição dos cartões de escolha de alternativas. Dessa forma, as perguntas utilizadas foram:

- Economia do GNV;
- Custos de conversão;
- Opinião da segurança do GNV;
- Opinião sobre o espaço perdido no porta-malas;
- Opinião sobre a quantidade de postos com GNV;
- Possibilidade de troca do combustível atual de seu veículo pelo GNV.

5.3.4.3 Pesquisa de Campo

A Figura 5.7 mostra o questionário que foi utilizado para a coleta dos dados de PR e PD. A maneira de testar o questionário para a entrevista dos estudos de PR e PD foi a realização de uma pesquisa piloto em novembro de 2008. O objetivo era entrevistar 20 pessoas, visando avaliar a predisposição dos entrevistados, o tempo necessário para preencher os dados necessários no cartão e a qualidade dos dados.

A pesquisa piloto proporcionou bons resultados e detectou as dificuldades indicadas a seguir:

- Dificuldades de predisposição dos entrevistados ao serem abordados em estacionamentos de shoppings e edifícios empresariais, o que não ocorreu quando abordados em postos de fornecimento de combustível;
- O tempo na tomada dos dados foi variável; na média, foram 3 minutos por entrevista;
- Os dados coletados mostravam somente a percepção de uma parte dos usuários, já que a coleta de dados socioeconômicos foi realizada apenas nos distritos de *Surco* e *Miraflores* (cidade de *Lima*). Então, é necessário que a quantidade de entrevistas seja proporcional ao número de veículos existentes nos diferentes distritos, com o objetivo de se ter melhor representação dos dados.

A definição do tamanho da amostra precisa ser suficiente para se ter estimativas confiáveis, quanto maior a amostra melhor a consistência das estimativas; porém, as despesas das pesquisas são maiores. Dessa forma, é preciso definir a quantidade ótima das entrevistas. A região de Lima e Callao, quando realizadas as entrevistas, possuía 972 mil veículos. Assim, para se obter um erro de 5%, são necessárias, pelo menos 400 entrevistas.

A distribuição das entrevistas foi em função da densidade dos veículos nos diferentes distritos da região de *Lima* e *Callao*, e sua quantidade por distrito foi definida a partir da técnica de Pareto. Então, estimou-se a participação de cada distrito na frota veicular, para o qual foram utilizados dados do SCOP (2008). A análise por Pareto mostra que os distritos onde se concentram 80% dos veículos desta região são: *Ate Vitarte*, *Callao*, *Chorrillos*, *La Victoria*, *La Molina*, *Cercado de Lima*, *Miraflores*, *San Juan de Lurigancho*, *San Isidro*, *San Martin de Porres*, *Santiago de Surco* e *Villa El Salvador*.



**OPORTUNIDADES E ALTERNATIVAS PARA A MUDANÇA DA
MATRIZ ENERGÉTICA PERUANA: O PAPEL DO GÁS NATURAL
SETOR TRANSPORTE**

FECHA DE ENCUESTA

--	--	--

Nº DE ENCUESTA

--	--	--	--	--	--

I. UBICACIÓN DE LA MUESTRA VEHICULAR

1. REGION	2. PROVINCIA:	3. DISTRITO:
<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

II. DATOS GENERALES DEL VEHICULO Y CONSUMO

2.1. DATOS DEL VEHICULO

1. Características del Vehículo	2. Uso de Vehículo:	3. Clase de Vehículo:	4. Combustible:
Año Fab.: <input type="text"/>	<input type="checkbox"/> Particular	<input type="checkbox"/> Automóvil	<input type="checkbox"/> Gasolina 84
Cilindrada: <input type="text"/>	<input type="checkbox"/> Servicio Público	<input type="checkbox"/> Station Wagon	<input type="checkbox"/> Gasolina 90
Marca: <input type="text"/>	<input type="checkbox"/> Pasajeros (Urbano)	<input type="checkbox"/> Rural	<input type="checkbox"/> Gasolina 95
Modelo: <input type="text"/>	<input type="checkbox"/> Pasajeros (Interprovincial)	<input type="checkbox"/> Pick Up	<input type="checkbox"/> Gasolina 97
	<input type="checkbox"/> Carga	<input type="checkbox"/> Panel	<input type="checkbox"/> Diesel 2
	<input type="checkbox"/> Taxi	<input type="checkbox"/> Omnibus	<input type="checkbox"/> GLP
	<input type="checkbox"/> Colectivo	<input type="checkbox"/> Camión	<input type="checkbox"/> Gasolina-GLP
		<input type="checkbox"/> Remolcador	<input type="checkbox"/> Gasolina-GNV
		<input type="checkbox"/> Otro (especifique):	<input type="checkbox"/> Diesel 2-GNV

2.2. RATIOS DE CONSUMO:

Consumo promedio diario de combustible: <input type="text"/> gal	Recorrido Diario promedio: <input type="text"/> km
Compra diaria de combustible: <input type="text"/> S/.	Días de uso al mes de su vehículo: <input type="text"/> días
Rendimiento del vehículo <input type="text"/> km/gal	Nota:

III. ¿PORQUE NO CONVIERTE SU VEHICULO A GNV?

Alto Costo de conversión <input type="text"/>	Perdida de espacio por los cilindros <input type="text"/>
Insuficiencia de Est. Servicio (Grifo) <input type="text"/>	No lo atrae porque no ahorraría <input type="text"/>
Los Kits de GNV no son seguros <input type="text"/>	

(5) Mas Importante; (4) Importante; (3) Parcialmente Importante; (2) Importante pero no determinante (1) No importante

IV. ¿PORQUE CONVERTIRIA SU VEHICULO A GNV?

El GNV es mas barato (ahorro) <input type="text"/>	El GNV es mejor para el motor <input type="text"/>
El GNV es mejor para el Medio Ambiente <input type="text"/>	<input type="text"/>

(3) Mas Importante; (2) Importante; (1) Parcialmente Importante

V. ¿SI TUVIERA QUE CAMBIAR SU VEHICULO O COMPRAR OTRO?

Compraría y/o cambiaría por un Vehículo Gasolina - GNV <input type="text"/>	si <input type="checkbox"/> no <input type="checkbox"/>
En que tiempo lo haría <input type="text"/>	<input type="text"/> años

Figura 5.7 – Questionário para entrevista do estudo de PR e PD

Pela quantidade e distribuição geográfica das amostras necessárias para o estudo, foi preciso o apoio de quatro estudantes de graduação, previamente capacitados para a realização das entrevistas. As entrevistas foram realizadas em postos de fornecimento de combustível nos diferentes distritos mostrados na Tabela 5.2 e realizadas nos meses de fevereiro e março de 2009.

Tabela 5.2 – Distribuição geográfica das entrevistas

		Ate Vitarte	Callao	Chorrillos	La Victoria	La Molina	Cercado Lima	Miraflores	San Juan Lurigancho	San Isidro	San Martin de Porres	Santiago de Surco	Villa Salvador
Sedã e hatch	Gasolina	12,0	8,0	12,0	20,0	18,0	16,0	23,0	12,0	27,0	10,0	32,0	6,0
	Diesel	2,0	2,0	1,0	2,0	0,0	1,0	0,0	2,0	0,0	1,0	0,0	1,0
	Total	14,0	10,0	13,0	22,0	18,0	17,0	23,0	14,0	27,0	11,0	32,0	7,0
Perua	Gasolina	2,0	2,0	2,0	4,0	3,0	3,0	4,0	2,0	5,0	2,0	6,0	1,0
	Diesel	5,0	5,0	2,0	4,0	1,0	4,0	0,0	3,0	0,0	3,0	1,0	3,0
	Total	7,0	7,0	4,0	8,0	4,0	7,0	4,0	5,0	5,0	5,0	7,0	4,0
Pick - up	Gasolina	2,0	1,0	2,0	3,0	3,0	2,0	3,0	2,0	4,0	1,0	4,0	0,0
	Diesel	2,0	2,0	1,0	2,0	0,0	1,0	0,0	1,0	0,0	1,0	0,0	1,0
	Total	4,0	3,0	3,0	5,0	3,0	3,0	3,0	3,0	4,0	2,0	4,0	1,0
SUV e Van	Gasolina	1,0	1,0	1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,0	3,0	1,0	3,0	0,0
	Diesel	4,0	3,0	2,0	3,0	1,0	3,0	0,0	2,0	0,0	2,0	0,0	2,0
	Total	5,0	4,0	3,0	5,0	3,0	5,0	2,0	3,0	3,0	3,0	3,0	2,0
Utilitário comercial	Gasolina	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	1,0	0,0	1,0	0,0	1,0	0,0
	Diesel	1,0	1,0	0,0	1,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Total	1,0	1,0	0,0	2,0	0,0	1,0	1,0	0,0	1,0	0,0	1,0	0,0
Ônibus	Gasolina	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0
	Diesel	2,0	2,0	1,0	2,0	0,0	1,0	0,0	1,0	0,0	1,0	1,0	1,0
	Total	2,0	2,0	1,0	2,0	0,0	1,0	0,0	1,0	0,0	1,0	2,0	1,0
Caminhão	Gasolina	0,0	0,0	0,0	1,0	1,0	0,0	1,0	0,0	1,0	0,0	1,0	0,0
	Diesel	3,0	2,0	1,0	2,0	0,0	2,0	0,0	2,0	0,0	2,0	0,0	1,0
	Total	3,0	2,0	1,0	3,0	1,0	2,0	1,0	2,0	1,0	2,0	1,0	1,0
Caminhão trator	Gasolina	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Diesel	1,0	1,0	0,0	1,0	0,0	1,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Total	1,0	1,0	0,0	1,0	0,0	1,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	400,0	37,0	30,0	25,0	48,0	29,0	37,0	34,0	29,0	41,0	24,0	50,0	16,0

5.3.4.4 Tratamento e análise dos dados

Nesta parte do trabalho são mostradas a caracterização e análise dos dados coletados na pesquisa de campo descrita na seção anterior. O objetivo é determinar a influência de cada variável no processo da tomada de decisão dos proprietários de veículos quando estes se vêm confrontados com a possibilidade de converter seu veículo para o uso de um novo combustível.

Devido à importância das variáveis de decisão e às possíveis políticas de fomento, a análise é segmentada por categoria de veículo e seu uso (próprio ou serviço público). No total, foram obtidas 396 entrevistas validas, das quais 52,5% são de pequeno porte I (sedã e hatch), 16,9% de pequeno porte II (perua), 22% de médio porte (*pick - up*, SUV e van, e utilitário comercial), 5,8% de grande porte I (caminhão e caminhão trator) e 2,8% de grande porte II (ônibus).

Tratamento e análise nos veículos tipo sedã e hatch

O resumo e caracterização dos dados de PR nos sedã e hatch coletados nas entrevistas são mostrados na Tabela 5.3. Dos entrevistados, 79,8% utilizam seu veículo para uso próprio e 20,2% para táxi. Os veículos a gasolina, por ser uma amostra maior, foram divididos em três grupos em função da distância percorrida média diária, já que este dado é chave para a análise de viabilidade econômica para a conversão a GNV. Além disso, pelas despesas apresentadas, em média, a gasolina do tipo 95 e 90 é usada preferencialmente. Os veículos de uso próprio são utilizados em média 24 dias por mês e os veículos para táxi 26 dias por mês.

Tabela 5.3 – Caracterização de dados de PR nos sedã e hatch

	Uso próprio				Uso táxi			
	Entrevistados	Percurso km/dia	Despesa US\$/dia	Uso dias/mês	Entrevistados	Percurso km/dia	Despesa US\$/dia	Uso dias/mês
Gasolina	23	49	5,6	21,9	1	80	6,9	25
	71	67	8,9	24,4	5	105	9,0	22,8
	53	94,4	13,1	24,3	21	176	14,7	27,2
Óleo Diesel	7	70	7,7	23,1	3	180	16,7	30
GLP	1	200	17,2	26	2	190	13,8	30
Gasolina-GLP	10	200	11,4	29	8	200	14,6	22,9
Gasolina-GNV	1	0	10,3	30	2	0	8,6	25
Óleo Diesel-GNV	0	0	0,0	0	0	0	0,0	0
Quantidade total de entrevistados:				208 (79,8% uso próprio e 20,2% taxi)				
Quantidade de veículos a gasolina:				174 (83,7% do total de veículos)				
				43,7% trocariam seu veículo para GNV				
Quantidade de veículos a óleo Diesel				10 (4,8% do total de veículos)				
				20,0% trocariam seu veículo para GNV				

O resumo e caracterização dos dados de PD nos veículos tipo sedã e hatch a gasolina e óleo Diesel, coletados nas entrevistas são apresentados na Figura 5.8. Os primeiros cinco conjuntos de colunas do gráfico mostram as barreiras pelas quais as pessoas não trocariam o combustível atual de seu veículo pelo GNV (valor máximo é 5); os três últimos conjuntos de colunas indicam os principais atributos pelos quais as pessoas trocariam o combustível atual de seu veículo pelo GNV (valor máximo é 3).

A pesquisa mostra que, no caso dos veículos à gasolina, a principal barreira é o alto custo de conversão, mas não é tão determinante para aqueles de uso próprio. O principal atributo para o uso de GNV em veículos à gasolina é o econômico e, para os táxis, quase determinante.

Em se tratando dos veículos a óleo Diesel, a principal barreira é o alto custo de conversão, o que é determinante nos veículos de uso próprio. Porém, o principal atributo para o uso de GNV é o fato de ser “melhor para o motor”; as pessoas não acreditam em poupança significativas.

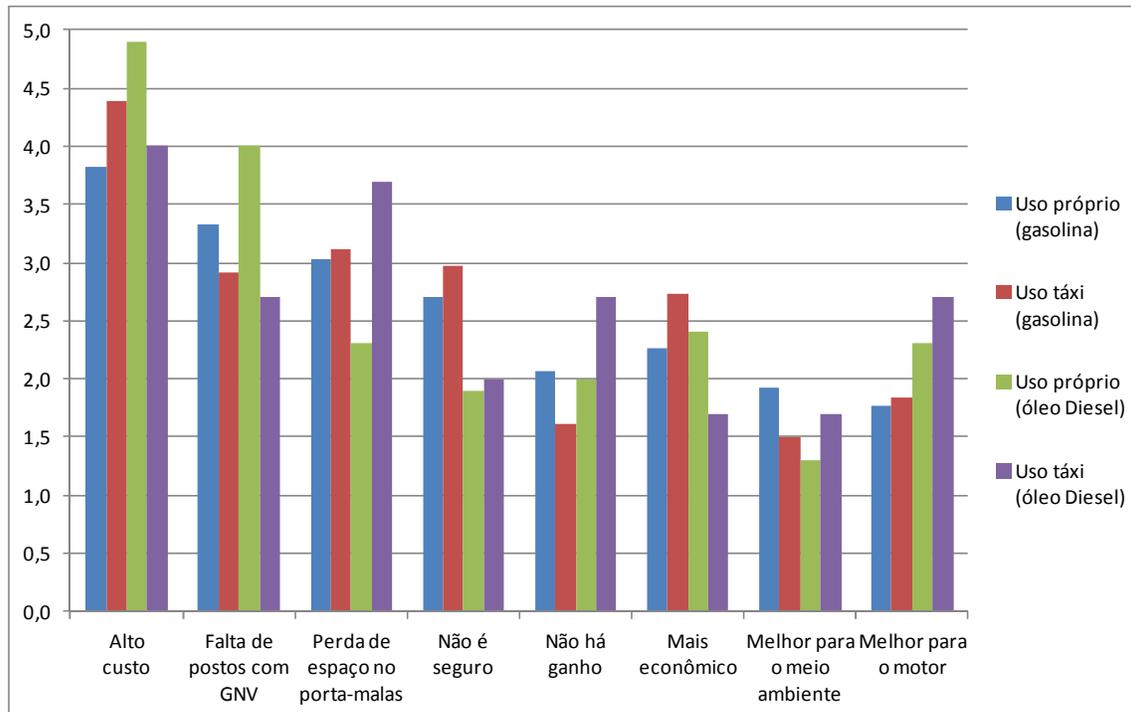


Figura 5.8 – Caracterização de dados de PD nos sedã e hatch

Tratamento e análise nos veículos tipo perua

O resumo e caracterização dos dados de PR nos veículos tipo perua coletados nas entrevistas são mostrados na Tabela 5.4. Segundo os dados, este tipo de veículo é o preferido para ser usado como táxi, já que 67,2% dos entrevistados manifestaram que usam o carro para táxi e só 32,8% para uso próprio. Então, pela maior participação de veículos usados para táxi, estas foram divididas em dois grupos em função da distância percorrida média diária. Os veículos de uso próprio em media são utilizados 24 dias por mês, e os veículos para táxi 27 dias por mês.

O resumo e caracterização dos dados de PD nos veículos tipo perua coletados nas entrevistas são apresentados na Figura 5.9.

Tabela 5.4 – Caracterização dos dados da PR nos veículos tipo perua

	Uso próprio				Uso táxi			
	Entrevistados	Percurso km/dia	Despesa US\$/dia	Uso dias/mês	Entrevistados	Percurso km/dia	Despesa US\$/dia	Uso dias/mês
Gasolina	11	110	9,0	27	6	115	12,5	28
					11	176	16,3	27,7
Óleo Diesel	10	120	11,0	20,2	6	140	11,5	25
					18	196	17,4	28,2
GLP	0	0	0,0	0	1	280	17,2	30
Gasolina-GLP	1	0	10,3	30	2	0	10,9	25
Gasolina-GNV	0	0	0,0	0	1	250	13,8	30
Óleo Diesel-GNV	0	0	0,0	0	0	0	0,0	0
Quantidade total de entrevistados:	67 (32,8% Uso próprio e 67,2% taxi)							
Quantidade de veículos a gasolina:	28 (41,8% do total de veículos)							
	46,4% trocariam seu veículo para GNV							
Quantidade de veículos a óleo Diesel	34 (50,7% do total de veículos)							
	35,3% trocariam seu veículo para GNV							

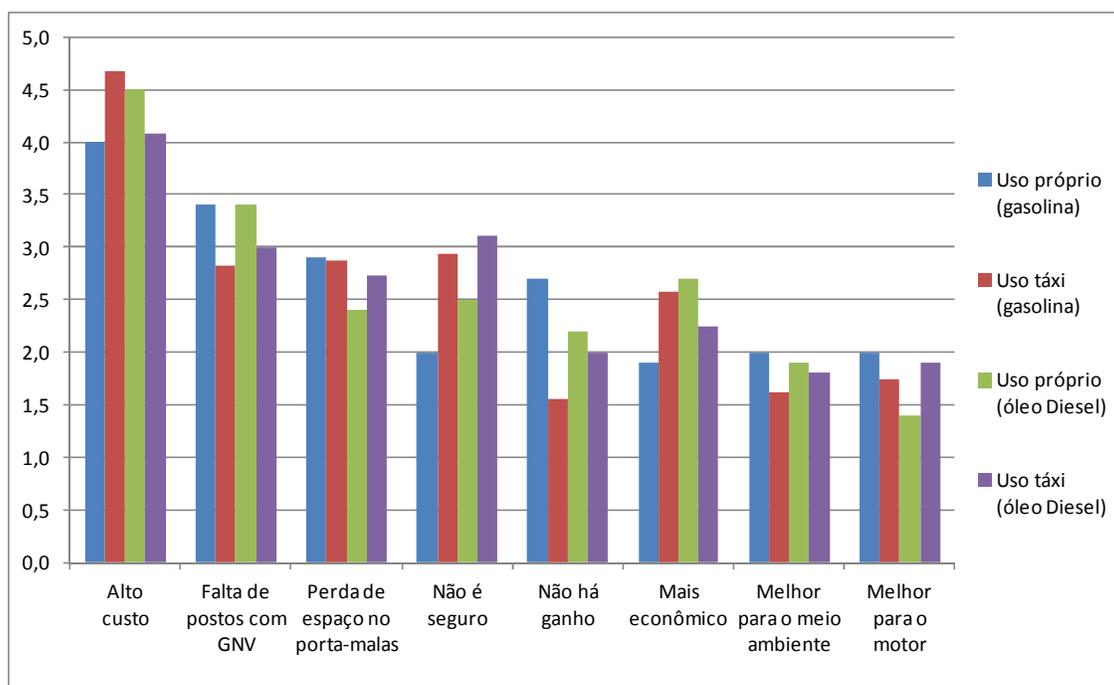


Figura 5.9 – Caracterização de dados da PD nos veículos tipo perua

No caso dos veículos à gasolina, a principal barreira é o alto custo de conversão; porém, esta é maior em táxis e não é tão determinante para o caso de uso próprio. Contudo, nos táxis, a barreira de menor significância é “não há ganho”, ou seja, poucas pessoas acreditam que o GNV não tenha benefícios econômicos. Além disso, o principal atributo para o uso de GNV é o econômico, o qual é determinante nos táxis. 46,4% das pessoas com veículos à gasolina acreditam que, se trocarem de veículo, irão optar por um a GNV.

No caso dos veículos a óleo Diesel, a principal barreira é o alto custo de conversão, sendo determinante nos de uso próprio. Porém, como no caso anterior, a barreira com menor significância é aquela de “não há ganho”. O principal atributo para trocar o óleo Diesel pelo GNV é o econômico. 35,3% das pessoas com veículos a óleo Diesel acreditam que, se forem trocar de veículo, irão eleger um com opção a GNV.

Tratamento e análise nos veículos *pick-ups*, SUVs, vans e utilitários comerciais

O resumo e caracterização dos dados da PR nos veículos *pick-ups*, SUVs, vans e utilitários comerciais obtidos nas entrevistas estão indicados na Tabela 5.5. A proporção das entrevistas coletadas foram 45,3% de *pick-ups*, 45,3% de SUVs e vans e 9,4% de utilitários comerciais. Os veículos *pick-ups*, SUVs e vans, por representarem a maior parte da amostra, foram divididos em grupos de dois e três em função da distância percorrida média diária. As *pick-ups*, em média, são utilizadas 24 dias por mês, as SUVs e vans 26 dias por mês, e os utilitários comerciais 25 dias por mês.

Tabela 5.5 – Caracterização dos dados da PR nos veículos *pick-ups*, SUVs, vans e utilitários comerciais

	<i>Pick - up</i>				SUV e van				Utilitário comercial			
	Entrevistas	Percurso km/dia	Despesa US\$/dia	Uso dias/mês	Entrevistas	Percurso km/dia	Despesa US\$/dia	Uso dias/mês	Entrevistas	Percurso km/dia	Despesa US\$/dia	Uso dias/mês
Gasolina	7	61	7,9	25,7	7	57	9,1	22,4	4	70	8,7	23,5
	14	108	13,3	25	14	80,7	14,3	24,2				
Óleo Diesel	6	67	10,0	23	6	70,7	10,2	40	4	100	10,9	27,8
	12	165	16,6	24	6	135	14,5	23,3				
					6	318	34,8	28,2				
Quantidade total de entrevistados:	86 (45,3% <i>pick - up</i> , 45,3% SUV e van e 9,4% utilitário comercial)											
Quantidade de <i>pick - up</i> a gasolina:	21 (53,8% do total de <i>pick - up</i>)											
	23,8% trocariam seu veículo para GNV											
Quantidade de <i>pick - up</i> a óleo Diesel	18 (46,2% do total de <i>pick - up</i>)											
	22,2% trocariam seu veículo para GNV											
Quantidade de SUV e van a gasolina:	21 (53,8% do total de SUV e van)											
	33,3% trocariam seu veículo para GNV											
Quantidade de SUV e van a óleo Diesel	18 (46,2% do total de SUV e van)											
	16,6% trocariam seu veículo para GNV											
Quantidade de utilitário comercial a gasolina:	4 (50% do total de utilitário comercial)											
	100,0% trocariam seu veículo para GNV											
Quantidade de utilitário comercial a óleo Diesel	4 (50% do total de utilitário comercial)											
	25,0% trocariam seu veículo para GNV											

O resumo e caracterização dos dados da PD nos veículos *pick-ups*, SUVs, vans e utilitários comerciais obtidos nas entrevistas são mostrados na Figura 5.10. Para os veículos a gasolina, a

principal barreira é o alto custo de conversão; contudo, para as SUV, van e utilitários comerciais esta barreira não é determinante. No caso dos principais atributos para o uso de GNV como substituição da gasolina, não se tem um atributo predominante, já que os atributos “mais econômico”, “melhor para o meio ambiente” e “melhor para o motor” tiveram equivalência nas entrevistas.

No caso dos veículos a óleo Diesel, a principal barreira é o alto custo de conversão, continuando, assim, a tendência dos outros casos analisados. O principal atributo para o uso de GNV é o econômico, mas não é tão determinante quando comparado com as demais variáveis.

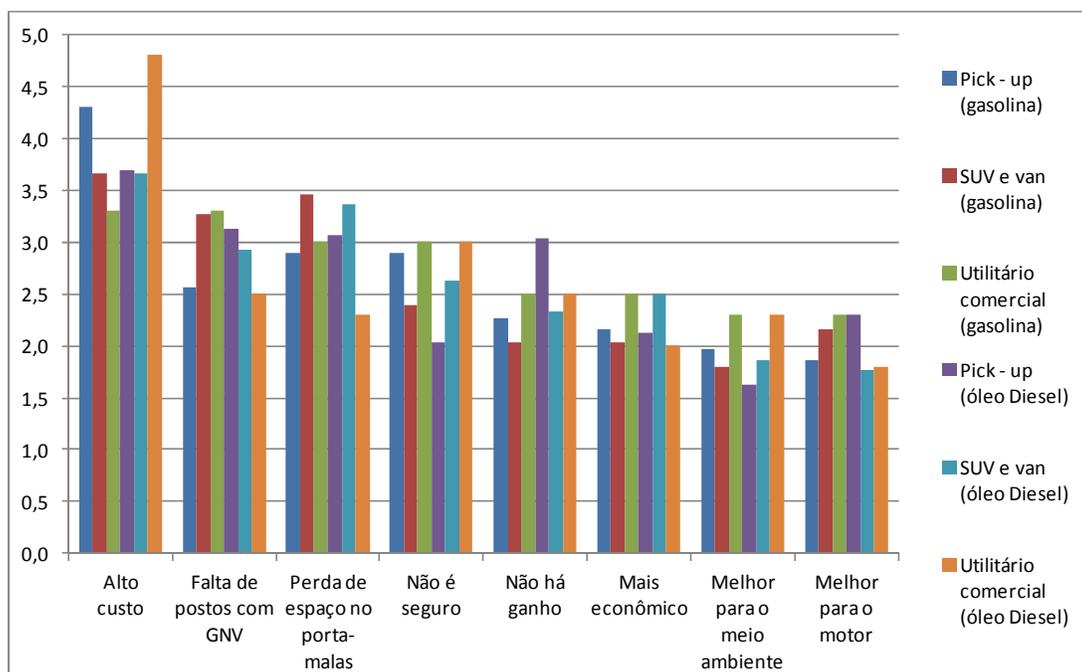


Figura 5.10 – Caracterização dos dados da PD nos veículos *pick - up*, SUV e van, e utilitário comercial

Tratamento e análise em ônibus, caminhão e caminhão trator

O resumo e caracterização dos dados de PR em ônibus, caminhão e caminhão trator coletados nas entrevistas são apresentados na Tabela 5.6. Considerando o uso de óleo Diesel, os ônibus e caminhões, por representarem a maior parte da amostra, foram divididos em grupos de dois em função da distância percorrida média diária. O caminhão e caminhão trator são utilizados, em média, 24 dias por mês, e o ônibus 26 dias.

Tabela 5.6 – Caracterização dos dados da PR em ônibus, caminhão e caminhão trator

	Ônibus				Caminhão				Caminhão trator			
	Entrevistados	Percurso km/dia	Despesa US\$/dia	Uso dias/mês	Entrevistados	Percurso km/dia	Despesa US\$/dia	Uso dias/mês	Entrevistados	Percurso km/dia	Despesa US\$/dia	Uso dias/mês
Gasolina					2	145	22,4	22,5				
Óleo Diesel	6	360	61,4	27,7	8	103	12,0	25,9	5	394	60,7	24,2
	5	620	62,1	24,2	8	315	36,2	22,6				
Quantidade total de entrevistados:	34 (32,4% ônibus, 52,9% caminhão e 14,7% caminhão trator)											
Quantidade de ônibus a óleo Diesel	11											
	0,0% trocariam seu veículo para GNV											
Quantidade de caminhão a gasolina:	2 (11,1% do total de caminhões)											
	0,0% trocariam seu veículo para GNV											
Quantidade de caminhão a óleo Diesel	16 (88,9% do total de caminhões)											
	11,1% trocariam seu veículo para GNV											
Quantidade de caminhão trator a óleo Diesel:	5											
	0,0% trocariam seu veículo para GNV											

O resumo e caracterização dos dados da PD em ônibus, caminhão e caminhão trator obtidos nas entrevistas são mostrados na Figura 5.11. A principal barreira é o alto custo de conversão; porém, para o caminhão trator a variável “não é seguro” também tem um valor significativo. O principal atributo para se trocar os ônibus, caminhões e caminhões tratores a óleo Diesel por GNV é a variável econômica. Nenhuma das pessoas entrevistadas que possui ônibus e caminhão trator a óleo Diesel acredita que, se trocar de veículo, escolheria um com opção a GNV.

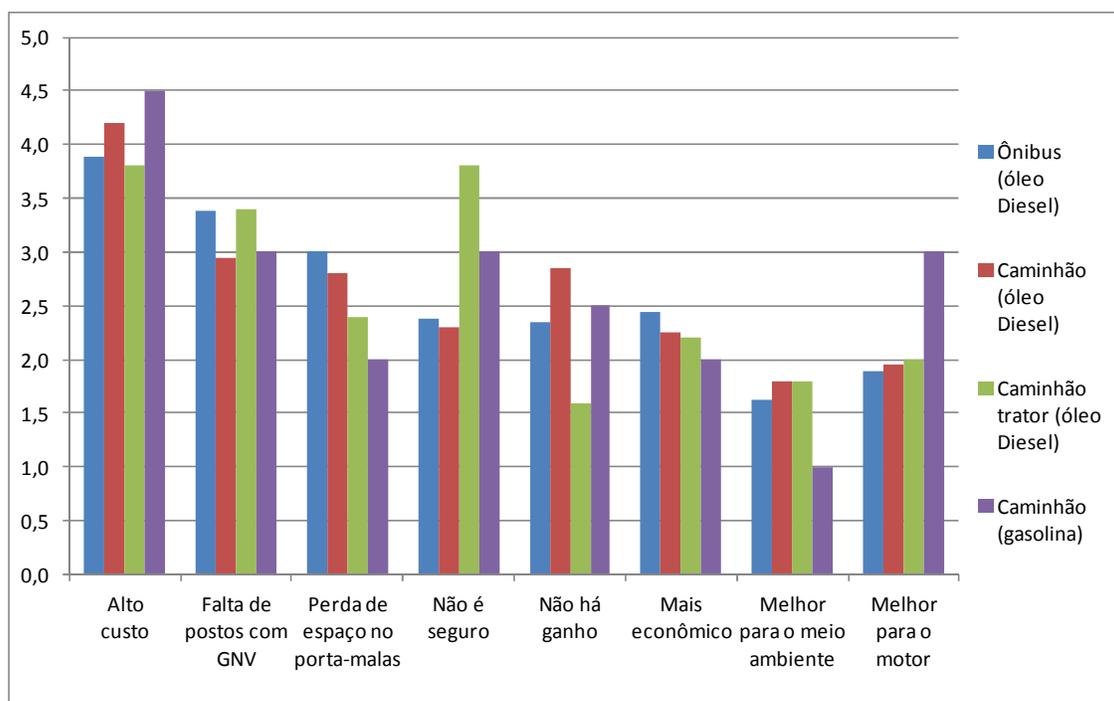


Figura 5.11 – Caracterização dos dados da PD em ônibus, caminhão e caminhão trator

5.3.5 Análise da viabilidade econômica da conversão para GNV

Na seção anterior foram coletados dados importantes das preferências dos usuários potenciais de GNV. Porém, pelo fato da decisão da troca do combustível atual pelo GNV depende do investimento para a conversão, é muito provável que usuários potenciais realizem análises econômicas para medir os ganhos e o tempo em que recuperará o investimento. Então, nesta seção, é abordada a análise da viabilidade econômica na substituição do óleo Diesel e gasolina por GNV. A metodologia compara os custos operacionais da conversão para GNV e as alternativas de se continuar com o combustível original. O custo operacional menor da alternativa de uso de GNV será o principal responsável pela amortização dos investimentos necessários para a instalação dos kits de conversão. A avaliação econômica não considera mudança nos preços dos energéticos ao longo do tempo, esta consideração é conservadora, já que se espera que o diferencial do preço dos combustíveis derivados do petróleo (óleo Diesel e gasolina) em relação ao preço do GNV seja cada vez maior. Para começar o estudo de viabilidade econômica, requerem-se os seguintes dados:

- Investimento nos kits de conversão gasolina - GNV para veículos tipo sedã, hatch, veículo perua, *pick - up*, SUV e van, e utilitário comercial: US\$ 1.250 com cilindro de 11,4 litros (3 galões) e US\$ 1.450 com cilindro de 18,9 litros (5 galões);
- Investimento nos kits de conversão óleo Diesel - GNV para veículos tipo sedã, hatch, veículo perua, *pick - up*, SUV e van, e utilitário comercial: US\$ 3.000;
- Investimento nos kits de conversão óleo Diesel - GNV para ônibus e caminhões: US\$ 13.500;
- Preços da gasolina (1,26 US\$/litro), óleo Diesel (1,1 US\$/litro) e GNV (0,41 US\$/m³);
- Consumo médio de combustível e distância percorrida média diária dos veículos;
- Taxa de atratividade: 10%¹;
- Tempo de duração do projeto: seis anos.

A Figura 5.12 mostra a análise da viabilidade econômica para a conversão de veículos sedã, *hatch* e veículo perua à gasolina para GNV. Considerou-se um investimento de US\$ 1.250 para a

¹ É a taxa de juros que representa o mínimo que um investidor se propõe a ganhar quando faz um investimento. A taxa de 10% foi adotada, já que o investidor poderia decidir em investir seu dinheiro num depósito a prazo fixo em algum banco de Peru e assim obter benefícios de 4% a 8% ao ano. O critério também é adotado nos capítulos 6 e 7.

distância percorrida média diária menor a 100 km/dia e US\$ 1.450 para maiores de 100 km/dia. Esta última é pelo fato de se melhorar a autonomia dos veículos com maior distância percorrida, sendo esta a principal causa do salto na curva da Figura 5.12. A análise mostra que, para uma distância percorrida média diária maior que 50 km/dia e usando o veículo 24 dias por mês, o investimento é recuperado em menos de um ano e com um valor presente líquido de US\$ 5.054.

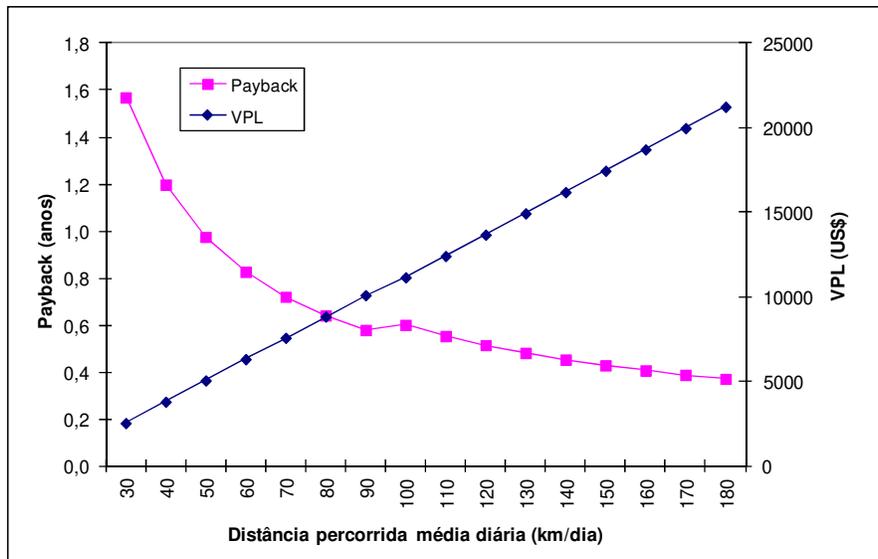


Figura 5.12 – Análise da viabilidade econômica para a conversão de veículos tipo sedã, hatch e veículo perua a gasolina para GNV

A Figura 5.13 mostra a análise da viabilidade econômica para a conversão de veículos tipo sedã, *hatch* e veículo perua a óleo Diesel para GNV. Os resultados mostram que a viabilidade econômica da conversão é menos atrativa se comparada a veículos à gasolina. Por exemplo, para recuperar o investimento em menos de um ano, é necessário ter uma distância percorrida média diária maior que 180 km/dia e o uso do veículo 24 dias por mês.

A Figura 5.14 apresenta a análise de viabilidade econômica para a conversão de veículos *pick-up*, SUV, van e utilitário comercial à gasolina para GNV. Considerou-se um investimento de US\$ 1.450 devido à necessidade de se ter um maior cilindro de GNV nos veículos, já que o motor é maior e consome mais combustível. Então, para uma distância percorrida média diária maior que 50 km/dia e usando o veículo 24 dias por mês, o investimento é recuperado em menos de um ano e com um valor presente líquido mínimo de US\$ 6.430.

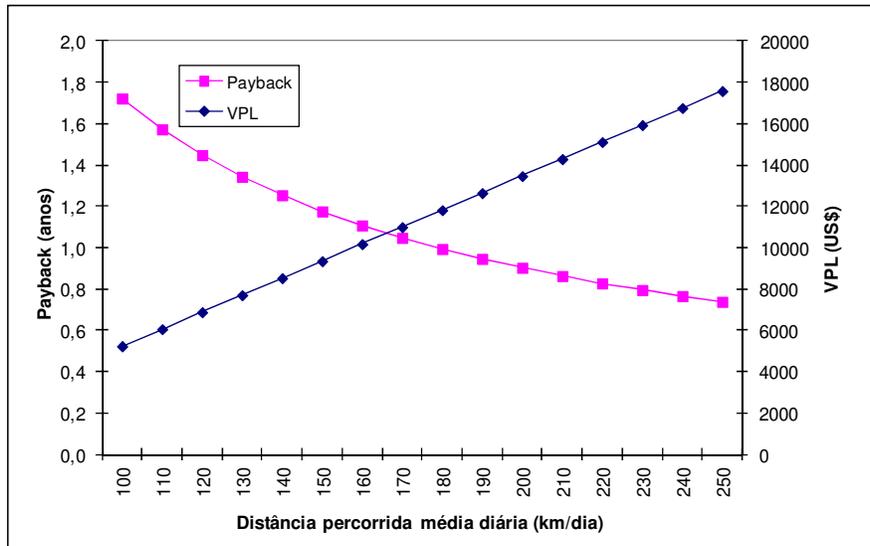


Figura 5.13 – Análise da viabilidade econômica para a conversão de veículos tipo sedã, hatch e veículo perua a óleo Diesel para GNV

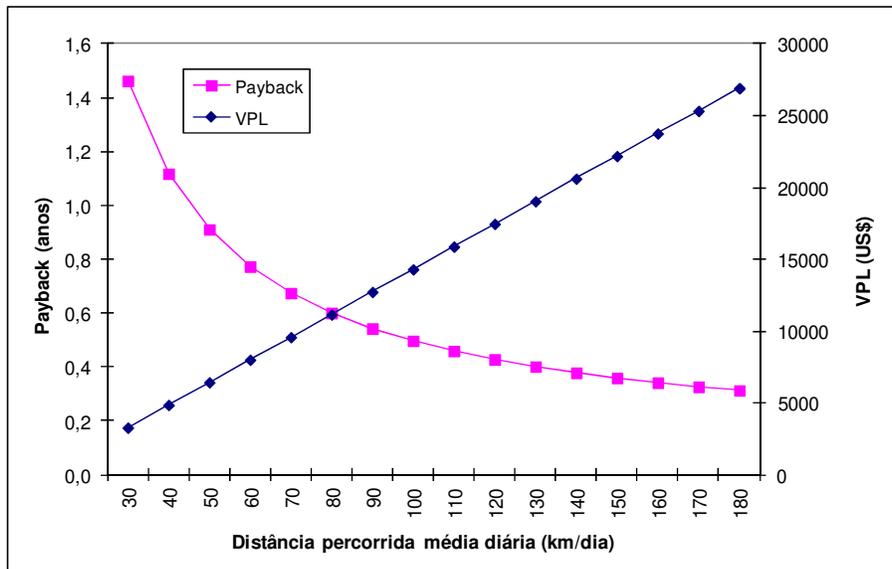


Figura 5.14 – Análise de viabilidade econômica para a conversão de veículos tipo pick-up, SUV, van e utilitário comercial a gasolina para GNV

A Figura 5.15 mostra a análise de viabilidade econômica para a conversão de veículos tipo pick-up, SUV, van e utilitário comercial a óleo Diesel para GNV. Neste caso, a viabilidade econômica da conversão é mais atrativa se comparada aos resultados da Figura 5.13, principalmente porque o consumo de combustível é maior e, portanto, tem-se mais poupança.

Porém, mesmo assim, é necessário ter uma distância percorrida média diária superior a 140 km/dia e usar o veículo 24 dias por mês para recuperar o investimento em menos de um ano.

A Figura 5.16 apresenta a análise de viabilidade econômica para a conversão de ônibus e caminhões a óleo Diesel para GNV. Os resultados mostram que, para distância percorrida média diária maior que 200 km/dia, o investimento é recuperado em menos de um ano.

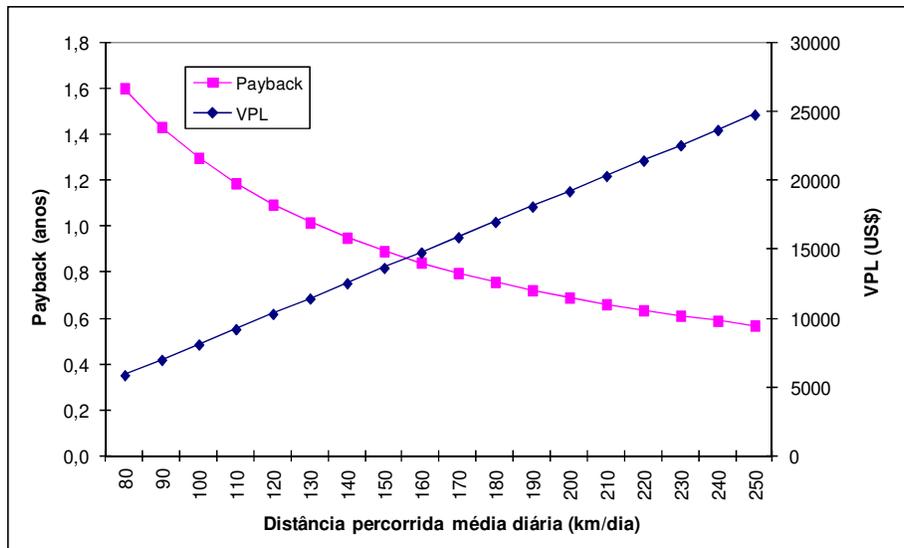


Figura 5.15 – Análise de viabilidade econômica para a conversão de veículos tipo pick-up, SUV, van e utilitário comercial a óleo Diesel para GNV

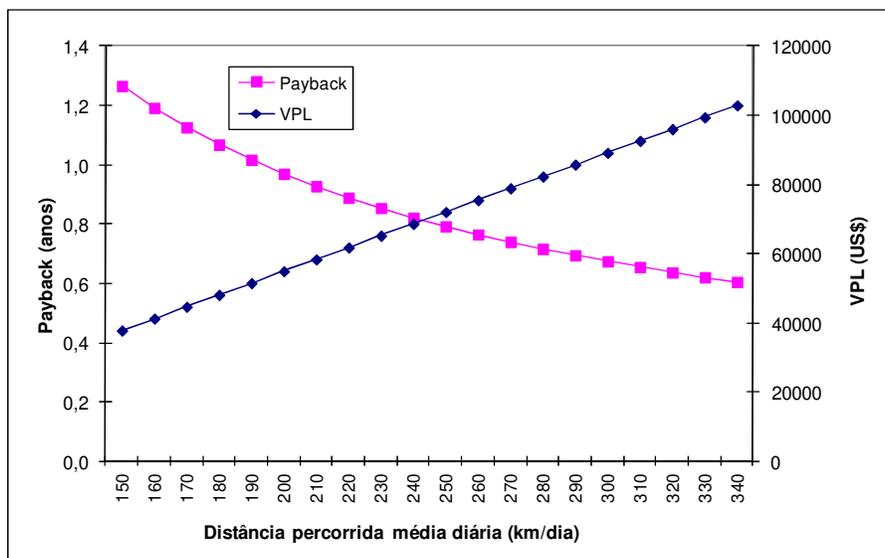


Figura 5.16 – Análise econômica da conversão de ônibus e caminhão a óleo Diesel para GNV

5.3.6 Estimativa do consumo de GNV

Para a estimativa de uso do GNV, os veículos são divididos em cinco grupos (j): pequeno porte I (sedã e hatch), pequeno porte II (veículo perua), médio porte (*pick - up*, SUV e van, e utilitário comercial), grande porte I (caminhão e caminhão trator) e grande porte II (ônibus).

Para cada um, tem-se um potencial de conversão, o qual é um percentual do número total de veículos em cada grupo, com seus respectivos critérios. Para o estudo são considerados quatro critérios gerais: as limitações técnicas e consumos específicos de combustível com e sem conversão dos veículos à GNV, aplicações usuais e dados de distância percorrida média diária dos veículos, limitações econômicas considerando os investimentos da conversão e custos operacionais com e sem GNV, e as preferências dos usuários.

5.3.6.1 Metodologia de cálculo

O cálculo do consumo de gás natural no setor de transporte ($C_{GN_{T_i}}$) tem como base a equação 4.1, em que o nível de atividade é a quantidade de veículos que usam GNV ($Q_{GNV_{ji}}$), e a intensidade energética é o consumo médio anual do gás natural para cada tipo de veículo. Então, a estimativa de uso do gás natural neste setor é determinada pela equação (5.1):

$$C_{GN_{T_i}} = \sum_{j=1}^{j=n} Q_{GNV_{jki}} \cdot \left(\frac{D_{M_k} \cdot U_{M_k} \cdot 12}{\eta_{MV_{jk}}} \right) \quad (5.1)$$

$$Q_{GNV_{jki}} = Q_{BI-FUEL-M_{jki}} + Q_{CG-GNV_{jki}} + Q_{CD-GNV_{jki}} \quad (5.2)$$

$$Q_{CG-GNV_{jki}} = Q_{VG_{jki}} \cdot P_{VG(D_M > x)_k} \quad (5.3)$$

$$Q_{CD-GNV_{jki}} = Q_{VD_{jki}} \cdot P_{VD(D_M > x)_k} \quad (5.4)$$

$$P_{VG(D_M > x)_k} \leq P_{LPDG_k} \quad (5.5)$$

$$P_{VD(D_M > x)_k} \leq P_{LPDD_k} \quad (5.6)$$

Onde:

i : ano

j : região

k : tipo de veículo

D_{M_k} : distância percorrida média diária (valores obtidos na pesquisa de preferência revelada)

U_{M_k} : uso médio dos veículos por mês (valores obtidos na pesquisa de preferência revelada)

η_{MV_k} : rendimento médio por tipo de veículo (km/m³)

$Q_{BI-FUEL-M_{jki}}$: número de veículos flex (gasolina – GNV) vendidos com garantia da montadora;

$Q_{CG-GNV_{jki}}$: número de veículos com conversão gasolina – GNV

$Q_{CD-GNV_{jki}}$: número de veículos com conversão óleo Diesel – GNV

$P_{VG(D_M>x)_k}$: proporção de veículos a gasolina com distância percorrida média diária maior a “x”, esta distância é a mínima para ter tempos de retorno do investimento menores a “t” no caso da conversão do veículo para uso de GNV (valores obtidas da análise de viabilidade econômica)

$P_{VD(D_M>x)_k}$: proporção de veículos a óleo Diesel com distância percorrida média diária maior a “x”, esta distância é a mínima para ter tempos de retorno do investimento menores a “t” no caso da conversão do veículo para uso de GNV (valores obtidas da análise de viabilidade econômica)

P_{LPDG_k} : máxima proporção da conversão de veículos a gasolina para GNV (valores obtidos na pesquisa de preferência declarada);

P_{LPDD_k} : máxima proporção da conversão de veículos a óleo Diesel para GNV (valores obtidos na pesquisa de preferência declarada);

Nos cenários em que não se considera o uso de veículos bicompostível com garantia da montadora de pequeno porte I e II, foram calculadas as quantidades de veículos à gasolina ($Q_{VG_{ji}}$) e a óleo Diesel ($Q_{VD_{ji}}$) com as seguintes equações:

$$Q_{VG_{ji}} = Q_{VG_{j(i-1)}} - Q_{VIR_{ji}} \left(\frac{Q_{VG_{j(i-1)}}}{Q_{V_{j(i-1)}}} \right) + Q_{VING_{ji}} + Q_{VIUG_{ji}} \quad (5.7)$$

$$Q_{VD_{ji}} = Q_{VD_{j(i-1)}} - Q_{VIR_{ji}} \left(\frac{Q_{VD_{j(i-1)}}}{Q_{V_{j(i-1)}}} \right) + Q_{VIND_{ji}} + Q_{VIUD_{ji}} \quad (5.8)$$

$$Q_{VING_{ji}} = (Q_{VI_{ji}} - Q_{VIU_{ji}}) - Q_{VIND_{ji}} \quad (5.9)$$

$$Q_{VI_{ji}} = Q_{VIR_{ji}} + Q_{VIC_{ji}} \quad (5.10)$$

$$Q_{VIR_{ji}} = T_R \cdot Q_{V_{ji}} \quad (5.11)$$

$$Q_{VIC_{ji}} = Q_{V_{ji}} - Q_{V_{j(i-1)}} \quad (5.12)$$

$$Q_{VIU_{ji}} = T_{IU} \cdot Q_{VI_{ji}} \quad (5.13)$$

$$Q_{VIUG_{ji}} = Q_{VIU_{ji}} - Q_{VIUD_{ji}} \quad (5.14)$$

Quando “*k=veículos de pequeno porte*” são usadas as seguintes equações complementares:

$$Q_{VIND_{ji}} \approx 0 \quad (5.15)$$

$$Q_{VIUD_{ji}} = Q_{V_{ji}} \left(\frac{Q_{VD_{j(i-1)}}}{Q_{V_{j(i-1)}}} \right) - Q_{VD_{j(i-1)}} \quad (5.16)$$

Quando “*k=veículos de médio porte*” são usadas as seguintes equações complementares:

$$Q_{VIND_i} = Q_{VIN_i} \left(\frac{Q_{VD_i}}{Q_{V_i}} \right) \quad (5.17)$$

$$Q_{VIUD_i} = Q_{VIU_i} \left(\frac{Q_{VD_{i-1}}}{Q_{V_{i-1}}} \right) \quad (5.18)$$

Quando “*j=veículos de grande porte*” são usadas as seguintes equações complementares:

$$Q_{VING_{ji}} \approx 0 \quad (5.19)$$

$$Q_{VIUG_{ji}} \approx 0 \quad (5.20)$$

No caso dos cenários que consideram a introdução de veículos bicomustível de pequeno porte I e II com garantia da montadora e somente para o cálculo neste tipo de veículos as equações utilizadas foram:

$$Q_{FLEX-M_{ji}} = Q_{FLEX-M_{j(i-1)}} + T_{IF} \cdot Q_{VI_{ji}} \quad (5.21)$$

$$Q_{VG_{ji}} = Q_{VG_{j(i-1)}} - \left(Q_{VIR_{ji}} - Q_{VD_{j(i-1)}} \cdot T_{DVD} \right) + Q_{VI_{ji}} \cdot (1 - T_{IF}) \quad (5.22)$$

$$Q_{VD_{ji}} = Q_{VD_{j(i-1)}} \cdot (1 - T_{DVD}) \quad (5.23)$$

onde:

$Q_{VIR_{ji}}$: quantidade de veículos importados por renovação de frota na região “*j*” e no ano “*i*”

$Q_{V_{ji}}$: quantidade total de veículos na região “*j*” e no ano “*i*”

$Q_{VING_{ji}}$: quantidade de veículos importados novos a gasolina na região “*j*” e no ano “*i*”

$Q_{VIUG_{ji}}$: quantidade de veículos importados usados a gasolina na região “*j*” e no ano “*i*”

$Q_{VIND_{ji}}$: quantidade de veículos importados novos a óleo Diesel na região “*j*” e no ano “*i*”

$Q_{VIUD_{ji}}$: quantidade de veículos importados usados a óleo Diesel na região “*j*” e no ano “*i*”

$Q_{VI_{ji}}$: quantidade de veículos importados na região “*j*” e no ano “*i*”

$Q_{VIU_{ji}}$: quantidade de veículos importados usados na região “*j*” e no ano “*i*”

$Q_{VIN_{ji}}$: quantidade de veículos importados novos na região “j” e no ano “i”

$Q_{VIC_{ji}}$: quantidade de veículos importados por crescimento de frota na região “j” e no ano “i”

T_R : taxa de renovação da frota (%)

T_{IU} : taxa de importação de veículos usados (%)

T_{IF} : taxa de vendas de veículos *bi-fuel* com garantia da montadora (%)

T_{DVD} : taxa de diminuição de veículos a óleo Diesel

5.3.6.2 Seleção de cenários de penetração do GNV

Baseado nos cenários discutidos na Tabela 4.1 do capítulo 4, para o cálculo do número total de veículos são usadas três hipóteses de crescimento: pessimista, tendencial e otimista. Para o cálculo do número de veículos que usam GNV e o consumo de gás natural são usados três hipóteses de desenvolvimento: referencial, moderado e avançado. Nestas últimas hipóteses, são consideradas as seguintes variáveis nos veículos: política de importação, política de manutenção e eficiência, política de combustíveis e política de transporte. As Tabelas 5.7.A, 5.7.B e 5.7.C mostram os cenários e as considerações de desenvolvimento futuro da frota veicular no Peru. Nos cenários são considerados os futuros fornecimentos de gás natural em outras regiões do País, além das que já se tem na região de *Lima e Callao*.

Tabela 5.7.A – Cenários de desenvolvimento futuro dos veículos no Peru 2011-2020

	Pessimista	Tendencial	Otimista	
Referencial	<p>Política Importação: TPRI.1: Usados de pequeno e médio porte a óleo Diesel é permitida TPRI.2: Usados de grande porte a óleo Diesel é permitida TPRI.3: Usados de pequeno porte a gasolina é permitida TPRI.4: Os impostos de importação de veículos novos a partir de 2011 diminui de 9% a 6%. Então, a taxa de renovação da frota aumenta de 2% (histórico) à 3% a partir de 2012 TPRI.5: A taxa de importação de veículos usados continua em diminuição. Então, de 34,8% em 2010, diminui em 1% por ano, chegando a 24,8% em 2020</p>	<p>Política Importação: TTRI.1: TPRI.1, TPRI.2 e TPRI.3 TTRI.2: Os impostos de importação de veículos novos a partir de 2011 diminui de 9% a 6%. Então, a taxa de renovação da frota aumenta de 2% a 3% em 2011-2012 e 4% a partir de 2013 (média nos últimos 3 anos no país) TTRI.3: A taxa de importação de veículos usados continua em diminuição. Então, de 34,8% em 2010, diminui em 2,5% por ano, chegando a 9,8% em 2020</p>	<p>Política Importação: TORI.1: TTRI.1 e TTRI.2 TORI.2: Os impostos de importação de veículos novos a partir de 2011 diminui de 9% a 6%. Então, a taxa de renovação dos veículos aumenta de 2% a 4% em 2011-2012 e 5% a partir de 2013. TORI.3: A taxa de importação de veículos usados continua em diminuição. Então, de 34,8% em 2010, diminui em 3% por ano, chegando a 4,8% em 2020</p>	
	<p>1.- Região <i>Lima e Callao</i>: a distribuição de gás continua em crescimento acompanhando demanda</p>	<p>Política de Manutenção e Eficiência: TPRM.1: As revisões técnicas anuais continua em <i>Lima e Callao</i>, e a partir de 2014 em todo o país TPRM.2: Não há política de limite de antiguidade de veículos</p>	<p>Política de Manutenção e Eficiência: TTRM.1: TPRM.1 e TPRM.2</p>	<p>Política de Manutenção e Eficiência: TORM.1: TTRM.1</p>
	<p>2.- Região <i>Ica</i>: entrada em Operação do sistema de distribuição de gás em Maio 2015</p>	<p>3.- Região <i>Cuzco, Puno, Arequipa, Moquegua e Tacna</i>: entrada em Operação do sistema de distribuição de gás em Novembro 2016</p>	<p>Política de Combustíveis: TTRC.1: TPRC.1 e TPRC.2 TTRC.2: Não se tem incentivo de uso de GNV, seu uso é pelo mercado. A conversão do veículo a GNV é feita segundo: a) recuperação de investimento menor a 0,7 anos; b) Não mais que o limite de preferência declarada.</p>	<p>Política de Combustíveis: TORC.1: TTRC.1 TORC.2: TTRC.2</p>
	<p>4.- Região <i>Ayacucho, Junin, Ancash e La Libertad</i> (<i>Gasoduto Centro-Norte</i>): entrada em Operação do sistema de distribuição de gás em Novembro 2020</p>	<p>Política de Combustíveis: TPRC.1: Continua as políticas iniciadas para o uso de bioetanol misturado à gasolina (7,8%). Não se tem políticas de uso de bioetanol a 100% nos veículos TPRC.2: Continua as políticas iniciadas para o uso de biodiesel misturado à óleo Diesel (2% e 5%). Não se tem políticas de uso de bioetanol a maior escala. TPRC.3: Não se tem incentivo de uso do GNV, seu uso é pelo mercado. A conversão do veículo a GNV é feita segundo: a) recuperação de investimento é menor a 0,6 anos; b) Não mais que o limite de preferência declarada.</p>	<p>Política de Combustíveis: TTRC.1: TPRC.1 e TPRC.2 TTRC.2: Não se tem incentivo de uso de GNV, seu uso é pelo mercado. A conversão do veículo a GNV é feita segundo: a) recuperação de investimento menor a 0,7 anos; b) Não mais que o limite de preferência declarada.</p>	<p>Política de Combustíveis: TORC.1: TTRC.1 TORC.2: TTRC.2</p>
		<p>Política de Transporte: TPRT.1: O transporte publico é livre, mas se tem em operação o projeto de Metropolitano I (600 ônibus a GNV) na região <i>Lima e Callao</i>. TPRT.2: Não há regulamentação para os veículos de serviço de taxi</p>	<p>Política de Transporte: TTRT.1: TPRT.1, mas em 2013 a frota aumenta em 100 ônibus TTRT.2: TPRT.2</p>	<p>Política de Transporte: TORT.1: TTRT.1, mas em 2013 a frota aumenta em 150 ônibus TORT.2: TTRT.2</p>

Tabela 5.7.B – Cenários de desenvolvimento futuro dos veículos no Peru 2011-2020

	Pessimista	Tendencial	Otimista
	<p>Política Importação: TPNI.1: As medidas de proibição de importação de veículos usados de pequeno e médio porte a óleo Diesel são efetivas e eficazes a partir de 2011. TPRI.2 e TPRI.3 são permitidos só até 2012 TPNI.2: TPRI.4, mas a partir de 2014 por tratados de livre comércio com os Estados Unidos e a China o imposto diminui até 4,8%. Então, a taxa de renovação da frota a partir de 2014 é 4%. TPNI.3: TPRI.5, mas só até 2012</p>	<p>Política Importação: TTNI.1: TPNI.1 TTNI.2: TTRI.3, mas a partir de 2014 por tratados de livre comércio com os Estados Unidos e a China o imposto diminui até 4,8%. Então, a taxa de renovação da frota a partir de 2014 é 6%. TTNI.3: TTRI.4, mas só até 2012</p>	<p>Política Importação: TONI.1: TTNI.1 TONI.2: TORI.3, mas a partir de 2014 por tratados de livre comércio com os Estados Unidos e a China o imposto diminui até 4,8%. Então, a taxa de renovação a partir de 2014 é 7,5%. TONI.3: TORI.4, mas só até 2012</p>
Moderado	<p>1.- Região <i>Lima e Callao</i>: a distribuição de gás continua em crescimento acompanhando à demanda</p>		
	<p>2.- Região <i>Ica</i>: entrada em Operação do sistema de distribuição de gás em Novembro 2014</p>		
	<p>3.- Região <i>Cuzco, Puno, Arequipa, Moquegua e Tacna</i> (Gasoduto Kuntur): entrada em Operação do sistema de distribuição de gás em Fevereiro 2016</p>		
	<p>4.- Região <i>Ayacucho, Junin, Ancash e La Libertad</i> (Gasoduto Centro-Norte): entrada em Operação do sistema de distribuição de gás em Maio 2020</p>		
	<p>Política de Manutenção e Eficiência: TPNM.1: TPRM.1 TPNM.2: TPRM.2 TPNM.3: TPRM.3 só até 2012</p>	<p>Política de Manutenção e Eficiência: TTNM.1: TPRM.1</p>	<p>Política de Manutenção e Eficiência: TONM.1: TTNM.1</p>
	<p>Política de Combustíveis: TPNC.1: TPRC.1 e TPRC.2 TPNC.2: Se tem incentivo de uso de GNV para os veículos de serviço de taxi quando: a) A conversão do veículo a GNV é feita quando: a) A recuperação de investimento é menor a 0,7 anos. Os usuários que tem tempos de recuperação entre 0,7 e 0,9 anos só o 5 % faz a conversão de seu veículo; b) O limite de conversão é a preferência declarada. No caso dos veículos de médio porte 50% da preferência declarada.</p>	<p>Política de Combustíveis: TTNC.1: TTRC.1 e TPNC.2 TTNC.2: A conversão de veículos a GNV é feita quando: a) A recuperação de investimento é menor a 0,7 anos. Os usuários que tem tempos de recuperação entre 0,7 e 0,9 anos só o 5 % faz a conversão de seu veículo; b) O limite de conversão é a preferência declarada.</p>	<p>Política de Combustíveis: TONC.1: TTNC.1 TONC.2: A conversão de veículos a GNV é realizada segundo: a) A recuperação de investimento é menor a 0,7 anos. Os usuários que tem tempos de recuperação entre 0,7 e 0,9 anos só o 10 % faz a conversão de seu veículo; b) O limite de conversão é a preferência declarada.</p>
	<p>Política de Transporte: TPNT.1: TPRT.1 TPNT.2: TPRT.2 TPNT.3: Em Lima e Callao o projeto de Metropolitano I com ônibus a GNV continua. A partir de 2013, as regulamentações limitam o para o transporte público para ônibus maiores de 30 passageiros. Então, 5% dos ônibus que tem viabilidade econômica de conversão realizam o investimento. Além disso, em 2016 inicia a operação do projeto metropolitano II com 750 ônibus e em 2018 o metropolitano III com 800 ônibus. Nas outras regiões continuam estas tendências desde a entrada do sistema de distribuição de gás.</p>	<p>Política de Transporte: TTNT.1: TPNT.1 e TPNT.2 TTNT.2: TPNT.3, mas em 2013 a frota do projeto Metropolitano I aumenta em 200 ônibus. Além disso, se faz a conversão de 10% de ônibus que economicamente são viáveis economicamente. TTNT.3: A partir de 2013 é proibido o uso de veículos com maior a 10 anos de antiguidade para o serviço de taxi, o qual tem um efeito direto nos taxis a óleo Diesel.</p>	<p>Política de Transporte: TONT.1: TPNT.1 e TPNT.2 TONT.2: TTNT.2, mas em 2013 a frota do projeto Metropolitano I aumenta em 250 ônibus. Além disso, se faz a conversão de 15% de ônibus que economicamente são viáveis. TONT.3: TTNT.3</p>

Tabela 5.7.C – Cenários de desenvolvimento futuro dos veículos no Peru 2011-2020

	Pessimista	Tendencial	Otimista	
Avançado	<p>1.- Região <i>Lima e Callao</i>: a distribuição de gás continua em crescimento acompanhando à demanda</p>	<p>Política Importação: TPEI.1: TPNI.1 e TPNI.3 TPEI.2: TPNI.2, mas com taxa de renovação da frota a partir de 2014 de 6%. TPEI.3: A partir de 2014, as marcas mais populares ofereceriam veículos bi-fuel (gasolina - GNV) com garantia da montadora (2% das vendas de veículo de pequeno porte serão bi-fuel)</p>	<p>Política Importação: TTEI.1: TTNI.1 TTEI.2: TTNI.2, mas com taxa de renovação da frota a partir de 2014 de 8%. TTEI.3: A partir de 2014, as marcas mais populares ofereceriam veículos bi-fuel com garantia da montadora (4% das vendas de veículo de pequeno porte serão bi-fuel)</p>	<p>Política Importação: TOEI.1: TONI.1 TOEI.2: TONI.2, mas com taxa de renovação da frota a partir de 2014 de 9,5%. TOEI.3: A partir de 2014, as marcas mais populares ofereceriam veículos bi-fuel com garantia da montadora (6% das vendas de veículo de pequeno porte serão bi-fuel)</p>
	<p>2.- Região <i>Ica</i>: entrada em Operação do sistema de distribuição de gás em Março 2014</p>	<p>Política de Manutenção e Eficiência: TPEM.1: TPNM.1, TPNM.2 e TPNM.3 TPEM.2: A partir de 2013 tem maior proporção de renovação de veículos a óleo Diesel de pequeno porte, o qual faz que estes diminuía em 10% anual.</p>	<p>Política de Manutenção e Eficiência: TTEM.1: TTNM.1 TTEM.2: A partir de 2013 tem maior proporção de renovação de veículos a óleo Diesel de pequeno porte, o qual faz que estes diminuía em 15% anual.</p>	<p>Política de Manutenção e Eficiência: TOEM.1: TONM.1 TOEM.2: A partir de 2013 tem maior proporção de renovação de veículos a óleo Diesel de pequeno porte, o qual faz que estes diminuía em 20% anual.</p>
	<p>3.- Região <i>Cuzco, Puno, Arequipa, Moquegua e Tacna</i> (Gasoduto Kuntur): entrada em Operação do sistema de distribuição de gás em Maio 2015</p>	<p>Política de Combustíveis: TPEC.1: TPNC.1 e TPNC.1 TPEC.3: TPNC.3 em pequeno porte. No caso de veículos de médio e grande porte o tempo de recuperação pode ser ate 0,8 anos e não maior que a preferência declarada</p>	<p>Política de Combustíveis: TTEC.1: TPRC.1, TPRC.2 TTEC.2: A conversão de veículos a GNV é feita quando: a) A recuperação de investimento é menor a 0,8 anos. Os usuários que tem tempos de recuperação entre 0,8 e 0,9 anos só o 10 % faz a conversão de seu veículo; b) O limite de conversão é a preferência declarada.</p>	<p>Política de Combustíveis: TOEC.1: TTEC.1 TOEC.2: A conversão de veículos a GNV é feita segundo: a) A recuperação de investimento é menor a 0,8 anos. Os usuários que tem tempos de recuperação entre 0,8 e 0,9 anos só o 20 % faz a conversão de seu veículo; b) O limite de conversão é a preferência declarada.</p>
	<p>4.- Região <i>Ayacucho, Junin, Ancash e La Libertad</i> (Gasoduto Centro-Norte): entrada em Operação do sistema de distribuição de gás em Novembro 2019</p>	<p>Política de Transporte: TPET.1: TPNT.1 ate 2013 TPET.2: Em Lima e Callao o projeto de Metropolitano I com ônibus a GNV continua. A partir de 2013, as regulamentações limitam o para o transporte publico para ônibus maiores de 30 passageiros. Então, 10% dos ônibus que tem viabilidade econômica de conversão realizam o investimento. Além disso, em 2015 inicia a operação do projeto metropolitano II com 750 ônibus e em 2016 o metropolitano III com 800 ônibus. Nas outras regiões tem os mesmos efeitos desde a entrada do sistema de distribuição de gás. Nas outras regiões continuam estas tendências desde a entrada do sistema de distribuição de gás.</p>	<p>Política de Transporte: TTET.1: TTNT.1 e TTNT.2 TTET.2: TPET.2, mas em 2013 a frota do projeto Metropolitano I aumenta em 250 ônibus. Além disso, se faz a conversão de 20% de ônibus que economicamente são viáveis. TTET.3: TTNT.3</p>	<p>Política de Transporte: TOET.1: TONT.1 e TONT.2 TOET.2: TTET.2, mas em 2013 a frota do projeto Metropolitano I aumenta em 300 ônibus. Além disso, se faz a conversão de 30% de ônibus que economicamente são viáveis. TOET.3: TTET.3</p>

5.3.6.3 Projeções no cenário pessimista: alternativas referencial, moderado e avançado

Nesta seção são mostrados os resultados quanto ao número de veículos que usariam GNV no Peru, assim como a projeção de consumo de gás natural e consumos evitados de gasolina e óleo Diesel no cenário pessimista. Os cálculos são baseados nas hipóteses de três cenários: pessimista referencial (R), moderado (M) e avançado (A).

A Figura 5.17 apresenta a quantidade de veículos que passam usar GNV no Peru no período 2011-2020. Os resultados mostram que o maior potencial de conversão de veículos está nos veículos de pequeno porte. No cenário pessimista- moderado, estima-se que 136,7 mil veículos usem GNV em 2011 e 266,5 mil em 2020, representando 7,4% e 10,9% da frota veicular do País nesses anos, respectivamente.

A Figura 5.18 mostra a projeção de consumo de gás natural nos veículos no período 2011-2020, enquanto que a Figura 5.19 apresenta a projeção de consumos evitados de gasolina e óleo Diesel pela introdução de gás natural. O cenário pessimista–moderado, mostra um consumo de gás natural de 485,1 milhões de m³ em 2011 e 1.140,3 milhões em 2020. Então, pela introdução de gás natural, em 2011, haveria um consumo evitado de 463,5 mil m³ de gasolina e 154,7 mil m³ de óleo Diesel e, em 2020, de 855,2 mil m³ de gasolina e 508,9 mil m³ de óleo Diesel.

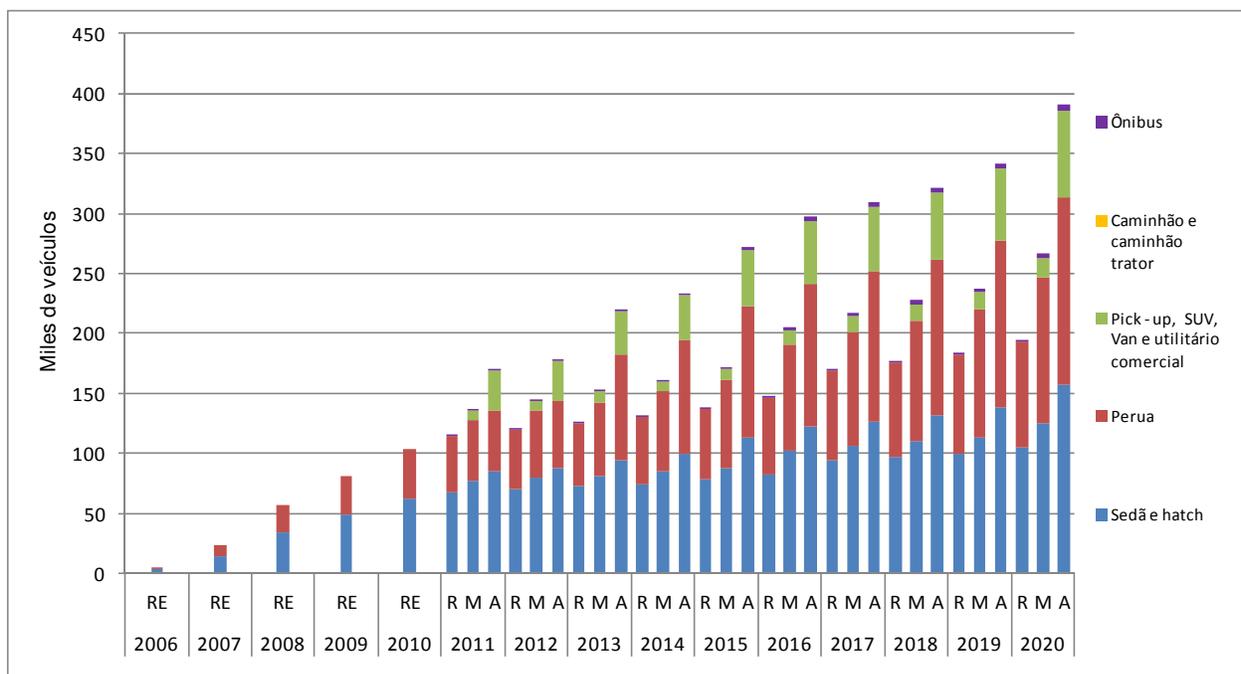


Figura 5.17 – Veículos a GNV no cenário pessimista no período 2011-2020 no Peru

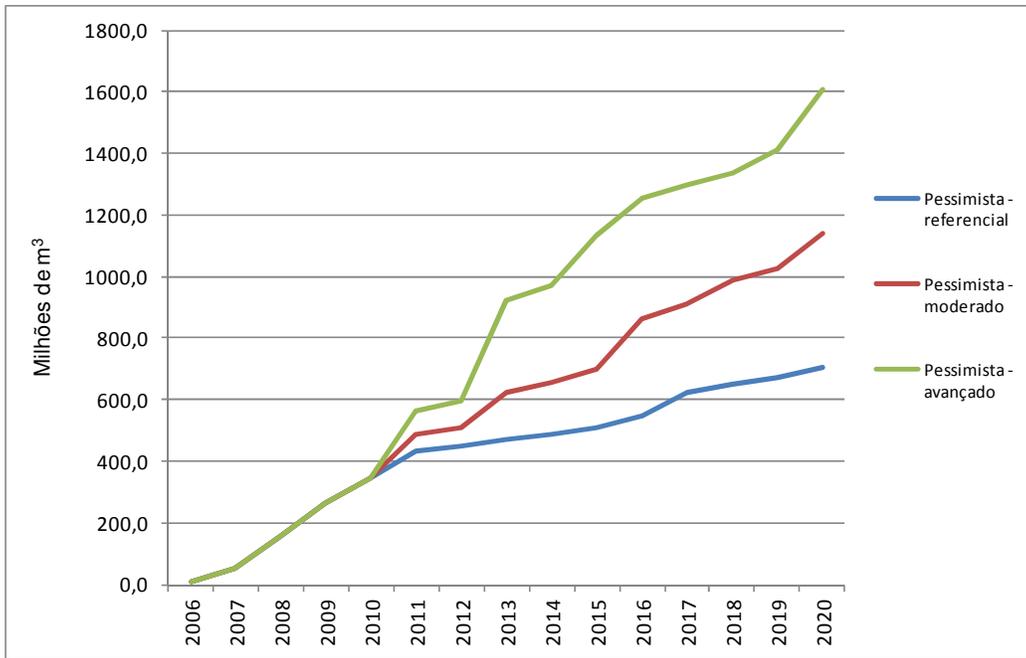


Figura 5.18 - Projeção de consumo de GNV no cenário pessimista no período 2011-2020 no Peru

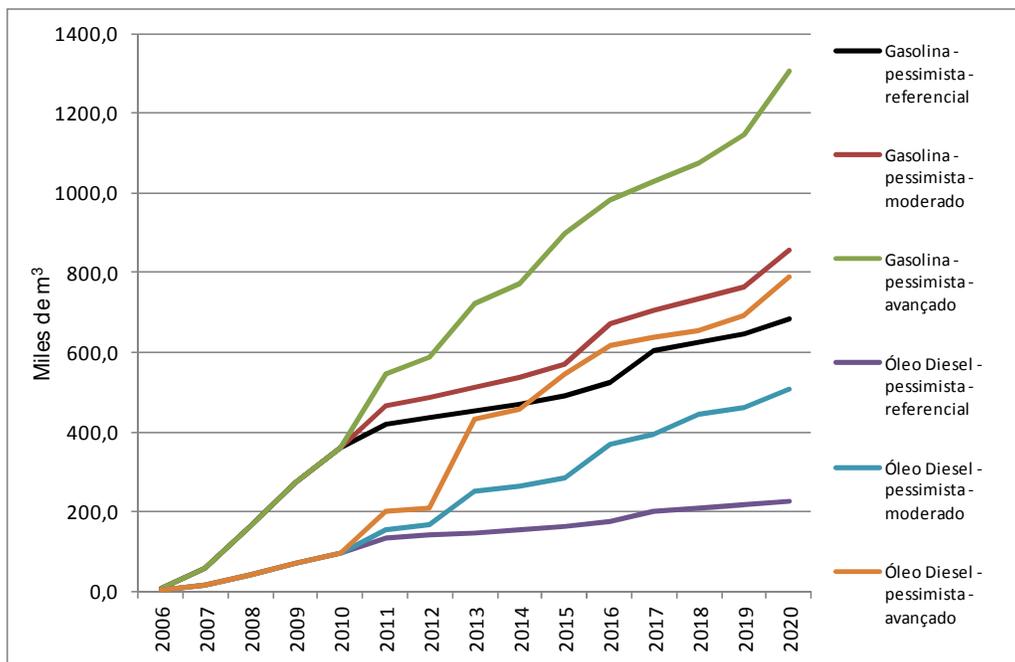


Figura 5.19 - Projeção de consumos evitados de gasolina e Diesel pela introdução do GNV no cenário pessimista no período 2011-2020 no Peru.

5.3.6.4 Projeções no cenário tendencial: alternativas referencial, moderado e avançado

Nesta seção são mostrados os resultados quanto ao número de veículos que usariam GNV no Peru, da mesma forma que a projeção de consumo de gás natural e consumos evitados de gasolina e óleo Diesel no cenário tendencial. Os cálculos são baseados nas hipóteses de três cenários: tendencial referencial (R), moderado (M) e avançado (A).

A Figura 5.20 mostra a quantidade de veículos que usariam GNV no Peru no período 2011-2020. Igual ao cenário anterior os resultados mostram maior potencial de conversão nos veículos de pequeno porte. No cenário tendencial–moderado, estima-se que 159,3 mil veículos usem GNV em 2011 e 337,4 mil em 2020, representando 8,5% e 12,7% da frota veicular do País nesses anos, respectivamente.

A Figura 5.21 e a Figura 5.22 mostram a projeção de consumo de gás natural e consumos evitados de gasolina e óleo nos veículos no período 2011-2020, respectivamente. No cenário tendencial–moderado, a projeção mostra um consumo de gás natural de 540,6 milhões de m³ em 2011 e 1.527,0 milhões em 2020. Pela introdução de gás natural, em 2011, haveria um consumo evitado de 522,3 mil m³ de gasolina e 167,3 mil m³ de óleo Diesel e, em 2020, de 1.048,4 mil m³ de gasolina e 730,9 mil m³ de óleo Diesel.

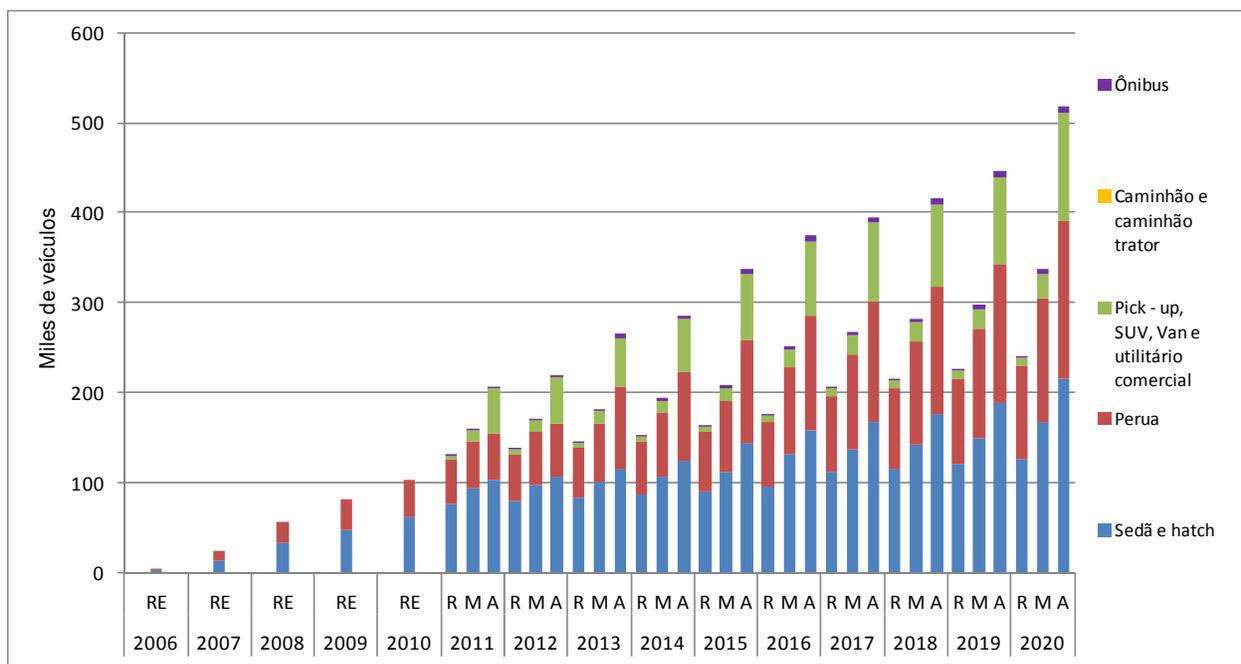


Figura 5.20 – Veículos a GNV no cenário tendencial no período 2011-2020 no Peru

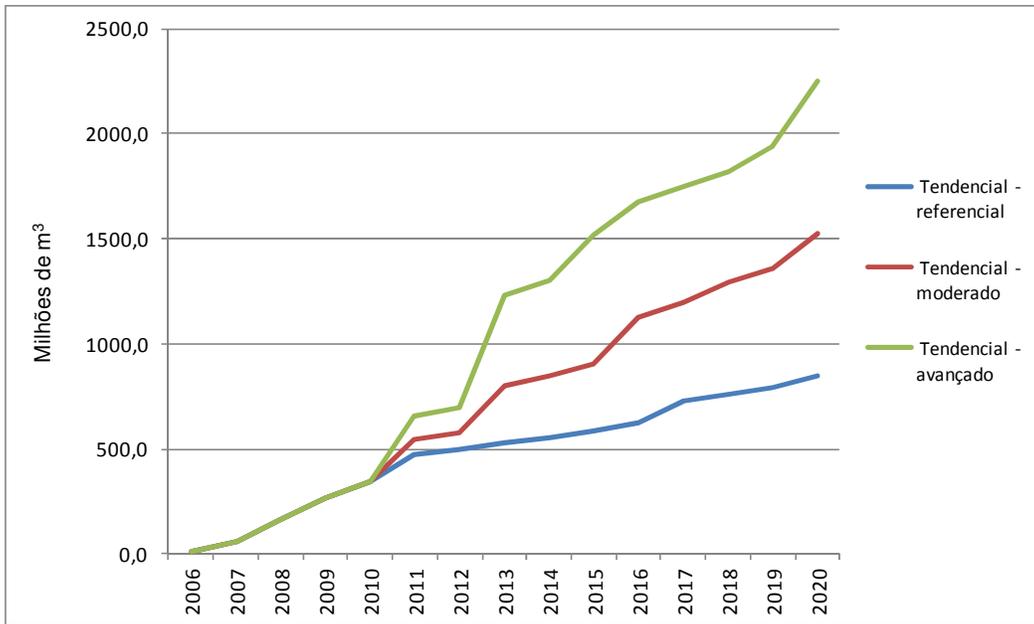


Figura 5.21 - Projeção de consumo de GNV no cenário tendencial no período 2011-2020 no Peru

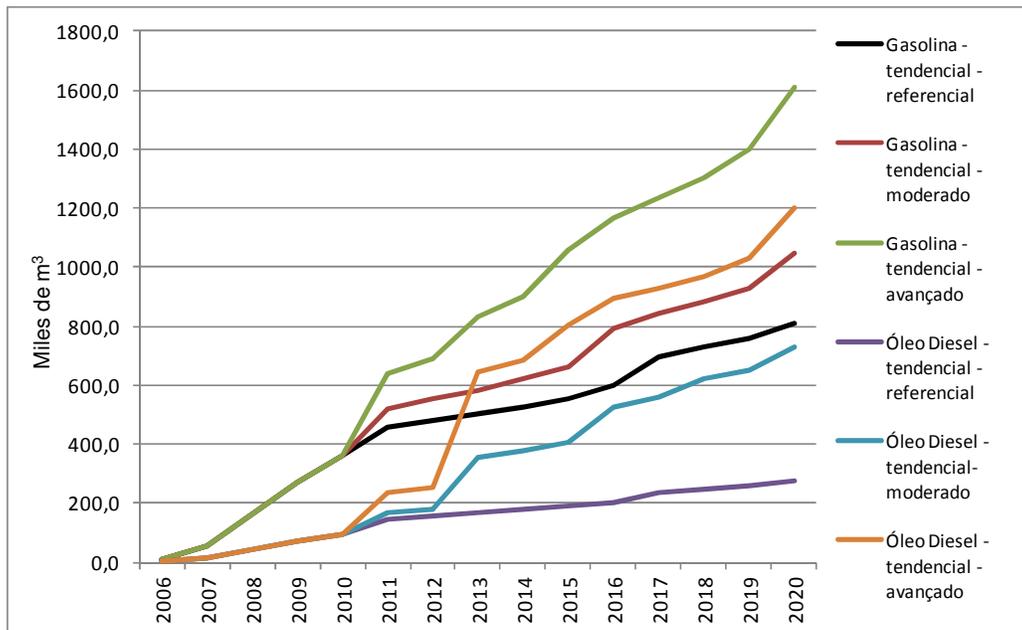


Figura 5.22 - Projeção de consumos evitados de gasolina e Diesel pela introdução do GNV no cenário tendencial no período 2011-2020 no Peru

5.3.6.5 Projeções no cenário otimista: alternativas referencial, moderado e avançado

Nesta seção são mostrados os resultados quanto ao número de veículos que usariam GNV no Peru, assim como a projeção de consumo de gás natural e consumos evitados de gasolina e Diesel no cenário otimista. Os cálculos são baseados nas hipóteses de três cenários: otimista referencial (R), moderado (M) e avançado (A).

A Figura 5.23 apresenta a quantidade de veículos que podem usar GNV no Peru no período 2011-2020, as tendências em quanto ao maior potencial de conversão por cada tipo de veículo são similares à seção anterior. No cenário otimista-moderado, estima-se que 175,7 mil veículos usem GNV em 2011 e 410,8 mil em 2020, o que representa 9,3% e 14,1% da frota veicular do País nesses anos, respectivamente.

A Figura 5.24 mostra a projeção de consumo de gás natural nos veículos no período 2011-2020, e a Figura 5.25 a projeção de consumos evitados de gasolina e óleo Diesel pela introdução de gás natural. No cenário otimista-moderado, a projeção mostra um consumo de gás natural de 584,6 milhões de m³ em 2011 e 1.963,9 milhões em 2020. Pela introdução de gás natural, em 2011, teria-se um consumo evitado de 563,9 mil m³ de gasolina e 181,4 mil m³ de óleo Diesel e, em 2020, de 1.249,2 mil m³ de gasolina e 994,2 mil m³ de óleo Diesel.

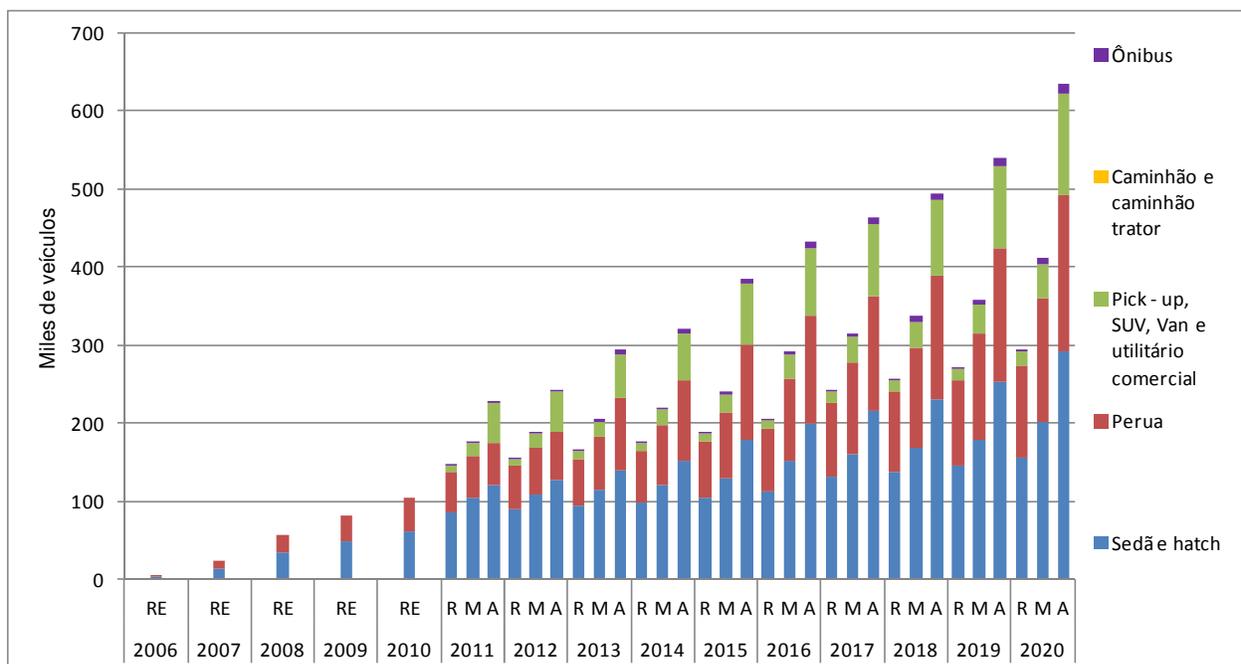


Figura 5.23 – Veículos a GNV no cenário otimista no período 2011-2020 no Peru

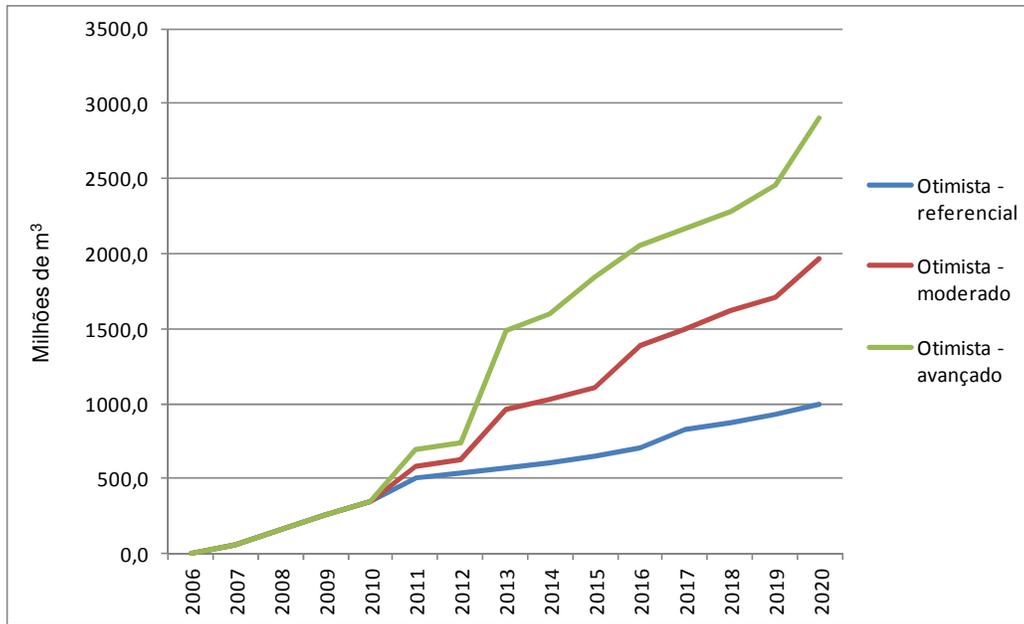


Figura 5.24 - Projeção de consumo de GNV no cenário otimista no período 2011-2020 no Peru

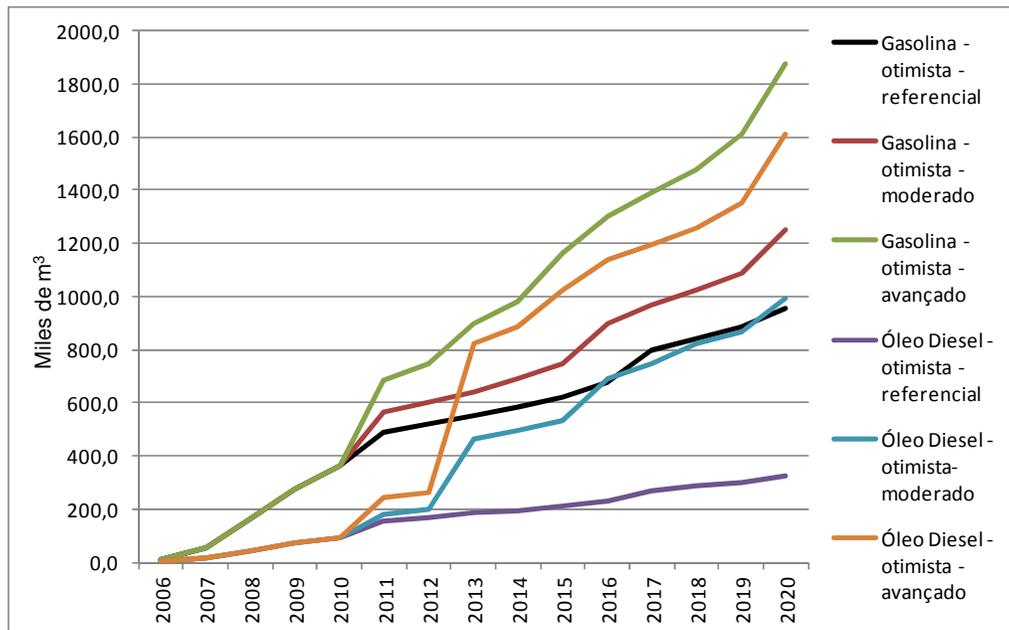


Figura 5.25 - Projeção de consumos evitados de gasolina e Diesel pela introdução do GNV no cenário pessimista no período 2011-2020 no Peru

5.3.7 Conclusões preliminares

O setor de transporte é o maior consumidor de óleo Diesel no Peru (81,4%). No entanto, neste setor, representa 61,2% do consumo, seguido pela gasolina, com 19,4%. O alto consumo deste energético é devido, em parte, pela alta quantidade de veículos a óleo Diesel de pequeno e médio porte, a qual representa 21,8% desta frota. Além disso, o transporte público é pouco eficiente; veículos de 18 a 25 passageiros são usados majoritariamente, já que, no início dos anos 1990, foram liberados o transporte público e a importação de veículos usados.

No caso dos veículos de pequeno e médio porte, a pesquisa de campo de preferência revelada e declarada mostra que 42,3% das pessoas com veículos à gasolina têm interesse em trocar o atual combustível utilizado pelo gás natural. Porém, no caso dos proprietários de veículos a óleo Diesel, tem-se menor interesse - apenas 26,2% trocariam este combustível por gás natural. Em relação aos ônibus, todas as pessoas manifestaram que não usariam gás natural, preferindo utilizar o combustível atual.

A análise econômica mostra que, para os veículos de pequeno porte a gasolina, sua conversão para gás natural é mais viável, já que demanda menos investimento e menor tempo de recuperação. No caso dos veículos a óleo Diesel, o investimento para a conversão e seu retorno são maiores, sendo viável apenas para grandes distancias percorridas por dia. Nos ônibus, apesar de o investimento para a troca de óleo Diesel por gás natural ser alto, sua recuperação pode acontecer em um ano. Neste caso, a dificuldade seria financiar o projeto.

Para os veículos de pequeno e médio porte e os ônibus de transporte público que usam óleo Diesel como combustível, o estudo mostra que, pela falta de interesse do proprietário e/ou por aspectos de viabilidade econômica, a utilização de gás natural seria dificultada. Então, o mercado não seria suficiente para que o gás natural penetre nesta parte do setor, sendo necessários aspectos regulatórios como os discutidos nos cenários deste capítulo: proibição da livre importação de veículos usados, especialmente aqueles de pequeno porte a óleo Diesel; serviço público de transporte limitado a ônibus com capacidade superior a 30 passageiros; limite de ano de fabricação para táxis (o veículo não pode ter mais de 10 anos de fabricação), o que limitaria, indiretamente, o uso de veículos de pequeno porte a óleo Diesel. Além disso, a continuação dos projetos do Metropolitano e o acesso preferencial ao financiamento e a diminuição de taxas de

importação para compra de ônibus a gás natural por parte das empresas de transporte seriam necessários.

Para aproveitar o aumento da taxa de renovação de veículos no Peru, devido ao crescimento econômico do País, à diminuição de taxas de importação e aos tratados de livre-comércio assinados, é necessário que as empresas concessionárias de automóveis possam oferecer uma maior quantidade de modelos e marcas de veículos bicompostível (gasolina-GNV), com garantia da montadora (atualmente, têm-se alguns modelos oferecidos, que procuram basicamente o mercado de táxis), para assim ter uma maior penetração do gás natural.

Em 2010, a quantidade de veículos a GNV foi de 103,7 mil. O estudo mostra que, no cenário pessimista-referencial, espera-se que 115,1 mil veículos usem GNV em 2011 e 193,4 mil em 2020, o que representaria 6,2% e 7,9% da frota veicular do País nesses anos, respectivamente. O consumo anual de gás natural seria de 432,5 milhões de m³ em 2011 e 707,3 milhões em 2020. Dessa forma, em 2011, teria-se um consumo evitado de 416,8 mil m³ de gasolina e 134,8 mil m³ de Diesel e, em 2020, de 682,1 mil m³ de gasolina e 227,6 mil m³ de Diesel. Por outro lado, considerando-se a aplicação das regulamentações e um melhor aproveitamento da crescente taxa de renovação de veículos, o cenário otimista-avançado mostra que 226,1 mil veículos usariam GNV em 2011 e 633,6 mil em 2020, representando 12% e 21,7% da frota veicular do País nesses anos, respectivamente. O consumo de gás natural seria de 697,0 milhões de m³ em 2011 e de 2.901,4 milhões em 2020. Então, em 2011, haveria um consumo evitado de 686,4 mil m³ de gasolina e 240,4 mil m³ de Diesel e, em 2020, de 1.874,9 mil m³ de gasolina e 1.610,9 mil m³ de Diesel.

6 OPORTUNIDADES E ALTERNATIVAS DE USO DE GÁS NATURAL NOS SETORES RESIDENCIAL E TERCIÁRIO DE PEQUENO PORTE

A Figura 6.1 mostra a evolução do consumo de energia nos setores residencial e terciário no Peru. Nos últimos 10 anos o consumo de energia teve um crescimento médio anual de 1,2 %. Em 2009, os energéticos mais usados foram lenha, eletricidade, GLP, dejetos animal e *yareta*, carvão vegetal, gás natural e querosene, sendo a participação no consumo total de 45,49%, 28,39%, 17,06%, 6,25%, 1,22%, 0,91% e 0,32%, respectivamente. A lenha é usada principalmente no setor residencial. A área rural é altamente dependente deste energético, o qual, quando usado para cocção, é um dos que possui menor eficiência (10%). Nos últimos 22 anos observa-se a troca de uso de querosene por GLP. Isto também tem acontecido, com menor significância, com a lenha. O consumo de gás natural na região de Lima e Callao começou no ano de 2005, mas sua participação não tem sido significante.

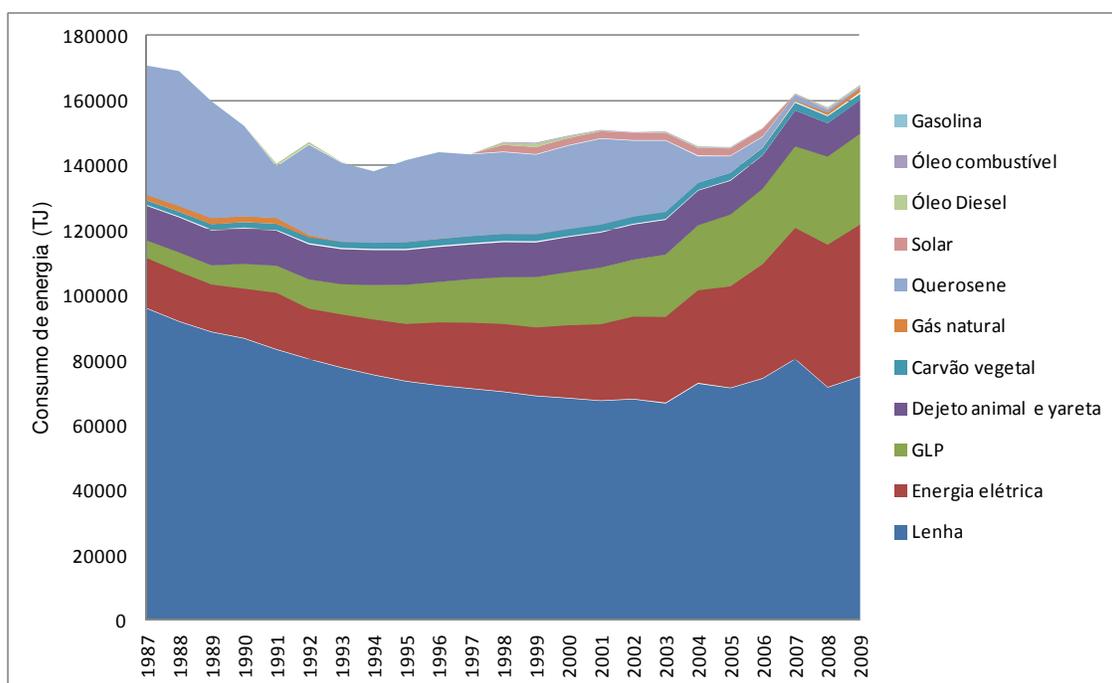


Figura 6.1 – Evolução do consumo de energia nos setores residencial e terciário no Peru

Fonte: Elaboração própria a partir do *Balance Nacional de Energía 2009* (MEM, 2010a)

Para a estimativa do potencial de uso de gás natural nos setores residencial e terciário de pequeno porte no Peru, é necessária uma metodologia de cálculo que permita avaliar o uso potencial de gás natural, considerando o crescimento das moradias e instalações comerciais, as preferências e benefícios de troca de combustível e economias da população. A Figura 6.2 mostra a metodologia usada para a estimativa do potencial de uso de gás natural no período 2011–2020 nestes setores. As seções a seguir descrevem cada componente desta metodologia.

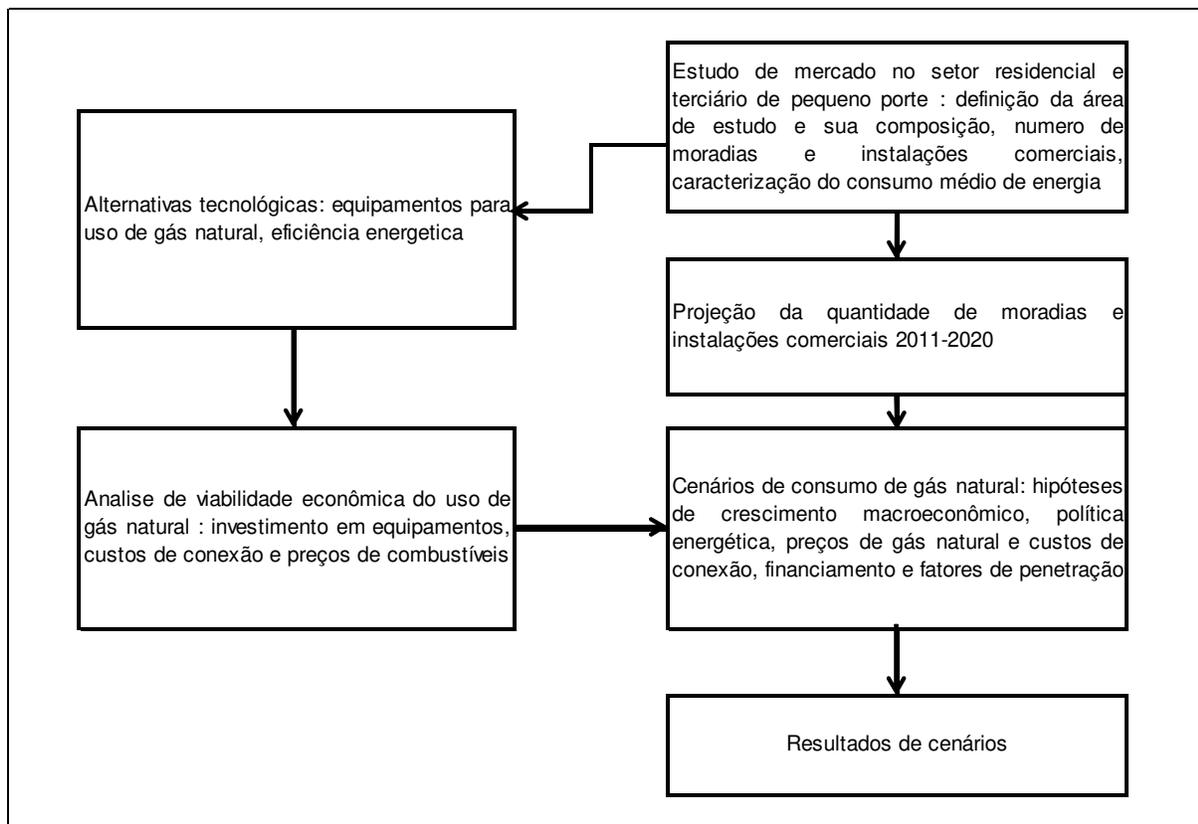


Figura 6.2 – Metodologia para a estimativa do potencial de consumo de gás natural nos setores residencial e terciário de pequeno porte

6.1 Estudo de mercado nos setores residencial e terciário de pequeno porte

6.1.1 Definição da área de estudo e sua composição nos setores residencial e terciário

No capítulo 3 foram apresentadas as principais reservas e projetos de gasodutos no País. No capítulo 4 foram mostrados os diferentes cenários de entrada em operação de novos gasodutos e

redes de distribuição de gás natural. Para este estudo, considerando o período 2011-2020, são consideradas quatro áreas geográficas de desenvolvimento da indústria de gás natural:

- a) Região: Lima e Callao
- b) Região: *Ica*
- c) Kuntur: Regiões *Cuzco, Puno, Arequipa, Moquegua e Tacna*
- d) Centro-Norte: Regiões *Ayacucho, Junin, Ancash e La Libertad*

A Tabela 6.1 mostra que, nas quatro áreas de desenvolvimento da indústria de gás natural, estão 69,5% das moradias totais do País; 33,9% das moradias do País estão concentradas na região de Lima e Callao. A população urbana na região de Lima e Callao, Ica, Kuntur e Centro Norte representa 98%, 88,6%, 66,2% e 68,3% da população total nestas regiões, respectivamente.

Tabela 6.1 – Número de moradias no País

Região	1981	1993	2007	Urbana 2007	Rural 2007
TOTAL	3.101.075	4.762.779	6.754.074	76,0%	24,0%
Lima e Callao	970.782	1.535.702	2.291.343	98,0%	2,0%
Ica	80.325	121.929	180.828	88,6%	11,4%
Cuzco	177.380	235.056	303.974	55,6%	44,4%
Puno	209.139	284.892	363.432	47,0%	53,0%
Arequipa	139.964	208.390	309.892	89,8%	10,2%
Moquegua	21.782	32.450	49.099	83,7%	16,3%
Tacna	28.559	51.322	84.819	89,9%	10,1%
Ayacucho	114.350	118.440	163.147	56,4%	43,6%
Junin	173.295	225.443	303.218	67,8%	32,2%
Ancash	166.998	209.058	260.087	64,6%	35,4%
La Libertad	181.630	264.239	384.842	76,2%	23,8%
Amazonas	47.638	67.916	90.645	47,0%	53,0%
Apurimac		86.104	106.445	46,3%	53,7%
Cajamarca	202.629	255.738	333.311	33,9%	66,1%
Huancavelica	78.566	89.483	112.817	32,8%	67,2%
Huanuco	94.384	135.848	180.731	43,7%	56,3%
Lambayeque	115.954	180.101	254.488	81,0%	19,0%
Loreto		120.648	176.046	66,8%	33,2%
Madre de Dios	5.228	14.000	27.494	74,3%	25,7%
Pasco	42.420	48.529	66.889	63,2%	36,8%
Piura	199.796	276.368	389.685	74,8%	25,2%
San Martin		111.893	173.646	65,6%	34,4%
Tumbes	17.129	31.252	50.005	90,3%	9,7%
Ucayali	33.127	57.978	97.191	74,9%	25,1%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Censo Nacional - 1981, 1993 e 2007 (INEI, 2009a)

No caso do setor terciário de pequeno porte são considerados os restaurantes, padarias, lavanderias e hotéis, que ficam, principalmente, nas zonas urbanas das quatro áreas de desenvolvimento da indústria de gás natural. A Tabela 6.2 mostra as quantidades de instalações comerciais, dados que são utilizados para o estudo.

Tabela 6.2 – Número de instalações comerciais no setor terciário de pequeno porte

	Tipo	Lima e Callao	Ica	Kuntur	Centro-Norte
Restaurantes	Restaurantes - I	1134	81	365	380
	Restaurantes - II	14580	1040	4696	4892
	Restaurantes - III	486	35	156	163
Padaria	Padarias - I	2078	148	669	697
	Padarias - II	849	61	274	285
Lavanderias	Lavanderias I	508	36	164	171
	Lavanderias II	119	9	38	40
Hotéis	Hotéis - A	887	63	286	298
	Hotéis - B	255	18	82	86

Fonte: Adaptado a partir de dados do Censo de Instalações comerciais (Ipsos Apoyo, 2008)

6.1.2 Caracterização do consumo médio de energia no setor residencial

O nível socioeconômico (NSE) é uma das variáveis-chave no processo de classificação das informações, já que há um número significativo de pessoas que compartilham condições econômicas e sociais que as tornam semelhantes entre si e diferentes dos outros. Os indicadores mais comuns para caracterizar o nível socioeconômico são: renda média mensal, despesa média mensal, capacidade de poupança, capacidade de endividamento, acesso aos serviços de água e iluminação. A Tabela 6.3 mostra a classificação do nível socioeconômico em regiões do Peru, que são parte deste estudo; assim o NSE A é de maior renda, e o NSE E de menor renda.

Tabela 6.3 – Nível socioeconômico 2010 em Peru

	A	B	C	D	E
Lima e Callao	5,1%	16,1%	34,9%	31,3%	12,6%
Ica	0,4%	7,7%	27,0%	42,4%	22,5%
Kuntur	2,2%	7,8%	23,6%	36,3%	30,1%
Centro-Norte	1,2%	6,2%	24,2%	40,6%	27,8%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do APEIM (APEIM, 2011)

Neste estudo, a classificação de padrões de consumo de energia, suscetíveis à troca por gás natural, é feita em função de cinco níveis socioeconômicos (NSEs). O GLP é o energético mais utilizado para cocção no setor residencial urbano; já no caso do setor residencial rural, o uso da lenha é maior neste uso final (Tabela 6.4).

Tabela 6.4 – Energéticos mais usados pelas famílias para cocção no Peru

		Eletricidade	Gás natural	GLP	Querosene	Carvão	Lenha	Dejeito animal	Outros	Não cozinhan	Total
Lima e Callao	Urbana	74369	6300	1912178	95993	29777	54097	314	1264	72070	2246362
	Rural	79	0	16531	929	655	24525	885	26	1351	44981
	Total	74448	6300	1928709	96922	30432	78622	1199	1290	73421	2291343
	%Partic Urbana	3,3%	0,3%	85,1%	4,3%	1,3%	2,4%	0,0%	0,1%	3,2%	100%
	%Partic Rural	0,2%	0,0%	36,8%	2,1%	1,5%	54,5%	2,0%	0,1%	3,0%	100%
Ica	Urbana	1700		128323	5853	637	17452	55	178	6102	160300
	Rural	27		8768	277	50	10822	17	15	552	20528
	Total	1727		137091	6130	687	28274	72	193	6654	180828
	%Partic Urbana	1,1%	0,0%	80,1%	3,7%	0,4%	10,9%	0,0%	0,1%	3,8%	100,0%
	%Partic Rural	0,1%	0,0%	42,7%	1,3%	0,2%	52,7%	0,1%	0,1%	2,7%	100,0%
Kuntur	Urbana	10633		466967	60706	2983	126334	37392	865	29349	735229
	Rural	219		18636	2271	606	164591	185634	543	3487	375987
	Total	10852		485603	62977	3589	290925	223026	1408	32836	1111216
	%Partic Urbana	1,4%	0,0%	63,5%	8,3%	0,4%	17,2%	5,1%	0,1%	4,0%	100,0%
	%Partic Rural	0,1%	0,0%	5,0%	0,6%	0,2%	43,8%	49,4%	0,1%	0,9%	100,0%
Centro-Norte	Urbana	6619		470995	14762	10756	219859	6383	4013	25455	758842
	Rural	186		16764	595	2742	310768	16970	747	3680	352452
	Total	6805		487759	15357	13498	530627	23353	4760	29135	1111294
	%Partic Urbana	0,9%	0,0%	62,1%	1,9%	1,4%	29,0%	0,8%	0,5%	3,4%	100,0%
	%Partic Rural	0,1%	0,0%	4,8%	0,2%	0,8%	88,2%	4,8%	0,2%	1,0%	100,0%

Fonte: Elaboração própria a partir do Censo Nacional 2007 (INEI, 2009a), em função ao número de famílias.

Tabela 6.5 – Caracterização do consumo médio de energia para cocção e aquecimento de água no setor residencial

NSE	Moradias		Equipos por moradia					Cocção de alimentos				Aquecimento de agua	
	Numero de entrevistas	Pessoas/moradia	Fogões GLP	Fogões querosene	Fogões elétricos	Aquecedores GLP	Aquecedores elétricos	Numero usuarios	GLP Kg/mês	Eletricidade kWh/mês	Querosene litros/mês	Lenha GJ/mês	Eletricidade kWh/mês
A	31	4,6	0,80	0,00	0,13	0,06	1,30	25,0	19,2				72
								6,0		120			72
B	40	5,4	1,04	0,00	0,20	0,05	1,00	37,0	16,2				63
								3,0		120			63
C	65	4,8	1,00	0,04	0,04	0,04	0,82	62,0	15				45
								3,0			5,30		45
D	103	4,8	1,02	0,22	0,02	0,00	0,34	98,0	13,3				36
								5,0			5,30		36
E	120	5,1	0,94	0,24	0,01	0,01	0,18	110,0	13,3			13,20	23
								10,0			7,19		23
											9,2		

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de Calidda (2004) e MEM (2008)

O consumo médio de energia das famílias foi obtido principalmente a partir do estudo de Calidda (2004), o qual realizou uma pesquisa em 359 moradias distribuídas de acordo com o

NSE para conhecer os padrões de consumo. Esses dados foram complementados com aqueles apresentados no estudo de *Elaboración de Proyectos de Guías de Orientación del Uso Eficiente de la Energía y de Diagnóstico Energético* (MEM, 2008) e cálculos de consumo de equipamentos destinados a atender as necessidades de cocção de alimentos e para aquecimento de água. Um resumo dos consumos médios de energia que são viáveis tecnicamente a serem trocados pelo gás natural é mostrado na Tabela 6.5.

6.1.3 Caracterização do consumo médio de energia no setor terciário de pequeno porte

O consumo médio de energia nas instalações comerciais de pequeno porte foi obtido principalmente do estudo de Calidda (2004), que realizou uma pesquisa em 204 restaurantes, 36 padarias, 17 lavanderias e 18 hotéis. Esses dados foram complementados com informações do estudo de *Elaboración de Proyectos de Guías de Orientación del Uso Eficiente de la Energía y de Diagnóstico Energético* (MEM, 2008). Neste caso, são usados os dados de consumo de energia destinados a atender as necessidades de cocção em restaurantes, fornos em padarias, secadoras em lavanderias e aquecimento de água e cocção nos hotéis de pequeno porte.

Um resumo do consumo médio de energia em instalações comerciais com potencial de uso de gás natural é apresentado na Tabela 6.6. A análise dos dados disponíveis permitiu caracterizar o consumo médio de energia em 03 grupos de restaurantes, 02 grupos de padarias, 02 grupos de lavanderias e 02 grupos de hotéis.

Tabela 6.6 – Caracterização do consumo médio de energia em instalações comerciais no setor terciário de pequeno porte

	Combustível	Uso	Consumo Médio (MJ/mês)
Restaurantes - I	GLP - Granel	Cozinha - Fogão	23814
Restaurantes - II	GLP - Botijão	Fogão	7870
Restaurantes - III	Querosene	Fogão	19448
Padarias - I	GLP	Fogão - Forno	14087
Padarias - II	Diesel	Forno	25851
Lavanderias I	GLP-Diesel	Secadora	38018
Lavanderias II	Etricidade	Secadora	8819
Hotéis - A	GLP - Etricidade	Fogão-Aquecedor	4534
Hotéis - B	Etricidade	Aquecedor	2268

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de Calidda (2004) e MEM (2008)

6.2 Projeção da quantidade de moradias e instalações comerciais de pequeno porte no período 2011-2020

Para estimar o consumo potencial de gás natural no setor residencial é necessário conhecer a evolução do número de moradias no período 2011-2020. Como foi abordado no capítulo 4, isto requer conhecimento do nível de atividade, o qual é calculado através de técnicas de regressão estatística. O modelo de regressão tem como informações iniciais a quantidade de moradias no período 1995-2010 e dados de população no período 1995-2020. Os dados de número de moradias e população são mostrados no Anexo B. A equação e os resultados da análise de regressão são mostrados no Apêndice B. A Figura 6.3 mostra a projeção da quantidade de moradias no período 2011-2020, a qual indica um crescimento médio anual, nas regiões de Lima e Callao, Ica, Kuntur e Centro-Norte de 2,06%, 1,65%, 1,45% e 1,55%, respectivamente.

Para a projeção do número de instalações comerciais no setor terciário de pequeno porte, não se tem dados históricos para avaliar sua evolução no tempo e, assim, aplicar técnicas estatísticas. Porém, o crescimento de tais instalações, especialmente aqueles escolhidos para o estudo, é fortemente dependente do crescimento da população. Então, para a projeção do número dessas instalações comerciais são usados os dados de taxa de crescimento anual das moradias.

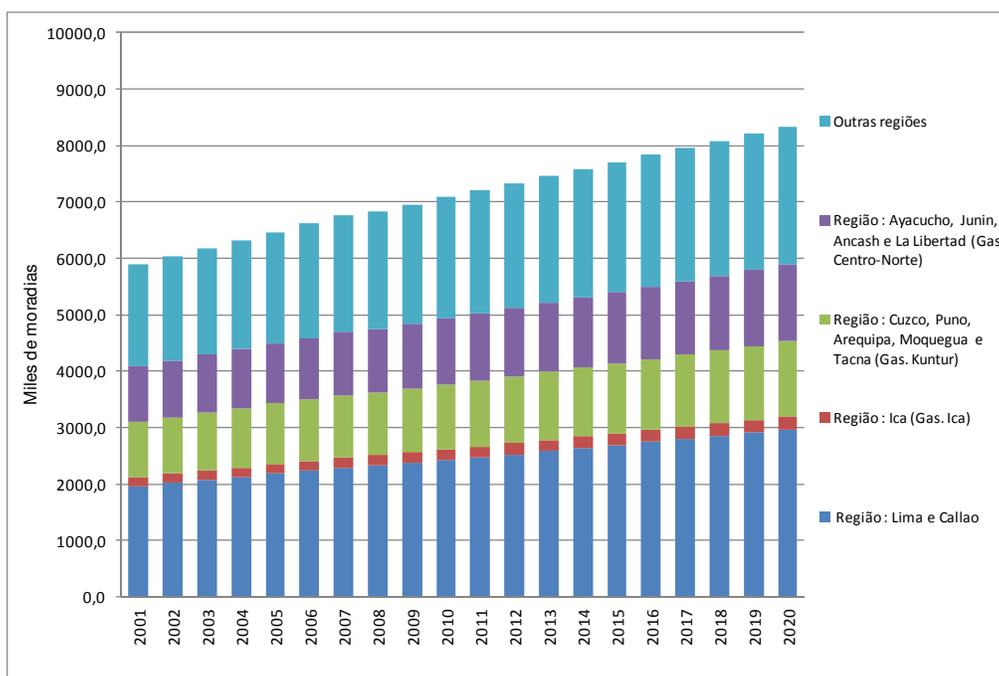


Figura 6.3 – Projeção do número de moradias no Peru

6.3 Alternativas tecnológicas

No caso do setor residencial, tem-se a possibilidade técnica de troca dos energéticos usados atualmente para cocção e aquecimento de água por gás natural. Além disso, aproveitando o uso de termas a gás natural, se pode adicionar o uso de chuveiros de baixo fluxo para economizar energia. A Tabela 6.7 mostra as eficiências dos diferentes equipamentos quando usados para cocção e aquecimento de água.

Tabela 6.7 – Eficiências dos equipamentos usados para cocção e aquecimento de água

	Eficiência na cocção (Fogões)	Eficiência no aquecimento (Aquecedores)
Eletricidade	70%	70%
GLP	65%	85%
Querosene	40%	
Lenha	10%	
Gás natural	65%	85%
Economia de energia por uso de chuveiros de baixo fluxo: 7,5% (*)		

Fonte: GART (2006), (*) Almeida *et al.* (2004)

6.4 Análise de viabilidade econômica do uso de gás natural nos setores residencial e terciário de pequeno porte

Na análise da viabilidade econômica efetuada neste trabalho são comparados os custos operacionais com o uso de gás natural e as alternativas de se continuar com o combustível original. O custo operacional menor da alternativa de uso de gás natural é o principal responsável pela amortização dos investimentos necessários para a conexão a rede de gás natural. Para o estudo de viabilidade econômica requerem-se os seguintes dados:

- Investimento na conexão à rede de gás natural (US\$ 360 é o custo de instalação, em média 20% deste valor refere-se a impostos municipais);
- Preço do GLP (11,87 US\$/botijão de 10 kg);
- Preço do querosene para iluminação (1,03 US\$/litro);

- Preço da eletricidade (0,144 US\$/kWh – tarifa residencial tipo BT5-B)
- Preço do gás natural (0,3404 US\$/m³);
- Preço do aquecedor a gás natural (120 US\$/equipamento);
- Preço adicional pelas tubulações para conexão do aquecedor a gás natural (45 US\$/equipamento);
- Taxa de atratividade: 10%;
- Tempo de duração do projeto: 20 anos.

A Figura 6.4 apresenta a análise de viabilidade econômica para uso de gás natural em famílias que consomem GLP para cocção. A atratividade da mudança de combustível é medida pelos indicadores *Payback* e VPL. A análise mostra que uma família de NSE tipo A recupera o investimento em dois anos e, sem considerar imposto municipal, 1,65 anos. As famílias de NSE tipo B recuperam o investimento em 2,4 anos e, sem imposto municipal, 1,9 anos. As famílias de NSE tipo C recuperam o investimento em 2,6 anos e, sem imposto municipal, 2,1 anos. As famílias de NSE tipo D e E recuperam o investimento em três anos e, sem imposto municipal, 2,4 anos.

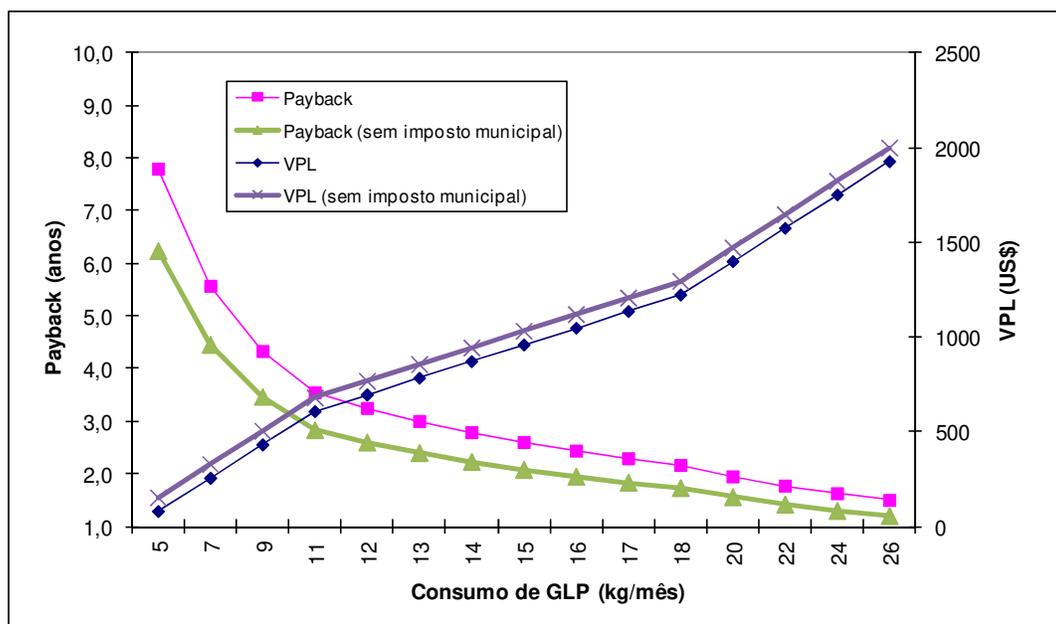


Figura 6.4 – Análise econômica de uso de gás natural em moradias que utilizam GLP para cocção

A Figura 6.5 apresenta a análise de viabilidade econômica para uso de gás natural em famílias que consomem GLP para cocção e eletricidade para aquecimento de água. A análise mostra que uma família de NSE tipo A recupera o investimento em 1,9 anos e, sem considerar imposto municipal, 1,65 anos. As famílias de NSE tipo B recuperam o investimento em 2,2 anos e, sem imposto municipal, 1,9 anos. As famílias de NSE tipo C recuperam o investimento em 2,6 anos e, sem imposto municipal, 2,2 anos. As famílias de NSE tipo D e E recuperam o investimento em 2,8 anos e, sem imposto municipal, 2,4 anos.

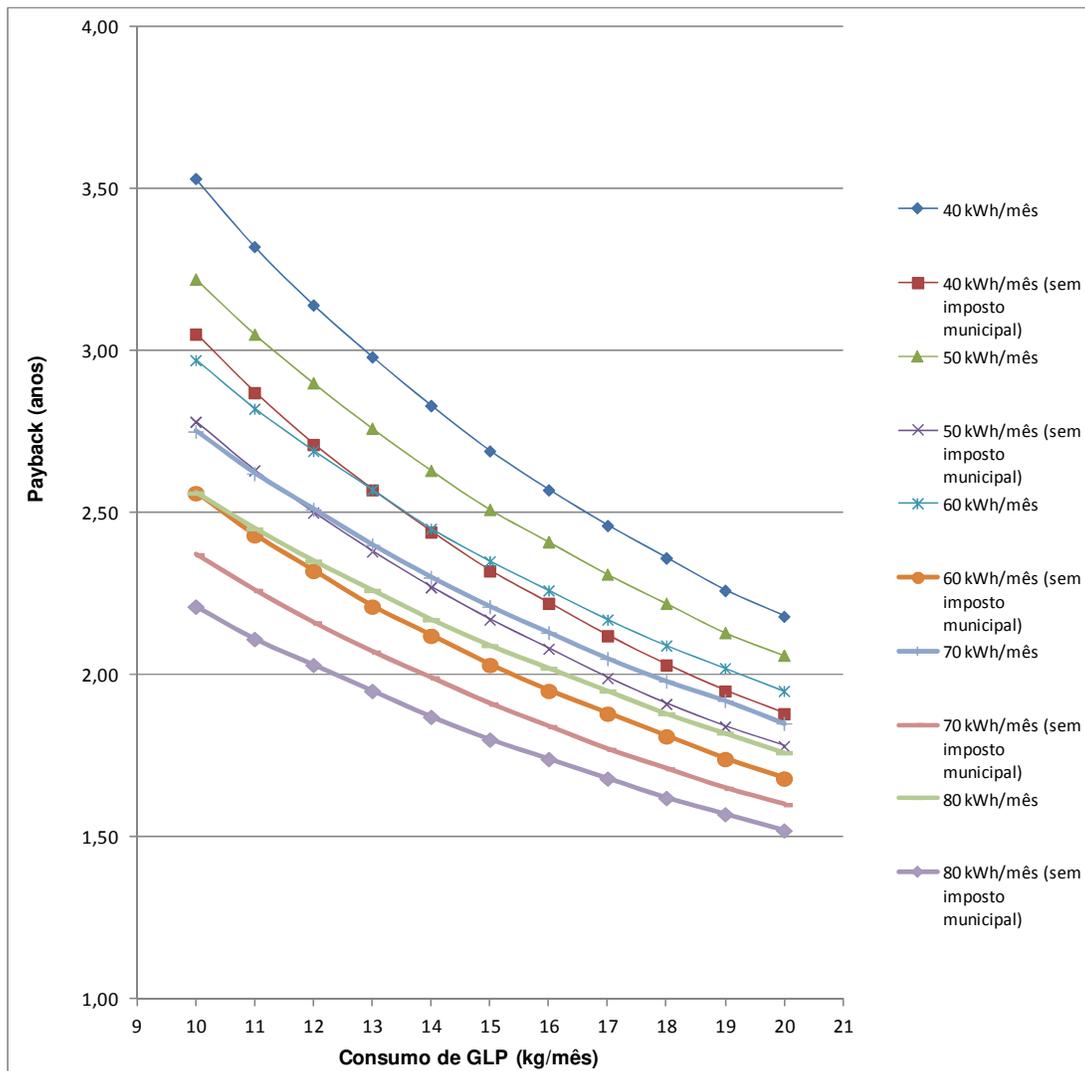


Figura 6.5 – Análise econômica de uso de gás natural em moradias que usam GLP para cocção e eletricidade para aquecimento de água

A Figura 6.6 apresenta a análise de viabilidade econômica para uso de gás natural no setor residencial, em que as famílias consomem querosene para cocção. A análise mostra que uma família de NSE tipo C e D recupera o investimento em 7,2 anos e, sem considerar o imposto municipal, 5,8 anos. As famílias de NSE tipo E recuperam o investimento em 5,1 anos e, sem imposto municipal, 4,1 anos.

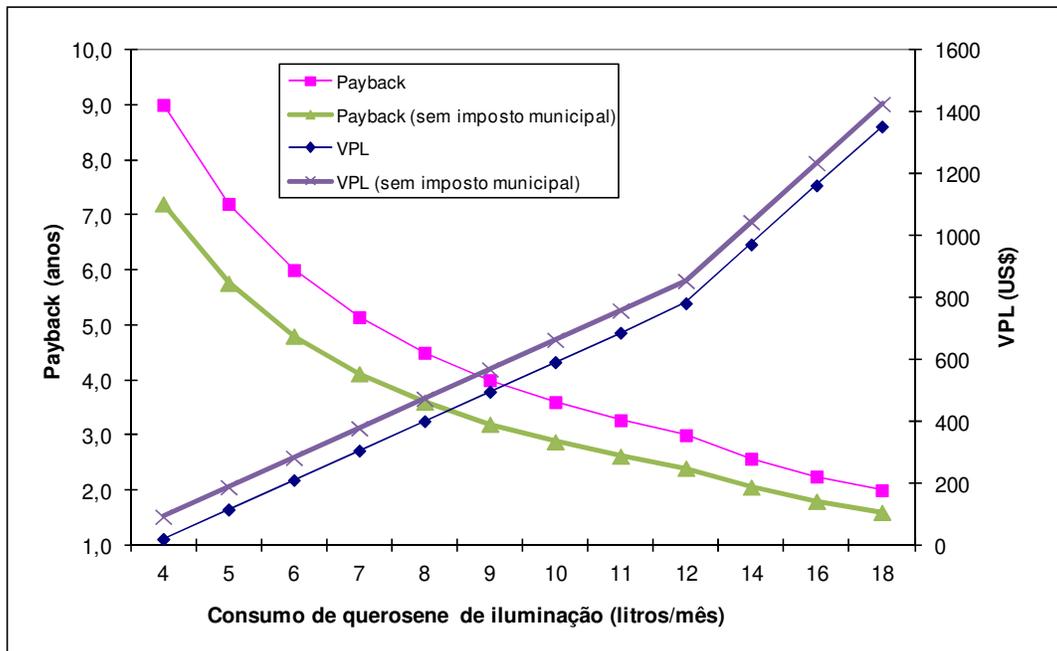


Figura 6.6 – Análise econômica de uso de gás natural em moradias que utilizam querosene para cocção

6.5 Estimativa de consumo de gás natural nos setores residencial e terciário de pequeno porte

Para se projetar o comportamento da demanda nos diferentes anos, é necessário estimar o crescimento percentual para cada ano. Este comportamento depende de muitos fatores: nível socioeconômico, estratégia de mercado da empresa distribuidora de gás natural, políticas de fomento governamentais, entre outros. Neste estudo, a estimativa do consumo potencial de gás natural considera três critérios gerais: as alternativas tecnológicas, os consumos médios de energia e as limitações econômicas, considerando os investimentos. Quanto às alternativas tecnológicas, são considerados os ganhos de eficiência ao se usar fogões e aquecedores a gás

natural. Além disso, considera-se o uso de chuveiros de baixo fluxo para diminuir o consumo de água e, portanto, a possível economia de energia no aquecimento (Tabela 6.7). Os consumos médios de energia das moradias e instalações comerciais do setor terciário de pequeno porte foram apresentados nas Tabelas 6.6 e 6.6. As análises de viabilidade econômica estão ilustradas nas Figuras 6.4, 6.5 e 6.6.

6.5.1 Metodologia de cálculo

O cálculo do consumo de gás natural no setor residencial ($C_{GN_{R_i}}$) e terciário de pequeno porte ($C_{GN_{TPP_i}}$) tem como base a equação 4.1, em que o nível de atividade é a quantidade de moradias (Q_{UR_i}) e instalações comerciais (Q_{TPP_i}) com potencial uso de gás natural. A intensidade energética é o consumo médio anual do gás natural nas moradias e nas instalações comerciais. Então, a estimativa de uso do gás natural no setor residencial é determinada pela equação 6.1 e, no setor terciário de pequeno porte pela equação 6.2:

$$C_{GN_{R_i}} = \sum_{j=1}^{j=n} Q_{UR_{jki}} \cdot f_{P_{ji}} \cdot \left\{ \left[\frac{1}{PCI_{GN}} \right] \left[C_{C_{GLP_k}} \cdot \left(\frac{12 \cdot PCI_{GLP} \cdot \eta_{C_{GLP}}}{\eta_{C_{GN}}} \right) + C_{C_{QUE_k}} \cdot \left(\frac{12 \cdot PCI_{QUE} \cdot \eta_{C_{QUE}}}{\eta_{C_{GN}}} \right) + C_{a_{ELE_k}} \cdot \left(\frac{12 \cdot \eta_{a_{ELE}} \cdot (1 - ECH)}{277,95 \cdot \eta_{a_{GN}}} \right) \right] \right\} \quad (6.1)$$

$$C_{GN_{TPP_i}} = \sum_{j=1}^{j=n} Q_{TPP_{ji}} \cdot f_{P_{ji}} \cdot \left\{ \left[\frac{12}{PCI_{GN}} \right] \left[C_{RE-I} \cdot \left(\frac{\eta_{C_{GLP}}}{\eta_{C_{GN}}} \right) + C_{RE-II} \cdot \left(\frac{\eta_{C_{GLP}}}{\eta_{C_{GN}}} \right) + C_{RE-III} \cdot \left(\frac{\eta_{C_{QUE}}}{\eta_{C_{GN}}} \right) + C_{PA-I} \cdot \left(\frac{\eta_{F_{GLP}}}{\eta_{F_{GN}}} \right) + C_{PA-II} \cdot \left(\frac{\eta_{F_{DIESEL}}}{\eta_{F_{GN}}} \right) + C_{LA-I} \cdot \left(\frac{\eta_{SE_{GLP}}}{\eta_{SE_{GN}}} \right) + C_{LA-II} \cdot \left(\frac{\eta_{SE_{ELE}}}{\eta_{SE_{GN}}} \right) + C_{HO-I} \cdot \left(\frac{\eta_{a_{ELE}}}{2 \cdot \eta_{a_{GN}}} + \frac{\eta_{C_{GLP}}}{2 \cdot \eta_{C_{GN}}} \right) + C_{HO-II} \cdot \left(\frac{\eta_{a_{ELE}}}{\eta_{a_{GN}}} \right) \right] \right\} \quad (6.2)$$

onde:

i : ano

j : região

k : nível socioeconômico

Q_{UR} : numero de moradias na aérea urbana
 f_P : fator de penetração do gás natural
 C_{GLP_k} : consumo médio de GLP para cocção por nível socioeconômico
 C_{QUE_k} : consumo médio de querosene de iluminação para cocção por nível socioeconômico
 C_{ELE_k} : consumo médio de eletricidade para aquecimento de água por nível socioeconômico
 C_{RE} : consumo médio de GLP ou querosene para cocção nos restaurantes tipo I, II ou III
 C_{PA} : consumo médio de GLP ou óleo Diesel para forno nas padarias tipo I ou II
 C_{LA} : consumo médio de GLP ou eletricidade para secadoras nas lavanderias tipo I ou II
 C_{HO} : consumo médio de GLP ou eletricidade para cocção ou aquecedores nos hotéis tipo A ou B
 PCI_{GN} : poder calorífico inferior do gás natural
 PCI_{GLP} : poder calorífico inferior do GLP
 PCI_{QUE} : poder calorífico inferior do querosene de iluminação
 η_{GLP} : eficiência do fogão a GLP
 η_{GN} : eficiência do fogão a gás natural
 η_{QUE} : eficiência do fogão a querosene
 η_{ELE} : eficiência do aquecedor elétrico
 $\eta_{a_{GN}}$: eficiência do aquecedor a gás natural
 E_{CH} : economia de energia pelo uso de chuveiros de baixo fluxo
 $\eta_{F_{GLP}}$: eficiência de forno de padarias a GLP
 $\eta_{F_{GN}}$: eficiência de forno de padarias a gás natural
 $\eta_{F_{GLP}}$: eficiência de forno a óleo Diesel de padarias a GLP
 $\eta_{SE_{GLP}}$: eficiência de secadoras de lavanderias a GLP
 $\eta_{SE_{GN}}$: eficiência de secadoras de lavanderias a gás natural
 $\eta_{SE_{ELE}}$: eficiência de secadoras de lavanderias a eletricidade

6.5.2 Seleção de cenários de penetração do gás natural no setor residencial e terciário de pequeno porte

Baseado nos cenários discutidos na Tabela 4.1 do capítulo 4, o cálculo de uso potencial de gás natural é feito em nove cenários. Então, para o nível de atividade, são usadas três hipóteses de crescimento macroeconômico: pessimista, tendencial e otimista. Para a intensidade energética e a estrutura de consumo de energia são utilizadas três hipóteses de desenvolvimento: referencial, moderada e avançada. Nestas últimas hipóteses são consideradas as seguintes variáveis: política energética, preços de gás natural, custos de conexão, financiamento e fator de penetração de gás natural. A Figura 6.7 mostra fatores de penetração em cinco cidades da Colômbia; neste estudo foi adotado o fator de penetração da empresa *Gas Natural* (Bogota). As Tabelas 6.8.A, 6.8.B e 6.8.C apresentam cenários e as considerações de desenvolvimento futuro de gás natural nos setores residencial e terciário de pequeno porte. Nos cenários são considerados os futuros fornecimentos de gás natural em outras regiões do País, além dos que já se têm na região de *Lima* e *Callao*.

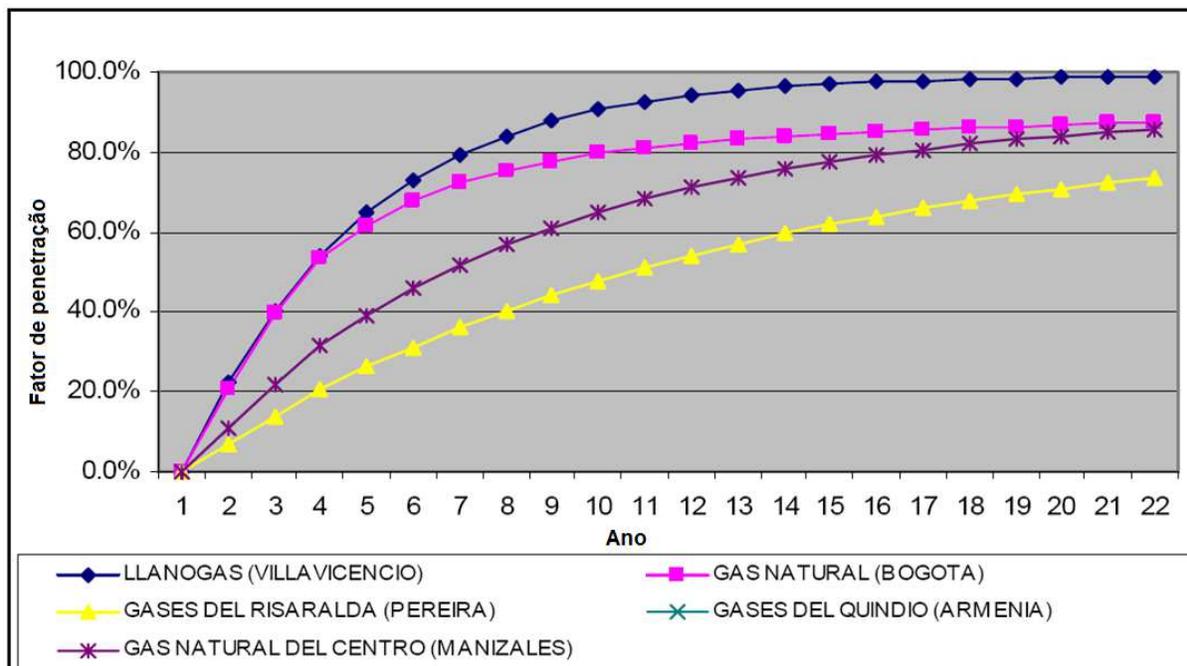


Figura 6.7 – Fatores de penetração de gás natural obtidos por empresas distribuidoras de gás natural nos setores residencial e terciário na Colômbia

Fonte: *Proyecciones de demanda de gas natural sector residencial y comercial en Colombia* (UPME, 2004)

Tabela 6.8.A – Cenários de desenvolvimento futuro de gás natural nos setores residencial e terciário de pequeno porte no Peru - 2011-2020

	Pessimista	Tendencial	Otimista	
Referencial	<p>Política energética RPRP.1: Se tem iniciativas para o maior uso de gás natural, mas na prática não se tem incentivos para sua maior penetração RPRP.2: As reuniões dos representantes de governo com as empresas de distribuição de gás natural para um maior investimento na ampliação das redes de gás não tem sucesso RPRP.3: Não se tem programas de uso eficiente da energia</p>	<p>Política energética RTRP.1: RPRP.1 RTRP.2: RPRP.2</p>	<p>Política energética RORP.1: RTRP.1 RORP.2: RTRP.2</p>	
	<p>1.- Região <i>Lima e Callao</i>: A distribuição de gás continua em crescimento acompanhando a demanda</p>	<p>Preços de gás natural e custos de conexão: RPRC.1: Não se tem incentivos para baixar os custos de conexão RPRC.2: Os preços de gás natural são regulados pelo Osinergmin</p>	<p>Preços de gás natural e custos de conexão: RTRC.1: RPRC.1 RTRC.2: RPRC.2</p>	<p>Preços de gás natural e custos de conexão: RORC.1: RTRC.1 RORC.2: RTRC.2</p>
	<p>2.- Região <i>Ica</i>: Entrada em Operação do sistema de distribuição de gás em Maio 2015</p>	<p>Financiamento e penetração de gás natural: RPRF.1: Se tem financiamento para o custo de conexão. Porém, os requisitos de renda fixa para este financiamento e seu custo é a maior barreira no setor residencial, mas no setor terciário de pequeno porte o uso é mais dinâmico. RPRF.2: As empresas de distribuição de gás natural trabalham na expansão das redes de distribuição de gás natural em função à demanda do mercado RPRF.3: No caso do setor residencial só utilizariam GN as moradias com maior renda. Então, As moradias de NSE tipo A (Só as que atualmente usam GLP para cocção) usariam GN para cocção e para aquecimento de água. Além disso, metade das moradias de NSE tipo B (Só as que atualmente usam GLP para cocção) usariam GN para cocção. A taxa de penetração é similar às conseguidas pela empresa de distribuição de gás natural de Bogota, mas com cinco anos de atraso ao início. RPRF.4: No caso do setor terciário de pequeno porte o uso de GN tem uma maior dinâmica conseguindo fatores de penetração similar às conseguidas pela empresa de distribuição de gás natural de Bogota.</p>	<p>Financiamento e penetração de gás natural: RTRF.1: RPRF.1 RTRF.2: RPRF.2 RTRF.3: RPRF.3 RTRF.4: RPRF.4</p>	<p>Financiamento e penetração de gás natural: RORF.1: RTRF.1 RORF.2: RTRF.2 RORF.3: RTRF.3 RORF.4: RTRF.4</p>
	<p>3.- Região <i>Cuzco, Puno, Arequipa, Moquegua e Tacna (Gasoduto Kuntur)</i>: Entrada em Operação do sistema de distribuição de gás em Novembro 2016</p>	<p>4.- Região <i>Ayacucho, Junin, Ancash e La Libertad (Gasoduto Centro-Norte)</i>: Entrada em Operação do sistema de distribuição de gás em Novembro 2020</p>		

Tabela 6.8.B – Cenários de desenvolvimento futuro de gás natural nos setores residencial e terciário de pequeno porte no Peru - 2011-2020

	Pessimista	Tendencial	Otimista
	<p>Política energética RPMP.1: Se tem iniciativas para um maior uso de gás natural através de publicidade para incentivar seu uso RPMP.2: As reuniões dos representantes de governo com as empresas de distribuição de gás natural para um maior investimento na ampliação das redes de gás tem sucesso médio, assim tem maiores compromissos por estas empresas RPMP.3: RPRP.3</p>	<p>Política energética RTMP.1: RPMP.1. Além disso, se tem regulamentações para a troca de uso por outros energéticos, praticamente a venda de este energético é restringida para uso residencial RTMP.2: RPMP.2: RTMP.3: Se tem programa de uso eficiente de energia, o uso de chuveiros de baixo fluxo é incentivado pelo governo através de liberação de impostos de venda (18%).</p>	<p>Política energética ROMP.1: RTMP.1. Além disso, existem políticas para que o gás natural possa ser fornecido nas famílias de baixa renda ROMP.2: As reuniões dos representantes de governo com as empresas de distribuição de gás natural para um maior investimento na ampliação das redes de gás tem sucesso, assim tem maiores compromissos de expansão das redes ROMP.3: RTMP.3</p>
1.- Região <i>Lima e Callao</i> : A distribuição de gás continua em crescimento acompanhando à demanda			
2.- Região <i>Ica</i> : Entrada em Operação do sistema de distribuição de gás em Novembro 2014	<p>Preços de gás natural e custos de conexão: RPMC.1: Em concordância com as políticas energéticas existem municípios que eliminam os impostos de conexão RPMC.2: Os preços de gás natural são regulados pelo Osinermin</p>	<p>Preços de gás natural e custos conexão: RTMC.1: Em concordância com as políticas energéticas a maioria dos municípios eliminam os impostos de conexão RTMC.2: RPMC.2</p>	<p>Preços de gás natural e custos de conexão: ROMC.1: Em concordância com as políticas energéticas todos os municípios eliminam os impostos de conexão ROMC.2: RTMC.2</p>
3.- Região <i>Cuzco, Puno, Arequipa, Moquegua e Tacna</i> (Gasoduto Kuntur): Entrada em Operação do sistema de distribuição de gás em Fevereiro 2016	<p>Financiamento e penetração de gás natural: RPF.1: Se tem financiamento para o custo de conexão, os requisitos de renda fixa é mais flexível. RPF.2: As empresas de distribuição de gás natural trabalham na expansão das redes de distribuição de gás natural em função à demanda do mercado RPF.3: No caso do setor residencial só utilizariam GN as moradias com alta e média renda. Então, As moradias de NSE tipo A (Só as que atualmente usam GLP para cocção) usariam GN para cocção e para aquecimento de água. Além disso, as moradias de NSE tipo B (Só as que atualmente usam GLP para cocção) usariam GN para cocção e a metade de ele para aquecimento de água. A metade das moradias de NSE tipo C (Só as que atualmente usam GLP para cocção) usariam GN para cocção A taxa de penetração é similar às conseguidas pela empresa de distribuição de gás natural de Bogota a partir de 2010. RPF.4: RPRF.4</p>	<p>Financiamento e penetração de gás natural: RTMF.1: RPF.1 RTMF.2: RPF.2 RTMF.3: No caso do setor residencial as moradias de NSE tipo A e B (Só as que atualmente usam GLP para cocção) usariam GN para cocção e para aquecimento de água. Além disso, as moradias de NSE tipo C (Só as que atualmente usam GLP e NSE tipo C (Só as que atualmente usam GLP e querosene para cocção) usariam GN para cocção e para aquecimento de água. A taxa de penetração é similar às conseguidas pela empresa de distribuição de gás natural de Bogota a partir de 2010. RTMF.4: RPF.4</p>	<p>Financiamento e penetração de gás natural: ROMF.1: RTMF.1 ROMF.2: RTMF.2 ROMF.3: No caso do setor residencial as moradias de NSE tipo A e B (Só as que atualmente usam GLP para cocção) usariam GN para cocção e para aquecimento de água. Além disso, as moradias de NSE tipo D (Só as que atualmente usam GLP e querosene para cocção) usariam GN para cocção. A taxa de penetração é similar às conseguidas pela empresa de distribuição de gás natural de Bogota a partir de 2010. ROMF.4: RTMF.4</p>
4.- Região <i>Ayacucho, Junin, Ancash e La Libertad</i> (Gasoduto Centro-Norte): Entrada em Operação do sistema de distribuição de gás em Maio 2020			

Tabela 6.8.C – Cenários de desenvolvimento futuro de gás natural nos setores residencial e terciário de pequeno porte no Peru - 2011-2020

	Pessimista	Tendencial	Otimista
	Política energética	Política energética	Política energética
	RPAP.1: As políticas energéticas tem como prioridade a massificação de uso de gás natural	RTAP.1: RPAP.1. Além disso, se tem regulamentações para a troca de uso querosene por outros energéticos, praticamente a venda de este energético é restringida para uso residencial.	ROAP.1: RPAP.1. Além disso, se tem regulamentações para a troca de uso querosene por outros energéticos, praticamente a venda de este energético é restringida para uso residencial. O
1.- Região <i>Lima e Callao</i> : A distribuição de gás continua em crescimento acompanhando a demanda	RPAP.2: As reuniões dos representantes de governo para um maior investimento na ampliação das redes de gás tem sucesso, assim tem compromissos para expansão das redes à energia	RTAP.2: RPAP.2 RTAP.3: Se tem programa de uso eficiente de energia, o uso de chuveiros de baixo fluxo é incentivado pelo governo através de liberação de impostos de venda (18%).	ROAP.2: RTAP.2 ROAP.3: RTAP.3
2.- Região <i>Ica</i> : Entrada em Operação do sistema de distribuição de gás em Março 2014	Preços de gás natural e custos de conexão: RPAC.1: Em concordância com as políticas energéticas a maioria dos municípios eliminam os impostos de conexão	Preços de gás natural e custos de conexão: RTAC.1: Em concordância com as políticas energéticas todos os municípios eliminam os impostos de conexão	Preços de gás natural e custos de conexão: ROAC.1: RTAC.1 ROAC.2: RTAC.2
3.- Região <i>Cuzco, Puno, Arequipa, Moquegua e Tacna</i> (Gasoduto Kuntur): Entrada em Operação do sistema de distribuição de gás em Maio 2015	Financiamento e penetração de gás natural: RPAF.1: Se tem financiamento para o custo de conexão, os requisitos de renda fixa é flexível, se o usuário tem contrato de fornecimento elétrico, então pode ter crédito para os custos de conexão	Financiamento e penetração de gás natural: RTAF.1: RPAF.1 RTAF.2: RPAF.2 RTAF.3: No caso do setor residencial as moradias de NSE tipo A e B (Só as que atualmente usam de NSE tipo A e B (Só as que atualmente usam GLP para cocção) usariam GN para cocção e para aquecimento de água. Além disso, as moradias de NSE tipo C (Só as que atualmente usam GLP e NSE tipo C, D e E (Só as que atualmente usam GLP e querosene para cocção) usariam GN para cocção e querosene para cocção) usariam GN para cocção e para aquecimento de águas (as famílias que usam água aquecida nos e para aquecimento de águas (as famílias que usam água aquecida nos chuveiros). A taxa de penetração é similar às conseguidas pela empresa de distribuição de gás natural de Bogota a partir de 2010.	Financiamento e penetração de gás natural: ROAF.1: RTAF.1 ROAF.2: RTAF.2 RTOF.3: No caso do setor residencial as moradias de NSE tipo A e B (Só as que atualmente usam GLP para cocção) usariam GN para cocção e para aquecimento de águas (as famílias que usam água aquecida nos e para aquecimento de águas (as famílias que usam água aquecida nos chuveiros). A taxa de penetração é similar às conseguidas pela empresa de distribuição de gás natural de Bogota a partir de 2010.
4.- Região <i>Ayacucho, Junin, Ancash e La Libertad</i> (Gasoduto Centro-Norte): Entrada em Operação do sistema de distribuição de gás em Novembro 2019	RPAF.2: As empresas de distribuição de gás natural trabalham na expansão das redes de distribuição de gás natural tendo como objetivo toda a área urbana . RPAF.3: No caso do setor residencial as moradias de NSE tipo A e B (Só as que atualmente usam GLP e as famílias que usam água aquecida nos e para aquecimento de águas (as famílias que usam água aquecida nos chuveiros). A taxa de penetração é similar às conseguidas pela empresa de distribuição de gás natural de Bogota a partir de 2010. RPAF.4: RPFM.4	RPAF.3: No caso do setor residencial as moradias de NSE tipo A e B (Só as que atualmente usam GLP e as famílias que usam água aquecida nos e para aquecimento de águas (as famílias que usam água aquecida nos chuveiros). A taxa de penetração é similar às conseguidas pela empresa de distribuição de gás natural de Bogota a partir de 2010. RTAF.4: RPAF.4	RTOF.3: No caso do setor residencial as moradias de NSE tipo A e B (Só as que atualmente usam GLP para cocção) usariam GN para cocção e para aquecimento de águas (as famílias que usam água aquecida nos e para aquecimento de águas (as famílias que usam água aquecida nos chuveiros). A taxa de penetração é similar às conseguidas pela empresa de distribuição de gás natural de Bogota a partir de 2010. ROAF.4: RTAF.4

6.5.3 Projeções no cenário pessimista: alternativas referencial, moderado e avançado

Nesta seção são mostrados os resultados referentes às residências e instalações comerciais de pequeno porte que usariam gás natural, assim como a projeção de consumo deste energético e os consumos evitados de GLP e eletricidade no cenário pessimista. Os cálculos são baseados nas hipóteses de três cenários: pessimista referencial (R), moderado (M) e avançado (A).

A Figura 6.8 mostra as moradias e instalações comerciais de pequeno porte que utilizariam gás natural nos cenários pessimista referencial, moderado e avançado, no período 2011-2020, no Peru. As Figuras 6.9, 6.10 e 6.11 apresentam a projeção de consumo de gás natural e o consumo evitado de GLP e eletricidade.

No cenário pessimista-moderado, espera-se que 191,9 mil residências e instalações comerciais de pequeno porte utilizem gás natural em 2011 e 1.141,9 mil em 2020. Neste cenário, a projeção mostra um consumo deste energético de 95,6 milhões de m³ em 2011 e 403 milhões de m³ em 2020. Dessa forma, pela introdução de gás natural, teria-se um consumo evitado de 74,8 milhões kg de GLP em 2011 e 309,6 milhões kg em 2020; em se tratando de energia elétrica, em 2011, o consumo evitado seria de 49,5 GWh-ano e, em 2020, de 296,2 GWh-ano.

A maior diferença em relação à quantidade de usuários e consumo de gás natural nos cenários apresentados é que, no cenário pessimista-referencial, considerou-se a penetração de gás natural apenas no NSE A e parcialmente no NSE B, que é a tendência nos últimos anos. Já no cenário pessimista-avançado, as hipóteses de eliminação do imposto municipal para diminuir o custo de conexão em 20% e acesso a financiamento apenas com o contrato de fornecimento elétrico, entre outras coisas, fazem com que o gás natural seja usado também nas moradias de NSE C e parcialmente no NSE D. As famílias nos NSEs C e D representam, em média, 60% da população total nas regiões consideradas neste estudo.

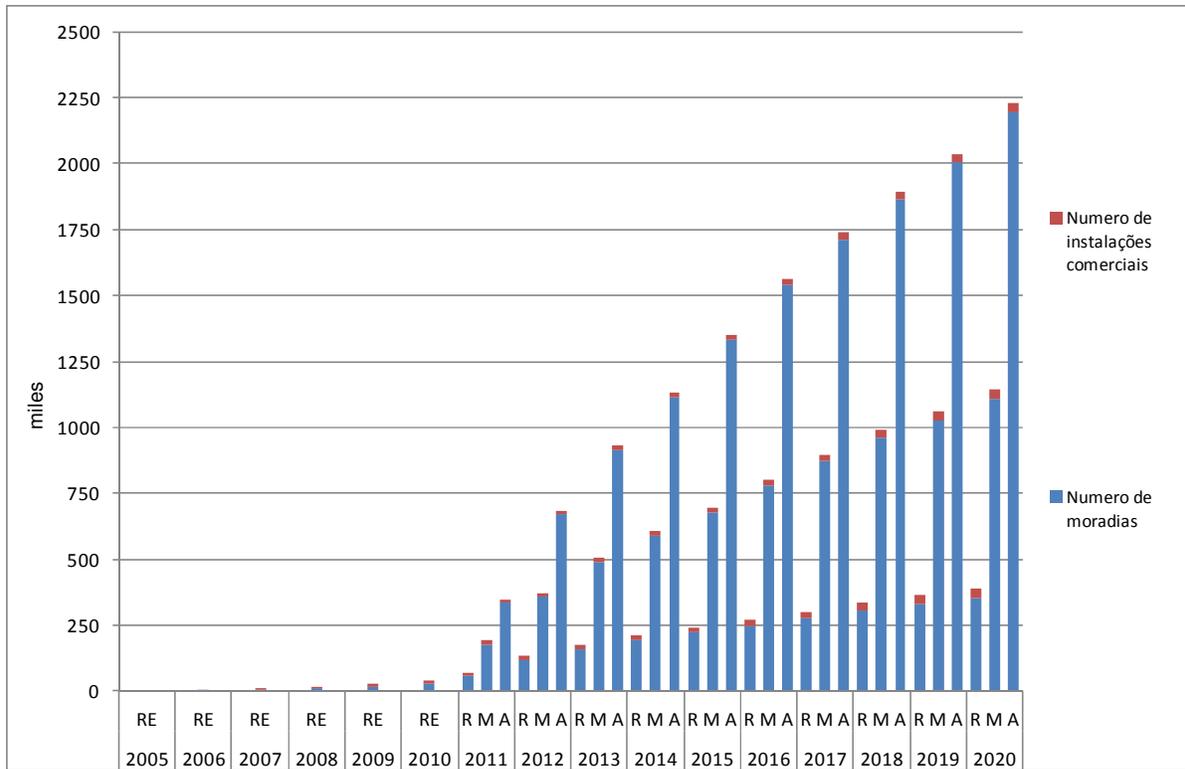


Figura 6.8 – Número de moradias e instalações comerciais de pequeno porte que usariam gás natural no cenário pessimista no período 2011-2020 no Peru

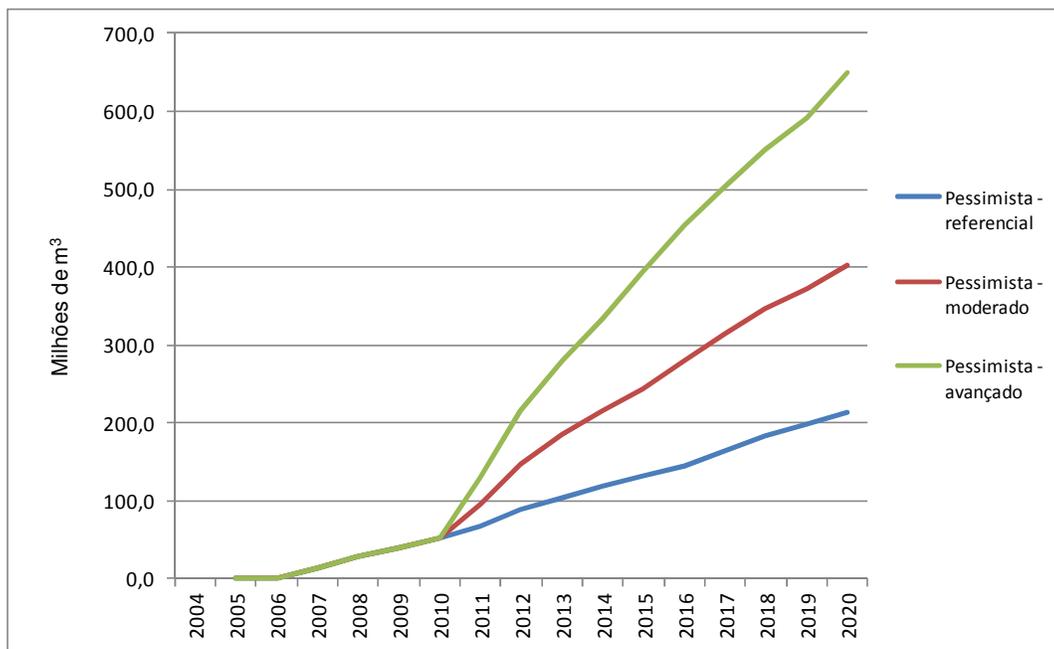


Figura 6.9 - Projeção de consumo de gás natural nos setores residencial e terciário de pequeno porte no cenário pessimista no período 2011-2020 no Peru

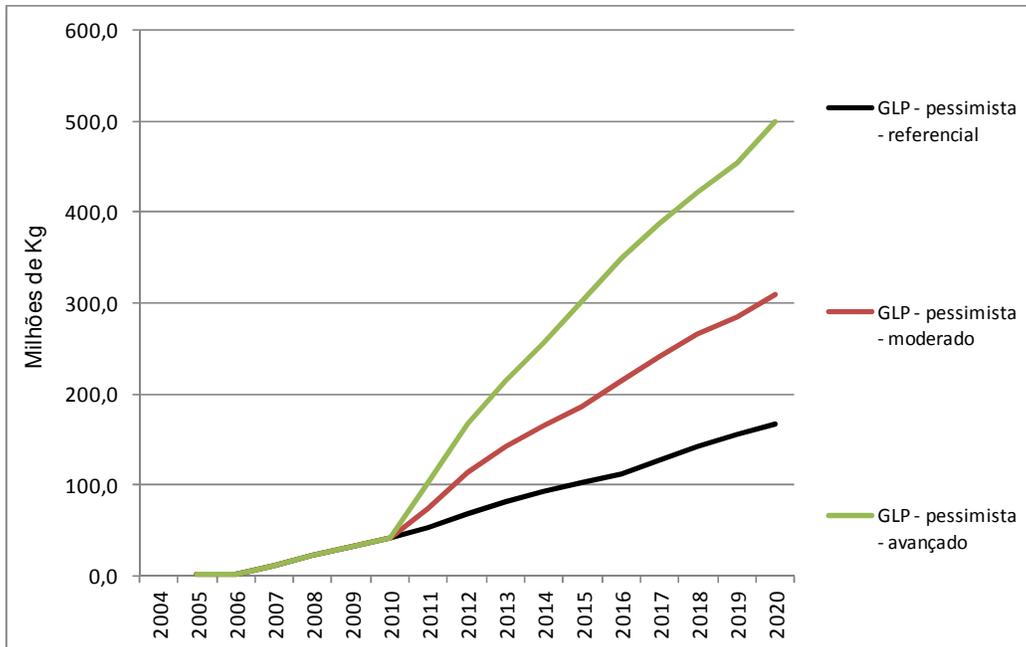


Figura 6.10 - Projeção de consumo evitado de GLP pela introdução de gás natural nos setores residencial e terciário de pequeno porte no cenário pessimista no período 2011-2020 no Peru

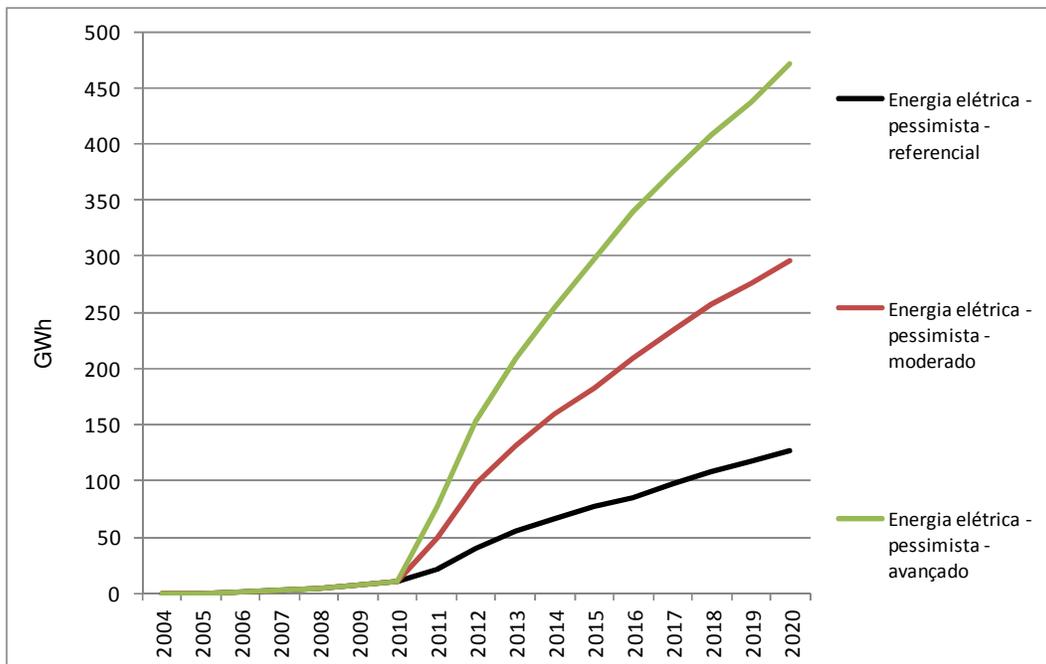


Figura 6.11 - Projeção de consumo evitado de energia elétrica pela introdução de gás natural nos setores residencial e terciário de pequeno porte no cenário pessimista no período 2011-2020 no Peru

6.5.4 Projeções no cenário tendencial: alternativas referencial, moderado e avançado

Nesta seção são mostrados os resultados relativos às residências e instalações comerciais de pequeno porte que usariam gás natural no cenário tendencial. Os cálculos são baseados nas hipóteses de três cenários: tendencial referencial (R), moderado (M) e avançado (A).

A Figura 6.12 mostra as moradias e instalações comerciais de pequeno porte que utilizariam gás natural nos cenários tendencial referencial, moderado e avançado, no período 2011-2020 no Peru. As Figuras 6.13, 6.14 e 6.15 apresentam a projeção de consumo deste energético e o consumo evitado de GLP e eletricidade.

Como no cenário pessimista existe uma diferença significativa entre os cenários-tendencial referencial e tendencial-avançado, basicamente, porque no primeiro considerou-se a penetração de gás natural apenas no NSE A e parcialmente no NSE B. Porém, no cenário tendencial-avançado, considera-se como principal hipótese, para uma maior penetração de gás natural, o subsídio de 30% dos custos de conexão nos NSEs D e E. Assim, tem-se um maior uso deste energético em setores de baixa renda, que representam uma proporção importante da população.

Assim, no cenário tendencial-referencial, estima-se que 72,5 mil residências e instalações comerciais de pequeno porte utilizem gás natural em 2011 e 420 mil em 2020. A projeção mostra um consumo deste energético de 67,4 milhões de m³ em 2011 e 248,7 milhões de m³ em 2020. Dessa forma, pela introdução de gás natural, teria-se um consumo evitado de 53,6 milhões kg de GLP em 2011 e 193,6 milhões kg em 2020. Para a eletricidade, em 2011, o consumo evitado seria de 21,6 GWh-ano e, em 2020, de 143,6 GWh-ano.

Já no cenário tendencial-avançado, estima-se que 392 mil residências e instalações comerciais de pequeno porte utilizem gás natural em 2011 e 2.583,4 mil em 2020. A projeção mostra um consumo deste energético de 143 milhões de m³ em 2011 e 770,7 milhões de m³ em 2020. Por conta da introdução de gás natural, teria-se um consumo evitado de 107 milhões kg de GLP em 2011 e 564,4 milhões kg em 2020. Para a eletricidade, em 2011, o consumo evitado seria de 154,3 GWh-ano e, em 2020, de 1022 GWh-ano.

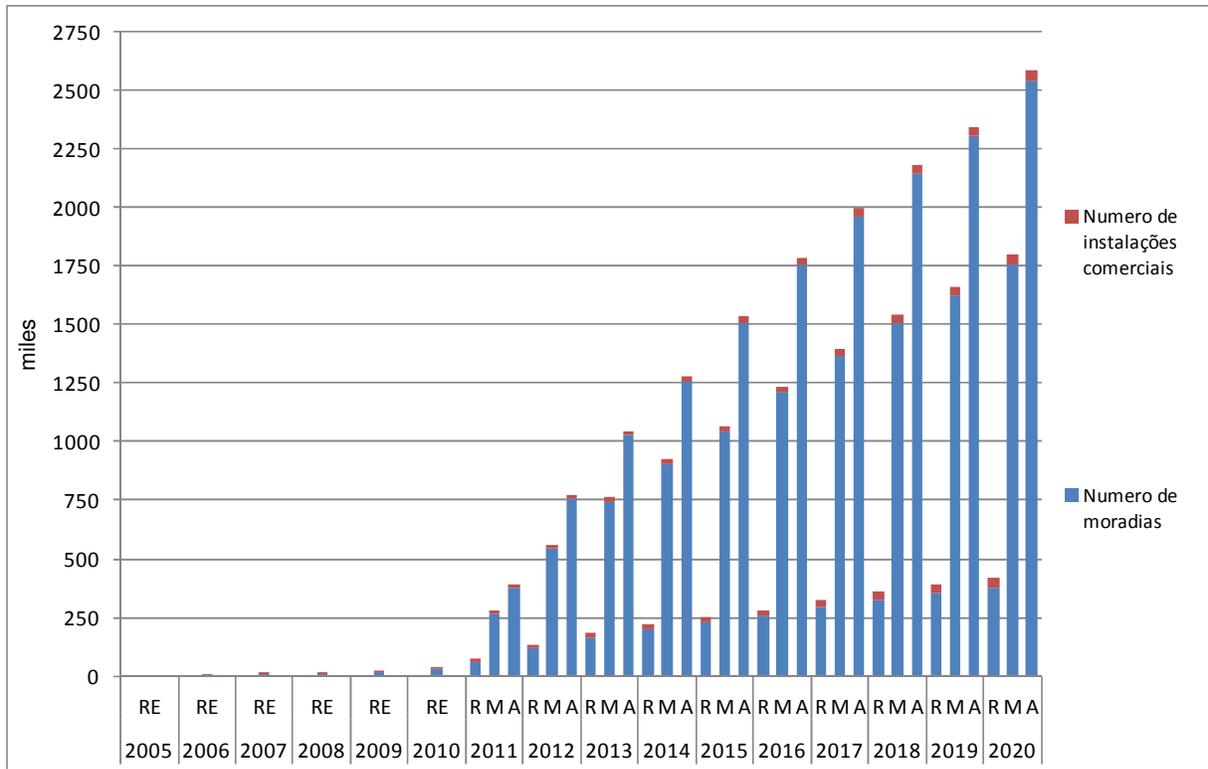


Figura 6.12 – Número de moradias e instalações comerciais de pequeno porte que usariam gás natural no cenário tendencial no período 2011-2020 no Peru

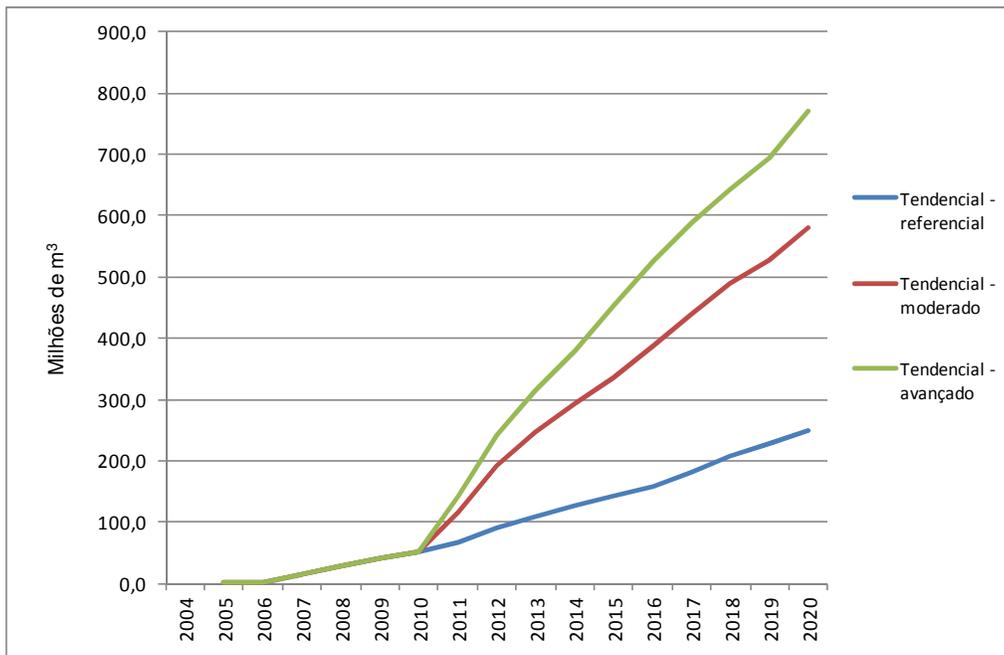


Figura 6.13 - Projeção de consumo de gás natural nos setores residencial e terciário de pequeno porte no cenário tendencial no período 2011-2020 no Peru

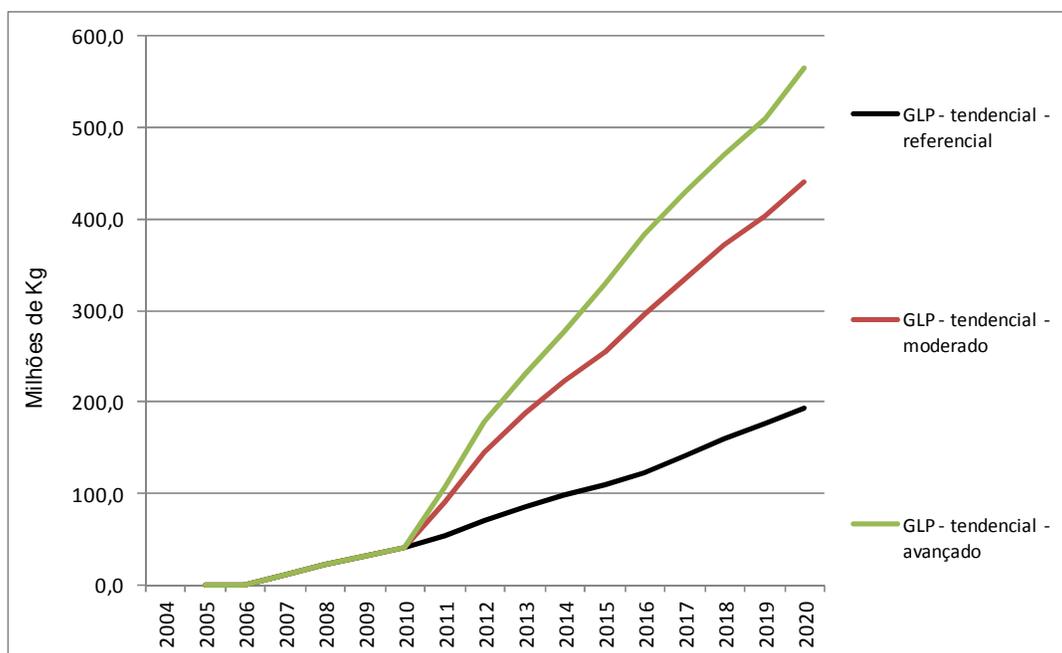


Figura 6.14 - Projeção de consumo evitado de GLP pela introdução de gás natural nos setores residencial e terciário de pequeno porte no cenário tendencial no período 2011-2020 no Peru

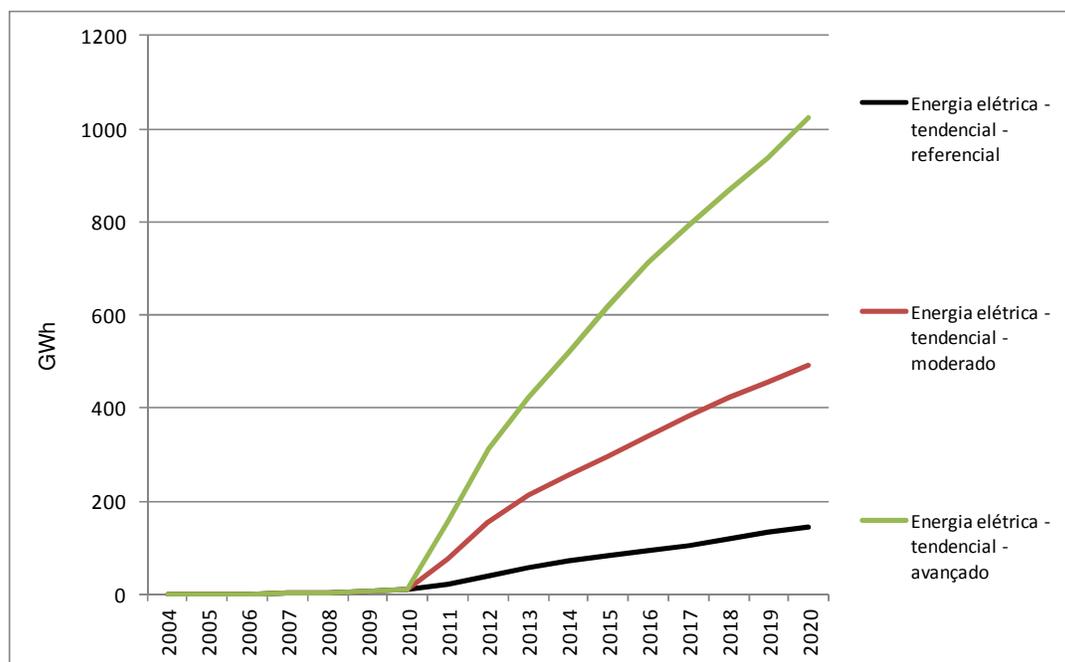


Figura 6.15 - Projeção de consumo evitado de energia elétrica pela introdução de gás natural nos setores residencial e terciário de pequeno porte no cenário tendencial no período 2011-2020 no Peru

6.5.5 Projeções no cenário otimista: alternativas referencial, moderado e avançado

Nesta seção são apresentados os resultados referentes às residências e instalações comerciais de pequeno porte que utilizariam gás natural no cenário otimista, da mesma forma que a projeção de consumo deste energético e consumos evitados de GLP e eletricidade. Os cálculos são baseados nas hipóteses de três cenários: otimista referencial (R), moderado (M) e avançado (A).

A Figura 6.16 apresenta as moradias e instalações comerciais de pequeno porte que usariam gás natural nos cenários otimista referencial, moderado e avançado, no período 2011-2020 no Peru. As Figuras 6.17, 6.18 e 6.19 mostram a projeção de consumo de gás natural e o consumo evitado de GLP e eletricidade.

No cenário otimista-moderado estima-se que 361,1 mil residências e instalações comerciais de pequeno porte usem gás natural em 2011 e 2.404 mil em 2020. A projeção indica um consumo deste energético de 138,4 milhões de m³ em 2011 e 777,5 milhões de m³ em 2020. Através da introdução de gás natural, teria-se um consumo evitado de 103,3 milhões kg de GLP em 2011 e 564,2 milhões kg em 2020; para a eletricidade, seria de 54,4 GWh-ano e, em 2020, de 1066,9 GWh-ano.

Como nos cenários pessimista e tendencial, existe uma diferença significativa entre o otimista-referencial e o otimista-avançado, basicamente, porque no primeiro considerou-se a penetração de gás natural apenas no NSE A e parcialmente no NSE B. Contudo, no cenário otimista-avançado, tem-se como principal hipótese, para uma maior penetração de gás natural, o subsídio de 60% dos custos de conexão nos NSEs D e E. Da mesma forma, a continuação de políticas, como a eliminação do imposto municipal para diminuir o custo de conexão em 20% e o acesso a financiamento apenas com o contrato de fornecimento elétrico, torna possível a massificação do uso de gás natural.

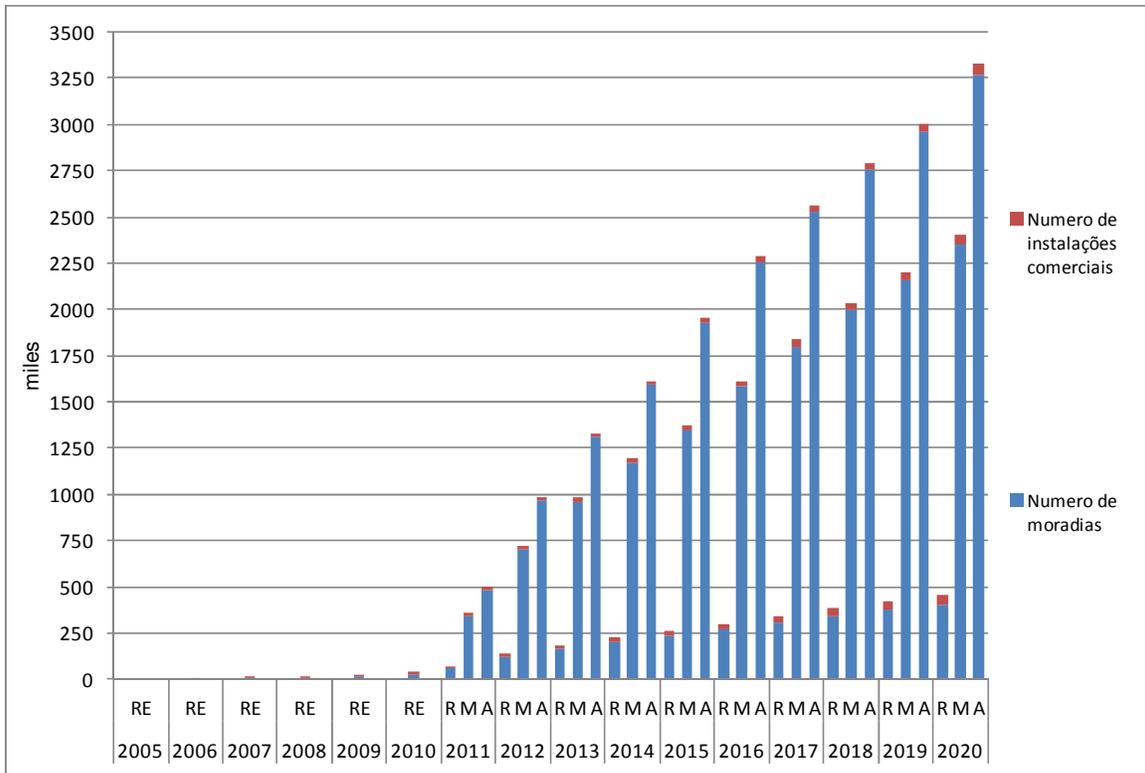


Figura 6.16 – Número de moradias e instalações comerciais de pequeno porte que usariam gás natural no cenário otimista no período 2011-2020 no Peru

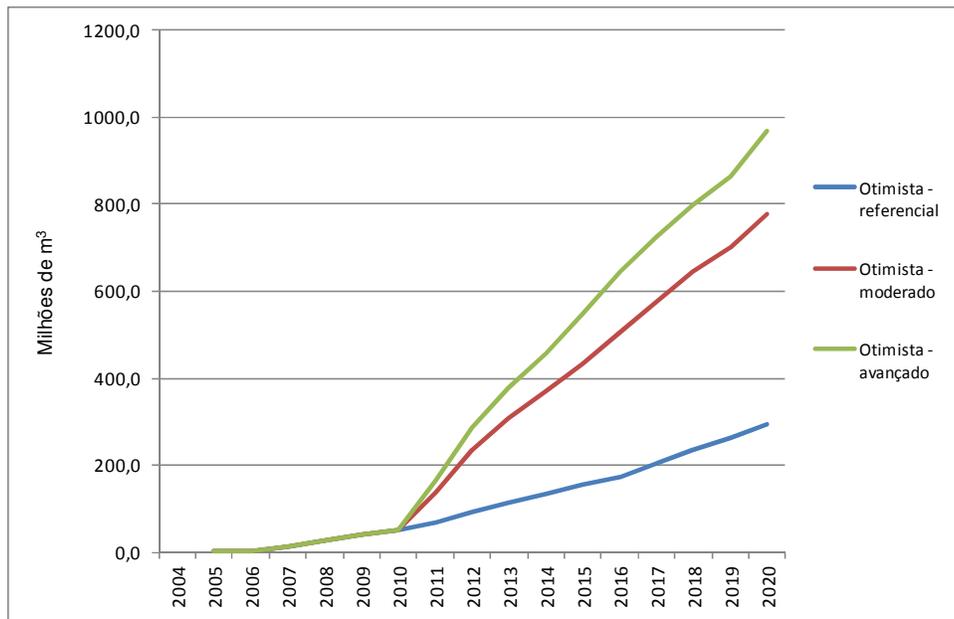


Figura 6.17 - Projeção de consumo de gás natural nos setores residencial e terciário de pequeno porte no cenário otimista no período 2011-2020 no Peru

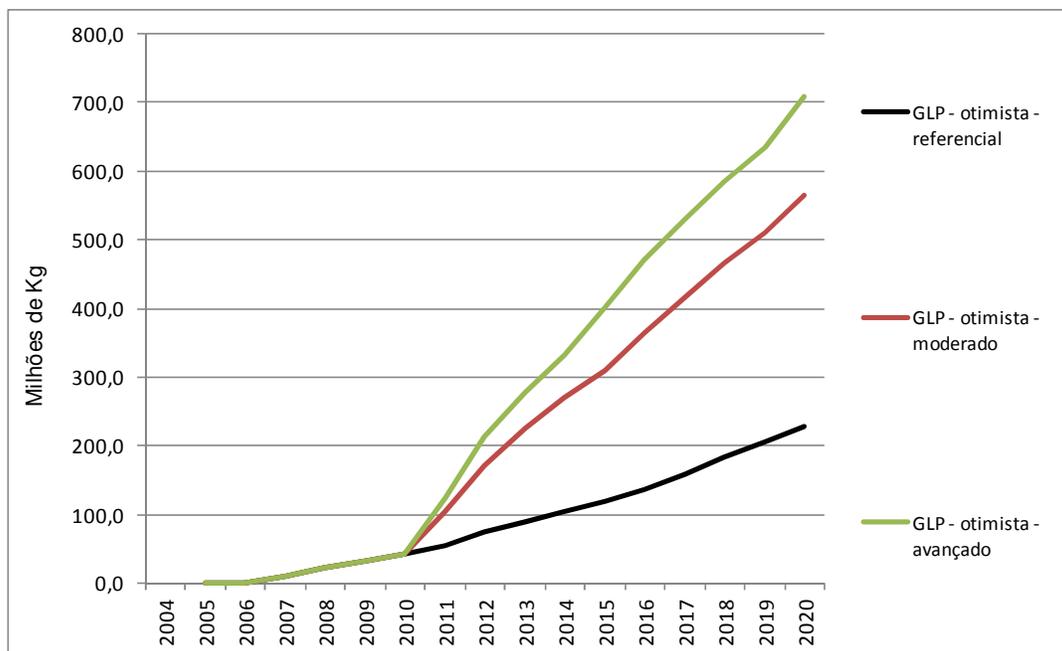


Figura 6.18 - Projeção de consumo evitado de GLP pela introdução de gás natural nos setores residencial e terciário de pequeno porte no cenário otimista no período 2011-2020 no Peru

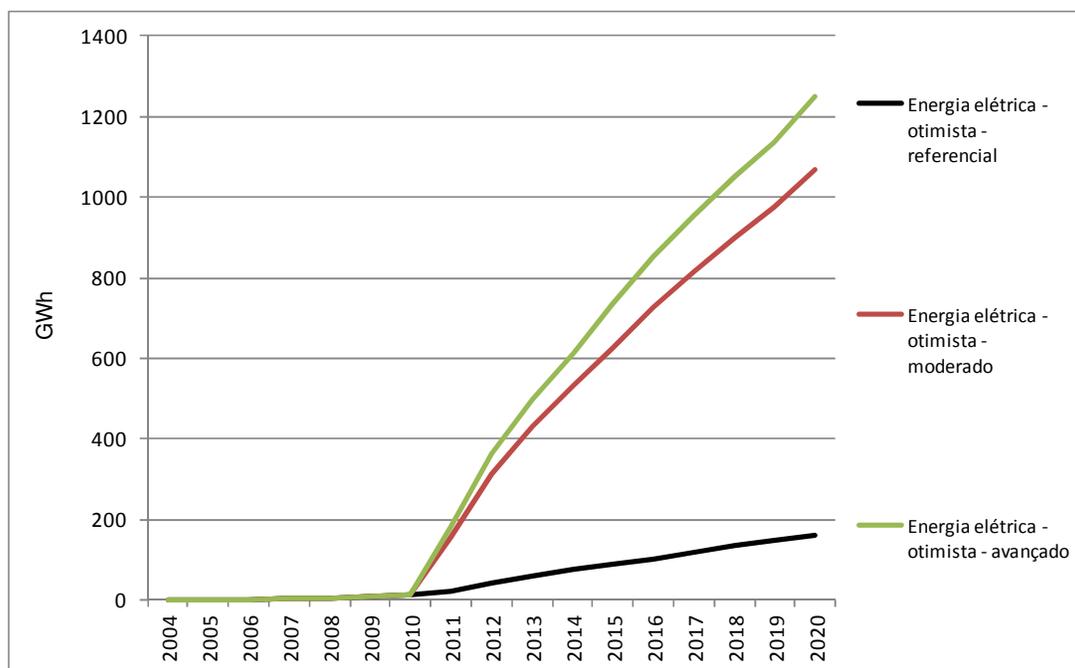


Figura 6.19 - Projeção de consumo evitado de energia elétrica pela introdução de gás natural nos setores residencial e terciário de pequeno porte no cenário otimista no período 2011-2020 no Peru

6.6 Conclusões preliminares

O setor residencial é o segundo maior consumidor de energia no Peru. Neste setor o maior consumo de energia é de lenha (45,5%), principalmente para cocção, seguido pela eletricidade (28,4%) e GLP (17,1%). Porém, o combustível mais usado para cocção é o GLP (57,2%), acompanhado pela lenha (31,1%) e querosene (3,0%). O fato de o consumo da lenha, em termos de quantidade de energia, ter uma maior representação comparada à quantidade de usuários, pode ser explicado pela sua baixa eficiência quando usada para cocção (10%). A população urbana utiliza, em sua maioria, GLP (74,0%) e lenha (15,8%); já a rural utiliza preferencialmente lenha (78,2%) e dejetos animal e yareta (14,7%).

Nos próximos anos, o desenvolvimento das redes de gás natural no Peru será orientado principalmente para atender a demanda dos grandes centros urbanos. A penetração de gás natural no setor residencial estará dirigida basicamente à substituição do GLP e no caso do setor terciário de pequeno porte para a substituição do GLP e óleo Diesel.

A análise econômica mostra que a mudança de combustível GLP para gás natural nas residências é mais viável nos setores A e B, tendo maiores dificuldades nos setores C, D e E. Quanto à substituição da lenha e querosene, esta seria menos viável economicamente. No caso destes últimos setores, isto acontece principalmente pelos altos custos de instalação das redes de gás natural, baixa renda e menor consumo de energia. Porém, nas áreas de desenvolvimento do gás, apenas 15,9% das famílias pertencem aos setores A e B, sendo pequeno o potencial econômico de uso deste energético neste setor. Em relação ao setor terciário de pequeno porte, o consumo do gás estaria limitado só pela pronta chegada das redes de distribuição de gás.

No caso do setor residencial, o estudo mostra que, desde uma visão de viabilidade econômica, teria-se dificuldade para uma massificação de uso de gás natural. Em vista disso, serão necessárias políticas de fomento e aspectos regulatórios para sua maior utilização, como discutido nos cenários deste capítulo, estes poderiam ser: eliminação ou redução dos impostos municipais (20%) nos custos de conexão à rede de gás; acesso a financiamento do custo de conexão de gás, tendo como requisito principal só a estatística de pagamento da eletricidade; restrições na utilização de querosene; para uma maior penetração do gás, um subsídio de 30% ou 60% do custo de conexão pode ser aplicado para os setores D e E; maior investimento na expansão das redes de distribuição de gás.

7 OPORTUNIDADES E ALTERNATIVAS DE USO DE GÁS NATURAL NO SETOR INDUSTRIAL E TERCIÁRIO DE GRANDE PORTE

Nos últimos dez anos, o consumo de energia no setor industrial no Peru teve um crescimento médio anual de 4,9 %, tendo como fontes energéticas mais usadas a eletricidade, o óleo combustível, o carvão mineral, o gás natural, o óleo Diesel e o GLP, os quais têm uma participação no consumo total de 25,8%, 19,6%, 18,2%, 16,3%, 12,1% e 7,2%, respectivamente. O consumo de gás natural no setor industrial, nos últimos três anos, teve um aumento significativo, basicamente por conta de contratos com sete empresas chamadas “clientes iniciais” do projeto Camisea.

Na revisão da literatura técnica realizada para este capítulo, foram encontrados trabalhos relacionados com a estimativa do uso potencial de gás natural no setor industrial e terciário. Lemar (2001) estimou o impacto das políticas públicas e programas de incentivos para um maior uso da cogeração no setor industrial nos Estados Unidos, o estudo considera o gás natural e a biomassa como combustíveis e utiliza como referencia fatores de penetração da cogeração obtidas anteriormente com o PURPA. Soares et al. (2004) estimaram o potencial técnico e econômico da cogeração na indústria química no Brasil a partir do uso de gás natural e analisaram os impactos de políticas de incentivo sobre a viabilidade econômica deste potencial. Szklo et al. (2004) estimaram o potencial técnico da cogeração no setor hospitalar no Brasil usando gás natural como combustível, para este trabalho foi determinado inicialmente, o consumo médio de energia nos hospitais em função de seu porte e nível de conforto. Schwob et al. (2009) calcularam o uso potencial de gás natural na industria cerâmica no Brasil, visando, principalmente a substituição do uso da lenha por gás natural, incluindo a cogeração.

O gás natural no setor industrial e terciário de grande porte no Peru tem, ainda, um potencial de maior uso, especialmente na substituição de energéticos como o óleo combustível, o óleo Diesel e o carvão mineral. Junto com a troca de combustíveis pelo gás natural nestes setores, tem-se a oportunidade de uso de tecnologias mais eficientes como a cogeração, que se apresenta como uma alternativa para baixar os custos de produção e, ainda, ter a possibilidade de venda de energia elétrica.

7.1 Tecnologias dedicadas ao uso de gás natural no setor industrial e terciário de grande porte

Os consumos energéticos no setor industrial e no setor terciário de grande porte estão orientados a satisfazer as demandas de eletricidade, calor e frio. Porém, a solução tecnológica tem uma forte dependência da quantidade de consumo energético e de sua viabilidade econômica, então, em função disto, tem-se três tipos de alternativas tecnológicas:

- Sistemas de cogeração: sua utilização usualmente ocorre em estabelecimentos industriais e comerciais com demandas substanciais de eletricidade, calor ou frio, e, também, com a combinação de todas estas;
- Sistemas de produção de calor – caldeiras ou fornos: sua utilização se dá em estabelecimentos indústrias ou comerciais com importantes demandas de calor e pouca demanda de eletricidade;
- Sistemas de produção de frio – *chillers* de absorção: seu emprego ocorre em instalações industriais e comerciais com importantes demandas de frio e pouca demanda de eletricidade.

7.1.1 Sistemas de cogeração

Nos sistemas de cogeração a energia empregada para gerar energia elétrica e energia térmica é inferior à utilizada nos sistemas convencionais de sua produção de forma separada. Em uma termelétrica convencional, dos 100% de energia contida no combustível, em torno de 33 % converte-se em energia elétrica, o resto perde-se através do condensador, gases de escape, perdas mecânicas e perdas elétricas por transformação. Já nos sistemas de cogeração, consegue-se aproveitar até 85% da energia contida no combustível para a geração de energia elétrica e calor de processo. A Figura 7.1 mostra uma comparação da geração de energia elétrica e energia térmica através de sistemas convencionais e de cogeração.

Os sistemas de cogeração são geralmente classificados pelo tipo de equipamento gerador de energia elétrica usado no sistema, ou seja:

- Cogeração com turbina a vapor;
- Cogeração com turbina a gás;

- Cogeração com motor alternativo.

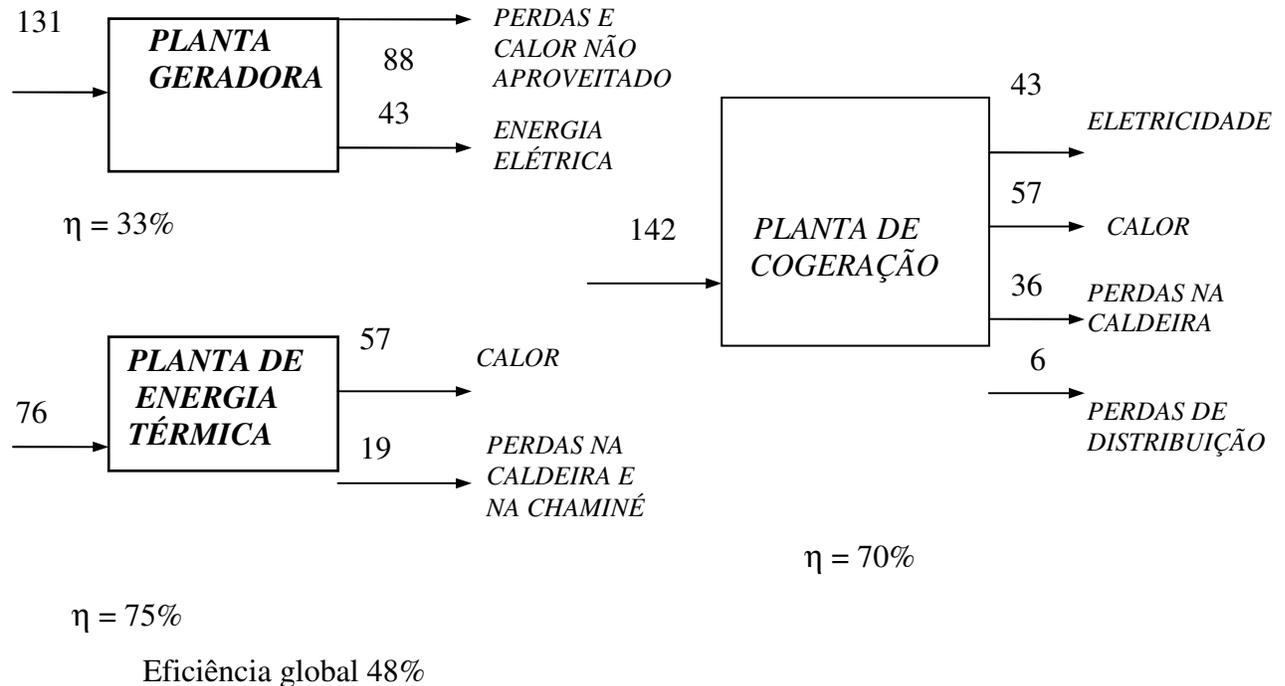


Figura 7.1 - Sistema convencional versus cogeração

Fonte: CONAE (1999)

7.1.1.1 Cogeração com turbina a vapor

Neste sistema, a energia mecânica é obtida através de uma turbina pela expansão de vapor de alta pressão gerado em uma caldeira convencional. Segundo CONAE (1999), o rendimento térmico é menor do que na turbina a gás, porém a eficiência global do sistema é mais alta do que um sistema com turbina a gás.

O sistema opera em ciclo Rankine, em sua forma básica, ou em suas versões melhoradas, com reaquecimento e regeneração. Segundo EDUCOGEN (2001), a maior parte da capacidade de geração instalada no mundo desde o início dos anos 1900 baseia-se em sistemas deste tipo.

As turbinas a vapor são divididas em: turbinas de contrapressão e turbinas de extração/condensação. Nas turbinas de contrapressão o vapor que sai da turbina é enviado diretamente ao processo, não há presença de condensador. A pressão do vapor que sai da turbina depende das necessidades da carga térmica. Também é possível extrair vapor de estágios

intermédios da turbina, a uma pressão apropriada para a carga térmica, conforme ilustrado na Figura 7.2.

Segundo EDUCOGEN (2001), as turbinas de contrapressão têm as seguintes vantagens:

- ConFiguração simples com poucos componentes;
- Os altos custos dos estágios de baixa pressão da turbina são evitados;
- Baixo custo de capital;
- Não necessitam de água de resfriamento;
- Eficiência total alta, porque não tem rejeição de calor ao meio ambiente através de um condensador.

Ainda conforme EDUCOGEN (2001), as turbinas de contrapressão têm as seguintes desvantagens:

- A turbina a vapor é maior para a mesma potência de saída, porque esta opera para diferenças menores de entalpia do vapor;
- A vazão do fluxo de massa do vapor através da turbina depende da carga térmica. Então, a eletricidade gerada pelo vapor é controlada pela carga térmica.

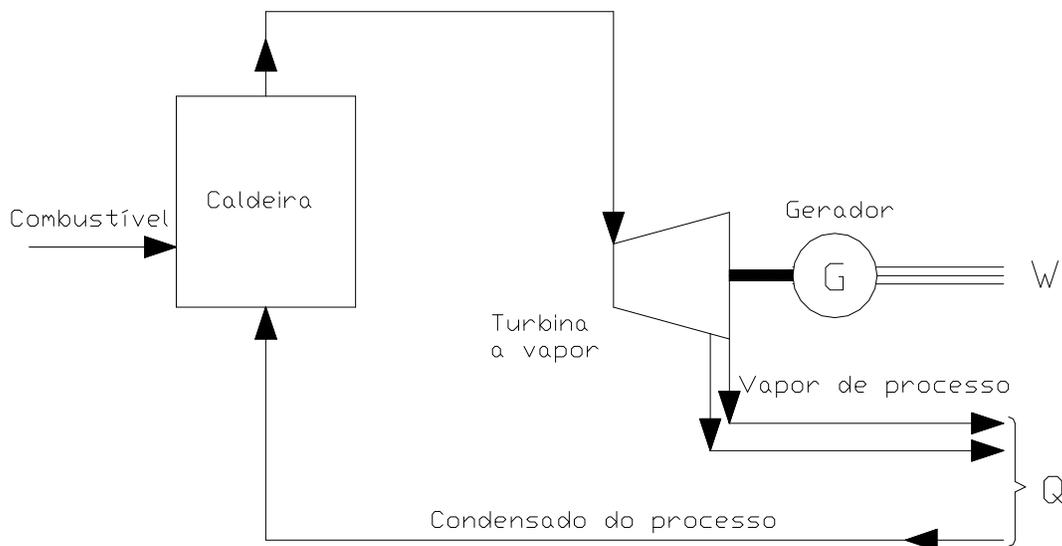


Figura 7.2 - Cogeração com turbina a vapor de contrapressão

Na turbina de extração/condensação uma parte do vapor pode ser extraída em um ou em vários pontos da turbina (estágios), antes da saída para o condensador, obtendo-se deste modo, vapor para processo em várias pressões, enquanto o resto do vapor se expande até a saída do condensador (Figura 7.3). Em comparação aos sistemas de contrapressão, os sistemas de extração/condensação têm um alto custo de capital e costumam apresentar uma eficiência total inferior (EDUCOGEN, 2001).

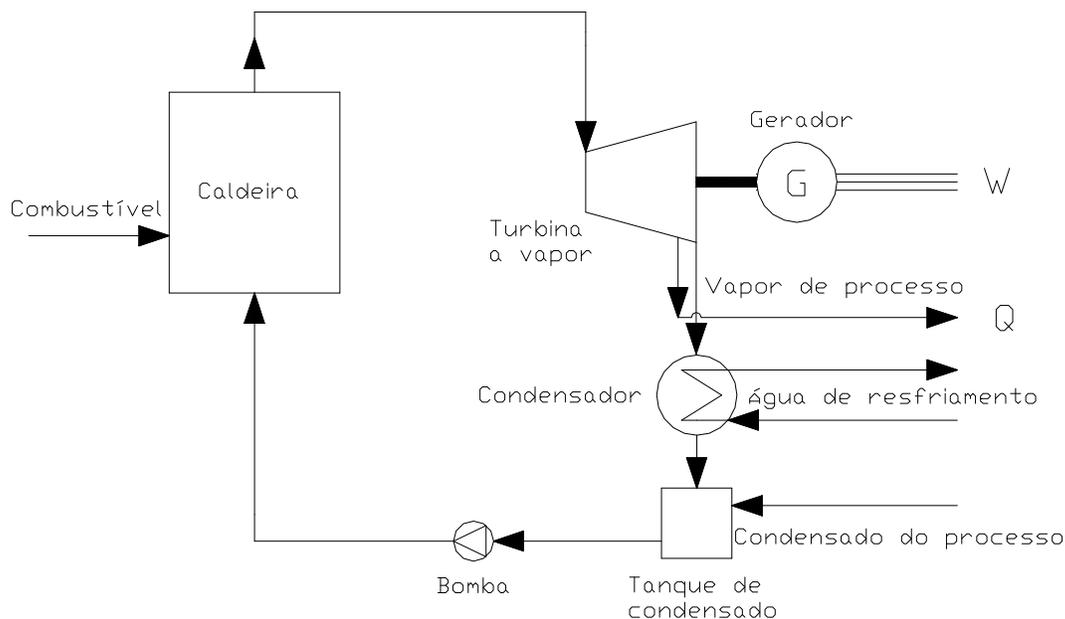


Figura 7.3 - Cogeração com turbina a vapor de extração/condensação

7.1.1.2 Cogeração com turbina a gás

Segundo Sala (1994), o primeiro intento sério de fabricar uma turbina a gás (TG) em escalas industriais teve lugar em princípios do século passado. Em 1905, uma companhia inglesa fabricou uma TG de 400 CV com uma relação de compressão de 4,8:1, funcionando a 4250 r.p.m. Porém, o maior avanço na tecnologia das TGs ocorreu ao final da II Guerra Mundial.

Neste sistema, o combustível é queimado em uma câmara de combustão, na qual os gases gerados são introduzidos na turbina para converterem-se em energia mecânica que poderá ser transformada em energia elétrica através de um gerador. Os gases de escape têm uma temperatura de 400 a 650°C. Estes gases são relativamente limpos e podem ser utilizados diretamente em

processos posteriores. Os gases de escape, devido à sua alta temperatura, são empregados para produzir outro fluido quente, como vapor ou água quente, conforme mostrado na Figura 7.4.

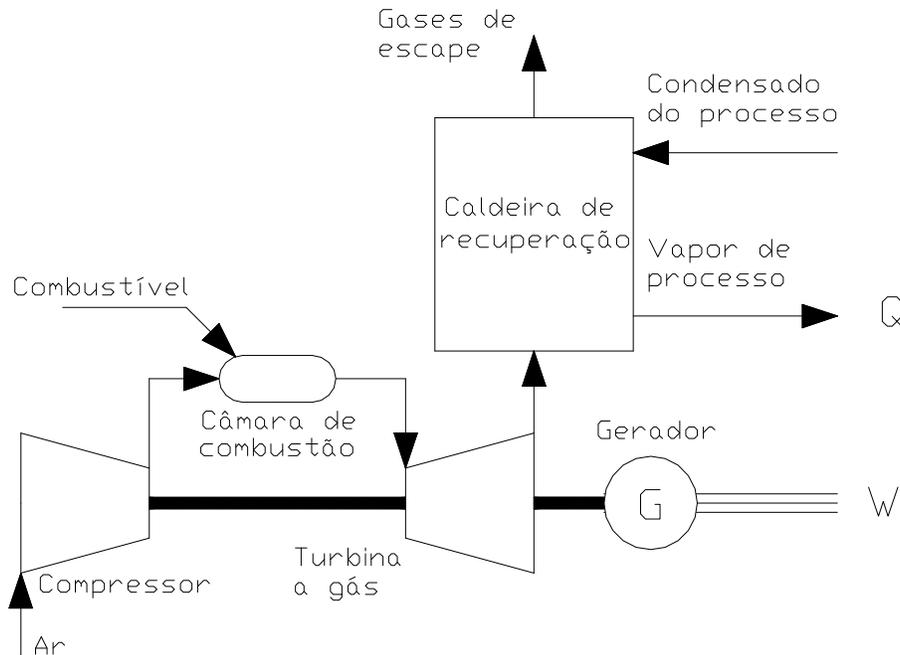


Figura 7.4 - Cogeração com turbina a gás

7.1.1.3 Cogeração com Motor Alternativo

Os motores alternativos têm altas eficiências, estão disponíveis em uma variedade de capacidades (75 kW – 50 MW) e podem usar uma variedade de combustíveis gasosos e líquidos. Estas características têm feito deles a primeira alternativa para aplicações de cogeração no setor público, comercial e residencial, assim como no setor industrial quando são requeridas baixas ou médias capacidades (EDUCOGEN, 2001).

Segundo a CONAE (1999), este sistema produz a maior geração elétrica por unidade de combustível consumido, 34% a 40%, embora os gases residuais sejam de baixa temperatura. Porém, nos processos em que se pode adaptá-los, a eficiência de cogeração alcança valores semelhantes aos das turbinas a gás. Com os gases residuais pode-se produzir vapor ou água quente, conforme ilustrado na Figura 7.5.

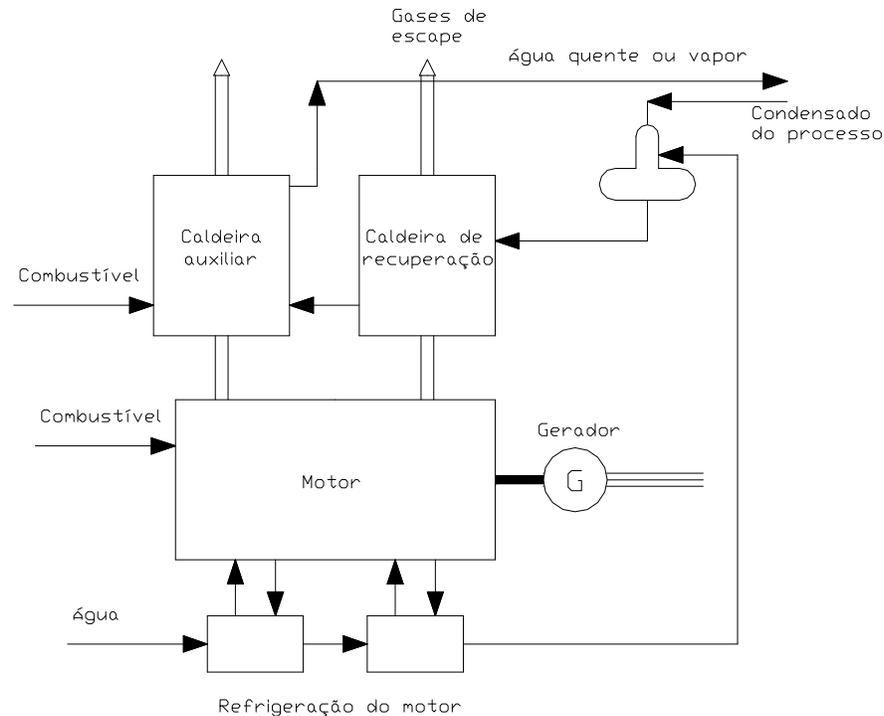


Figura 7.5 - Cogeração com motor alternativo

7.1.1.4 Metodologia para a seleção do sistema de cogeração

a. Mapa energético do centro consumidor

Segundo Balestieri (2002), as estratégias de operação admitidas para centrais de cogeração, de um modo geral, resumem-se no atendimento da demanda térmica (paridade térmica), no atendimento da demanda eletromecânica (paridade elétrica) e no despacho econômico.

Definem-se, como centros consumidores, a instalação industrial ou o centro de serviços que têm consumo de energia elétrica e energia térmica para seus processos de produção ou serviço, e que são aptos para um estudo de pré-viabilidade de cogeração (CONAE, 1999). Tal centro é caracterizado por possuir dois tipos de demandas energéticas: um consumo elétrico e uma demanda de calor útil para satisfazer suas necessidades. A Figura 7.6 representa a situação do centro consumidor em um ponto no qual é informada a necessidade de energia elétrica e de calor útil para o processo. O mapa energético inclui duas linhas que contém os pontos indicados como A e D, e como B e C. As duas linhas correspondem a duas tecnologias de cogeração com relação

à produção de calor e eletricidade em uma condição maior e menor que o requerido pelo centro consumidor, respectivamente. Os pontos previamente mencionados podem representar pontos de operação da planta de cogeração.

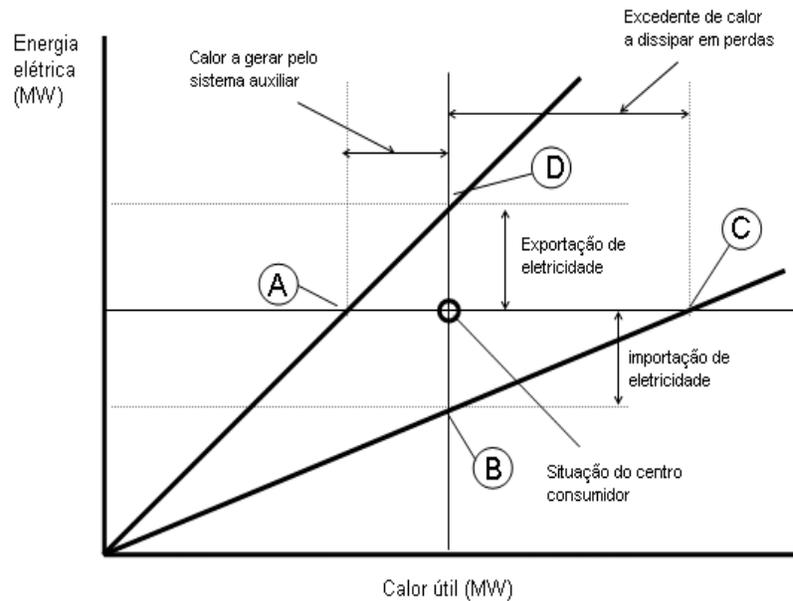


Figura 7.6 - Mapa energético do centro consumidor

Na Figura 7.6 são analisados quatro casos possíveis de acontecer:

- Ponto A: Paridade elétrica com requerimento de um sistema auxiliar para a geração de calor útil; o sistema de cogeração atende a demanda elétrica, mas não produz a energia térmica requerida, o que torna necessário gerar a diferença por um sistema auxiliar.
- Ponto B: Paridade térmica com importação de eletricidade; é a situação da planta de cogeração na qual a demanda térmica do centro está atendida, mas é necessário comprar eletricidade da rede, já que o sistema implementado não produz o suficiente.
- Ponto C: Paridade elétrica com desperdício de energia térmica; este é o caso menos desejável, já que, embora a demanda elétrica esteja satisfeita, é produzido mais calor do que o centro consumidor necessita, então, se não for comercializada, esta energia térmica é perdida.
- Ponto D: Paridade térmica com exportação de eletricidade; neste caso, obtém-se o calor útil ou energia térmica necessária para o centro consumidor, mas se produz uma

quantidade de eletricidade maior que a demandada, possibilitando a venda de eletricidade à rede.

b. Relação calor e eletricidade (Q/E)

A seleção da máquina motriz depende dos perfis térmicos e elétricos (potência) requeridos pelo usuário final e da relação simultânea desses perfis. Para a obtenção da máxima capacidade do equipamento com o mínimo desperdício de energia, faz-se necessário adequar da forma mais próxima possível, a relação calor rejeitado/trabalho produzido pela máquina. Frequentemente, exceto algumas situações em que prevalece a lógica econômica, opera-se em paridade térmica com as necessidades do processo, porque a rede elétrica atua, para a instalação de cogeração, como um sistema de armazenamento (GUARINELO, 1997).

Pequenas razões calor / trabalho indicam a necessidade de uma máquina com alta eficiência no eixo, de 30 a 45% (energia no eixo/combustível fornecido). O motor alternativo é ideal para cumprir tais requerimentos; além disso, seu rejeito térmico é recuperável como água a 80 °C. Valores médios da razão calor / trabalho podem ser obtidos de turbinas a gás, que possuem baixas eficiências no eixo. Turbinas menores, por exemplo, têm eficiência de 20 a 25%, sendo uma parte considerável da energia do combustível liberada na exaustão. Relações altas calor / trabalho, obtidas de várias configurações de turbinas a vapor, fazem essa máquina motriz altamente flexível para altas demandas térmicas. A Tabela 7.1 mostra a relação Q/E para os diferentes tipos de tecnologias discutidas anteriormente.

Tabela 7.1 - Relação calor e eletricidade

Tipo	Calor disponível para processo	Relação calor / eletricidade	Combustíveis comuns
Turbina a vapor	120 °C a 400 °C	2 a 30	sólidos, destilados do petróleo, gasosos, residuais
Turbina a gás	120 °C a 500 °C	1,2 a 4	gasosos e destilados do petróleo
Motor alternativo	80 °C a 250 °C	0,8 a 2	gasosos e destilados do petróleo

Fonte: adaptado de CONAE (1999)

7.1.2. Sistemas de produção de frio – *chillers* de absorção

O sistema de absorção foi patenteado nos Estados Unidos em 1860 pelo francês Ferdinand Carré (STOECKER e JONES, 1985). O ciclo de refrigeração por absorção é similar, em certos aspectos ao ciclo de compressão de vapor. Esses ciclos têm o evaporador, a válvula de expansão e o condensador como componentes comuns, e a diferença é que o compressor é substituído por um gerador, um trocador de calor, uma bomba de solução e um absorvedor.

O sistema de absorção mais utilizado nas aplicações de climatização utiliza, como mistura refrigerante – absorvente, o par brometo de lítio – água, enquanto, para produzir frio a baixa temperatura em aplicações de refrigeração de alimentos e produção de gelo, usa-se a mistura de amônia – água (DA – WEN SUN, 1997).

O Sistema de refrigeração por absorção (SRA) está atraindo muito interesse. Primeiro, porque um ciclo de refrigeração por absorção pode ser acionado por fontes de calor de baixa temperatura, e, portanto, pode fornecer um modo de converter calor residual em refrigeração aproveitável; segundo, porque é facilmente evitado o uso de refrigerantes CFC e o consequente dano ambiental (APHORNRATANA e EAMES, 1995).

A Figura 7.7, mostra de um modo simplificado, os componentes de uma unidade de um estágio que usa, como mistura refrigerante, o par brometo lítio - água. A parte inferior se divide em dois componentes que são o evaporador e absorvedor. A parte superior se divide em gerador e condensador.

Para o trabalho do ciclo de refrigeração, o vapor refrigerante deve mudar de pressão entre os pontos 1 e 2. No ponto 1 o vapor refrigerante de baixa pressão e temperatura sai do evaporador para entrar no absorvedor. Do ponto 20 ao 21 o vapor refrigerante é absorvido pelo absorvente, esta absorção incrementa a quantidade de refrigerante na solução, porém dilui a solução à saída do absorvedor, ponto 21. Do ponto 21 ao 22 a solução é bombeada ao gerador, a solução diluída¹ passa por um trocador de calor, onde é pré-aquecida até o ponto 22. Do ponto 22 ao 23 a solução diluída entra no gerador, onde é adicionado calor. Do ponto 23 ao 24 quando o calor é adicionado, a solução ferve, em alta pressão e temperatura, o refrigerante sai do compressor térmico para o condensador no ponto 2, e, com a redução da quantidade de refrigerante na

¹ A solução tem maior conteúdo de água devido ao vapor de água (refrigerante) absorvido na solução; também pode-se dizer que a solução torna-se “fraca” no ponto 21.

solução, a mesma torna-se concentrada (ponto 24). Do ponto 24 ao 25 a solução concentrada² passa por um trocador de calor, onde é pré-resfriada até o ponto 25. Do ponto 25 ao 20 a solução concentrada passa por uma válvula para reduzir a pressão.

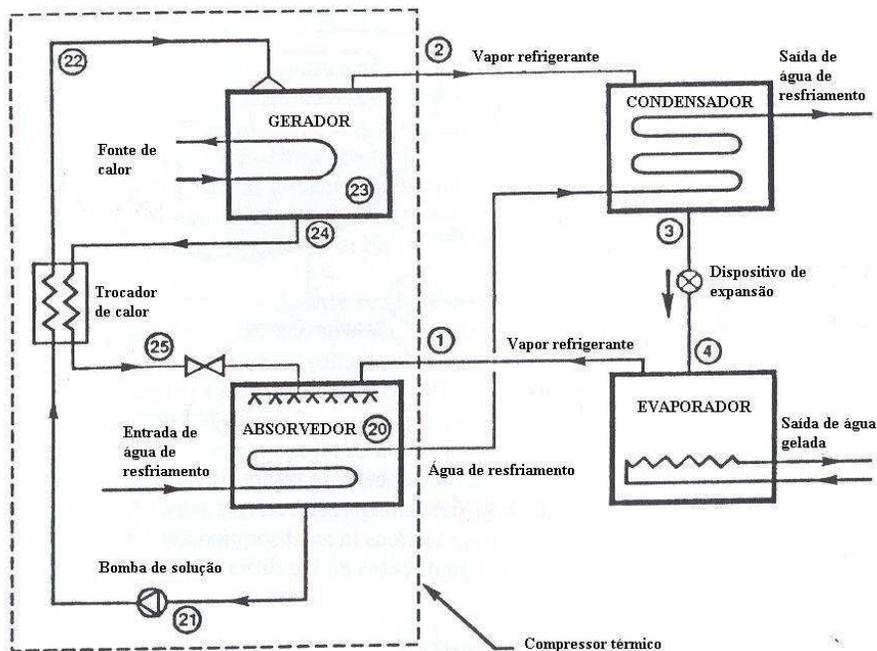


Figura 7.7 - Sistema de refrigeração por absorção

Fonte: Dorgan C. B. *et al.* (1995)

7.2 Experiências de uso de gás natural no setor industrial e terciário: ênfases em cogeração

7.2.1 Estados Unidos

Quando o presidente Carter assumiu a presidência dos Estados Unidos em 1977, o País ainda encontrava-se com alguns efeitos da crise do petróleo de 1973. Estes efeitos foram percebidos na subida rápida dos preços dos energéticos, a alta inflação, a estagnação da economia e a dependência de petróleo de outros Países (HIRSH, 1999). O presidente Carter, então, decidiu pedir aos especialistas um projeto de legislação para uma abrangente política energética.

² A solução tem menor conteúdo de água devido à fervura de parte da água da solução enviada ao evaporador na forma de vapor; também pode-se dizer que a solução torna-se “forte” no ponto 24.

Em 1978, o congresso aprovou o *National Energy Act (NEA)* que foi composto por cinco estatutos diferentes. O propósito geral do NEA era de garantir o crescimento sustentável da economia. O *Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA)* foi uma parte desta ambiciosa legislação. Segundo Zarnikau e Reilley (1996), os dois maiores assuntos da legislação foram a: (a) estimulação do uso racional de energia, e (b) redução da dependência do petróleo de outros Países.

Segundo a seção 201 do PURPA, as instalações de cogeração e as pequenas instalações de produção de energia que satisfizessem certos critérios técnicos e ao menos 50 % do capital do empreendimento fossem de produtores independentes eram definidas como geradores qualificados (*qualifying facilities – QFs*)³. A seção 210 do PURPA impôs às companhias elétricas americanas a compra de energia elétrica excedente dos autoprodutores e pequenos geradores que atendessem às qualificações estabelecidas (*QFs*). O PURPA estabeleceu que a venda de energia fosse a preço não discriminatório, baseado nos custos evitados de geração, isto é, uma tarifa equivalente à solicitada pela concessionária local nos seus projetos de expansão da oferta (custo marginal de longo prazo da concessionária). Além disso, os cogeradores e os pequenos geradores tinham garantido o atendimento emergencial de suas necessidades energéticas por parte do sistema centralizado.

No início, as reações ao PURPA por parte das empresas elétricas foram bastante negativas; na época, era questionada a legalidade das disposições e da aplicabilidade de vários dispositivos (WALTER, 1994). Algumas companhias e grupos regulatórios tentaram bloquear a implementação desta lei. A tarifa, interpretada como o custo marginal de longo prazo da concessionária, mostrou-se extremamente rentável no caso dos geradores qualificados⁴. Devido a isto, teve-se uma forte expansão da oferta de eletricidade por parte de novos geradores, foram instalados novos sistemas de cogeração, e o crescimento foi tanto que excedia o aumento da demanda, forçando, assim paralisações temporárias de usinas termelétricas.

³ No caso dos cogeradores, foram especificados níveis mínimos de eficiência na utilização efetiva da energia contida nos combustíveis queimados; no caso das fontes renováveis, bastava atender requisitos técnicos operativos do sistema.

⁴ Isto é explicado pelo fato de estes geradores não terem seus custos supervisionados pelo regulador. Como a sua tarifa está previamente fixada (em termos do custo evitado), e os custos não estão controlados (como ocorre com as concessionárias), toda redução de custos obtida pelo gerador independente aumenta sua lucratividade. O mesmo não ocorre no caso das concessionárias, porque, no seu regime tarifário (custo do serviço), a lucratividade é controlada, sendo toda redução de custo repassada para os consumidores sob a forma de menores tarifas.

A Figura 7.8 mostra a evolução da porcentagem de geração elétrica total devido a empresas que não são de serviços públicos. Pode-se perceber como nos primeiros anos do PURPA (1978 – 1983), a geração elétrica por autoprodutores ou cogeneradores, não aumentou. Isto foi devido ao fato de que, nesse tempo, como discutido acima, tinha-se uma polêmica sobre a legitimidade da lei. A Figura 7.8 também mostra a importância da ratificação do PURPA (1983), tendo visto que, após isto, a cogeração começou a ser viabilizada e, com isto, a geração elétrica por parte de empresas que não eram de serviços públicos aumentou.

No final da década de 1980 o governo americano revogou a obrigatoriedade das empresas concessionárias de comprarem energia elétrica excedente dos cogeneradores, impostas na seção 210 do PURPA. Além disso, suprimiu os critérios de qualificação e estabeleceu que o custo marginal passaria a ser apenas um referencial nas negociações com as concessionárias.

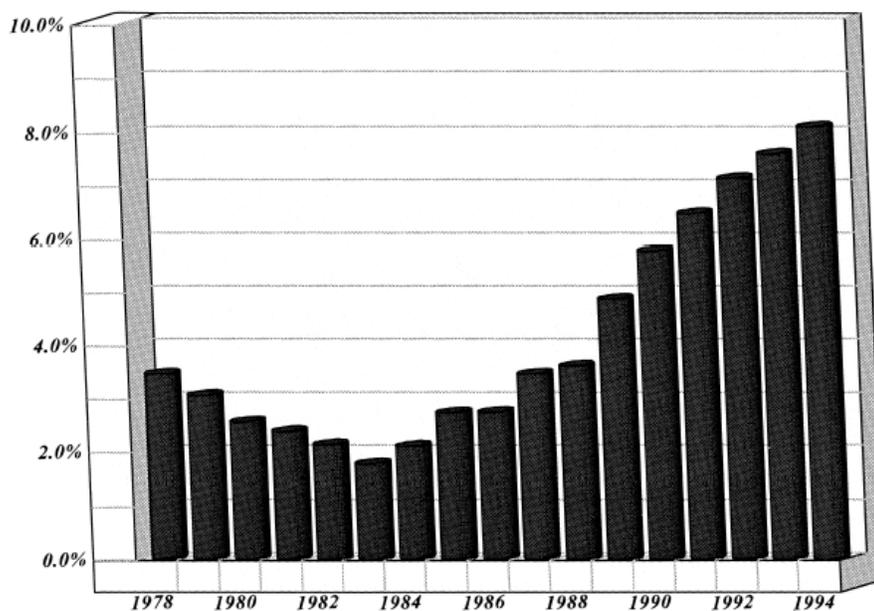


Figura 7.8 – Porcentagem de geração elétrica pertence empresas que não são de serviços públicos

Fonte: Dismukes e Kleit (1999)

Em 1992, o governo americano editou o *Energy Policy Act (EPA)*; esta legislação garante o acesso às redes de transmissão para os geradores independentes de eletricidade, permitindo, assim, que sua energia possa ser diretamente negociada com os grandes consumidores. O EPA também introduziu a diferenciação do porte do cogenerador, entre pequenos e grandes produtores.

Com isto, se tentou proteger o pequeno produtor de eventuais riscos mercadológicos ou de situações desfavoráveis e imprevistas.

Segundo Walter (1994), outra característica do período pós-reformulação do PURPA está associada ao dimensionamento das instalações de cogeração. Os sistemas de cogeração passaram a ser dimensionados para operar em paridade térmica, para assim maximizar o aproveitamento do insumo energético; antes disto os sistemas eram projetados para maximizar o montante de eletricidade repassado às concessionárias.

Em síntese, a implementação do PURPA estimulou o crescimento da cogeração, tendo visto que a potência instalada aumentou de 12 GW, em 1980, para 45 GW em 1995. Além disso, o PURPA também estimulou a criação de um mercado livre para a eletricidade. Porém, a partir de 1995, o ritmo de crescimento da cogeração parou devido às mudanças no mercado elétrico (USCHPA, 2001).

A cogeração é atualmente responsável por cerca de 12% da geração de eletricidade e compreende em torno de 9% (85 GW em quase 3.300 lugares) da potência instalada dos Estados Unidos (C2ES, 2011). Apenas 12% da potência instalada de cogeração encontram-se no setor terciário e público, estando a maior parte no setor industrial (C2ES, 2011). 73% dos sistemas de cogeração usam gás natural como combustível, e as turbinas a gás e sistemas de ciclo combinado dominam a potência instalada de cogeração, embora quase metade de todos os sistemas de cogeração existentes utilizem motores alternativos (estes são muito menores em termos de capacidade em comparação com outros usados) (C2ES, 2011).

7.2.2 Espanha⁵

Em pequena quantidade, a autoprodução tem existido desde sempre na indústria espanhola, embora a primeira regulamentação que pretendeu regular isto apareça como consequência da Lei sobre Conservação da Energia, a Lei 82/1980, de 30 de novembro de 1980. Essa lei era

⁵ O caso espanhol é estudado neste trabalho porque um dos indicadores utilizados para qualificar a instalação de cogeração é semelhante à legislação peruana. O REE (*“rendimiento eléctrico equivalente”* na Espanha e *“rendimiento eléctrico efectivo”* no Peru) é utilizado como uns dos indicadores em ambos países, mas com critérios diferentes. A ideia deste indicador é comparar a eficiência elétrica de uma instalação de cogeração com o rendimento de uma usina que só produz energia elétrica.

estritamente necessária, dado que até esse momento o autoprodutor não tinha direito a conectar-se ao sistema elétrico (SALA, 1994).

Além de outras importantes razões, o crescimento abrupto da autoprodução que ocorreu na Espanha foi como consequência do elevado diferencial de preço dos energéticos (preço da eletricidade / preço dos combustíveis). Isto permitiu que os substanciais investimentos que eram requeridos para os projetos de cogeração alcançassem rentabilidade elevada, sendo frequente tempos de retorno ao redor de três anos e incluso inferiores (FUTURE COGEN, 2001).

O desenvolvimento da cogeração deve-se também em parte aos incentivos recolhidos na regulação específica e em parte às ajudas derivadas do Plano de Economia e Eficiência Energética (PAEE). Trata-se de um programa concreto de atuações para o período de 1991-2000, que se estruturou para sua execução em quatro programas específicos: poupança, substituição, cogeração e energias renováveis (SANCHEZ, 1997).

A Figura 7.9 mostra a evolução da potência instalada e vendas de excedentes de eletricidade pela cogeração na Espanha. Segundo *Cogen España* (2011), desde 1985, os cogeneradores conseguiram instalar 874 usinas com uma potência instalada de 6 GW, em 2007. Neste ano, a participação da produção de eletricidade pela cogeração representou 11% do total, e quase 80% desta foi através do gás natural (Cogen España, 2011).

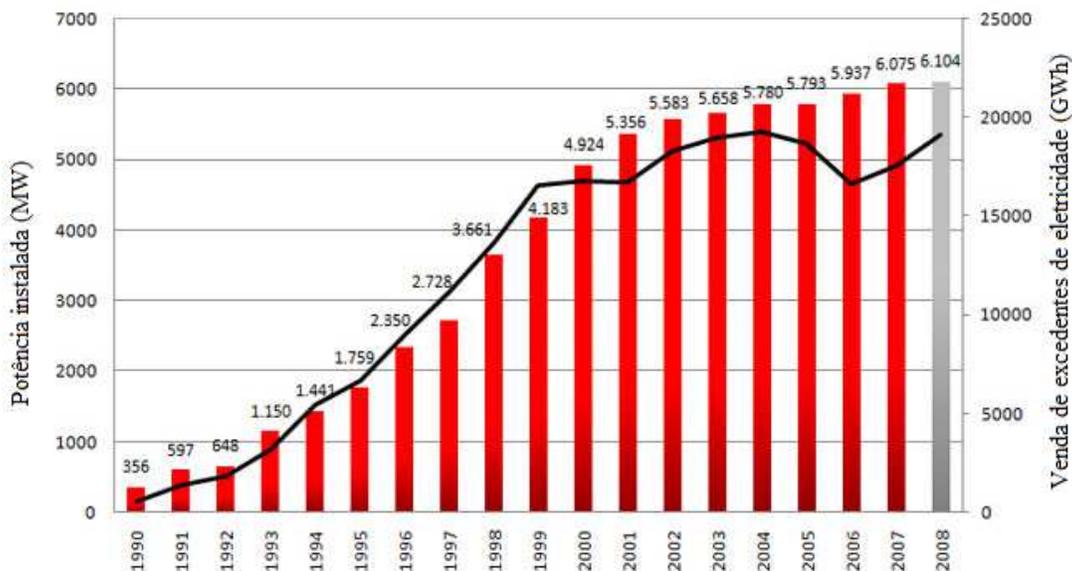


Figura 7.9 – Evolução da potencia instalada e vendas de excedentes de eletricidade pela cogeração na Espanha

Fonte: Cogen España (2011)

7.3 Estimativa do potencial de uso de gás natural no setor industrial e terciário de grande porte no Peru

Para a estimativa do potencial de uso de gás natural no setor industrial e terciário de grande porte no Peru é necessária uma metodologia de cálculo que considere as alternativas tecnológicas disponíveis e viabilidade econômica da conversão dos atuais processos produtivos para o gás natural. A Figura 7.10 mostra a metodologia usada para a estimativa do potencial de uso de gás natural no setor industrial e terciário de grande porte no Peru, sob diversas hipóteses, divididas em 12 cenários para os anos 2011-2020.

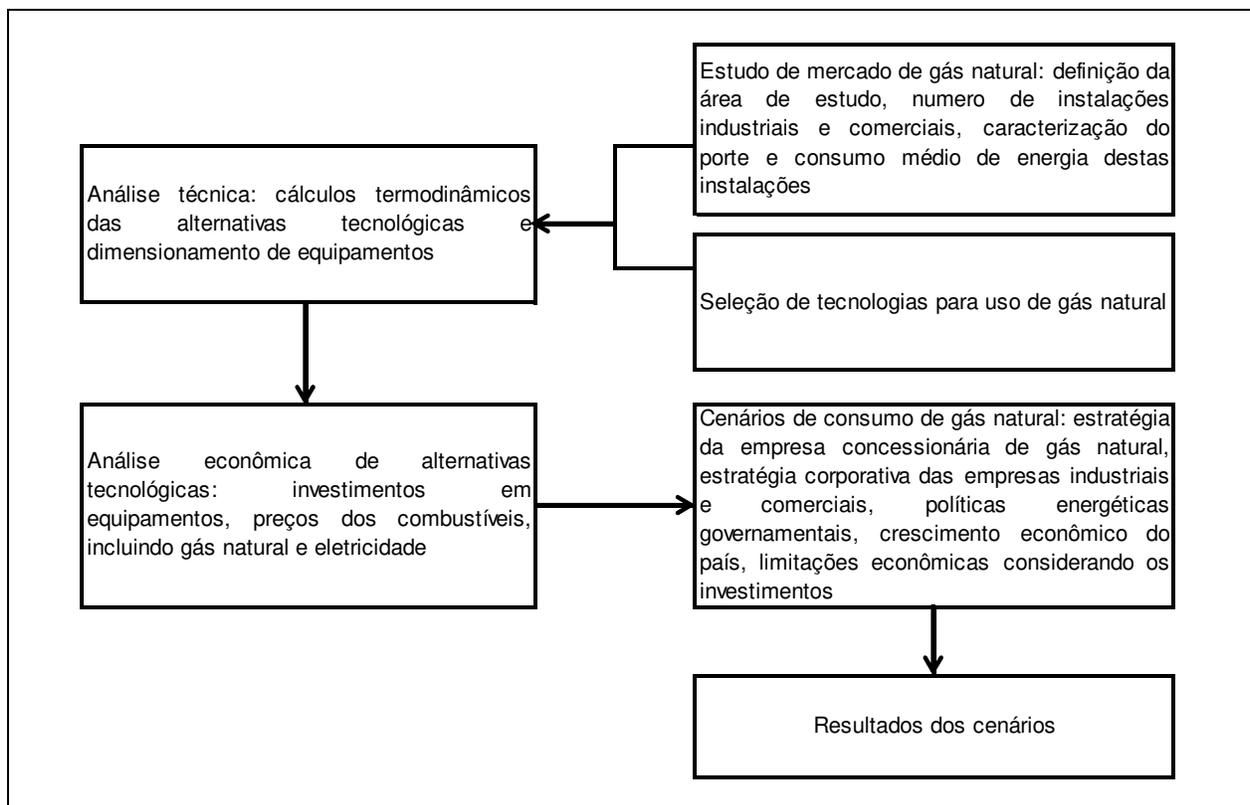


Figura 7.10 – Metodologia para a estimativa do potencial uso de gás natural no setor industrial e terciário de grande porte

7.3.1 Histórico de consumo de energia no setor industrial

A Figura 7.11 mostra a evolução do consumo de energia no setor industrial no Peru, na qual observa-se que os energéticos mais usados no último ano foram a energia elétrica, óleo combustível, carvão mineral, gás natural e óleo Diesel, que atendem a 25,8%, 19,6%, 18,2%, 16,2% e 12,1% do consumo total de energia neste setor, respectivamente. O uso de gás natural neste setor começou em 2005, através de seis empresas industriais que assinaram contratos tipo “take or pay” por um volume total de 0,36 Mm³/dia.

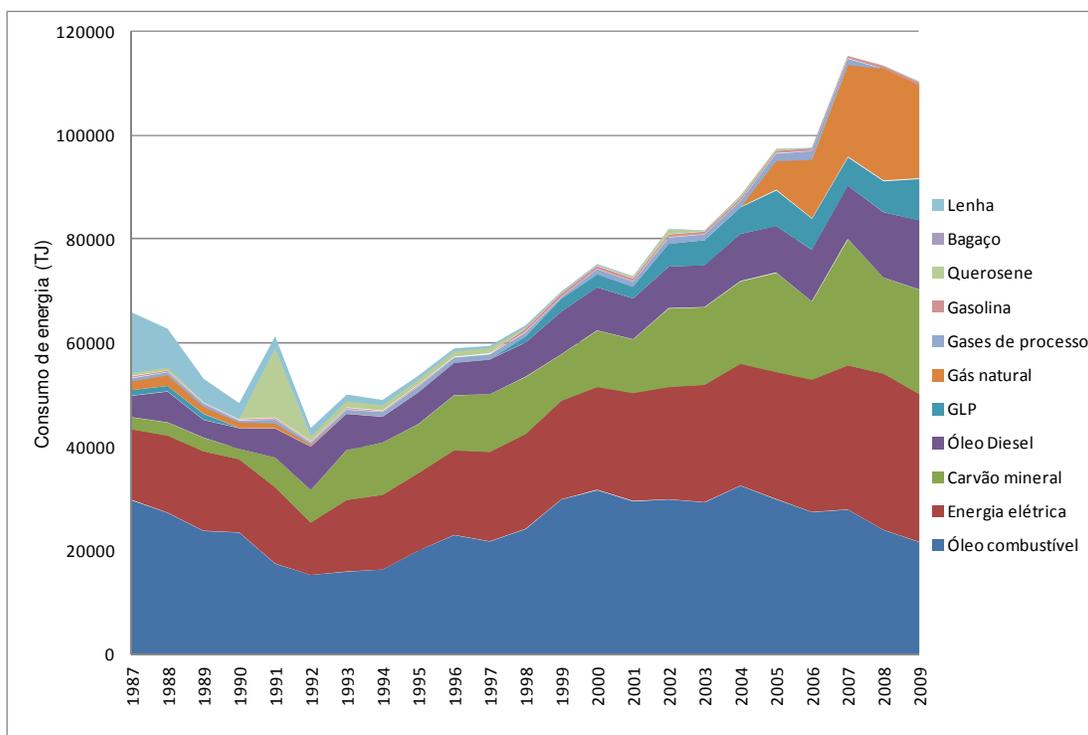


Figura 7.11 – Evolução do consumo de energia no setor industrial do Peru

Fonte: Elaboração própria a partir do *Balance Nacional de Energía 2009* (MEM, 2010a)

7.3.2 Definição da área de estudo no setor industrial e terciário de grande porte

No capítulo três foram mostradas as principais reservas e os projetos de gás natural no País. No capítulo quatro foram definidos os diferentes cenários de entrada em operação de novos gasodutos e redes de distribuição de gás natural. Para as projeções deste capítulo e considerando

o período 2011-2020, basicamente foram escolhidas quatro áreas geográficas de desenvolvimento da indústria de gás natural:

- a) Região: *Lima e Callao*;
- b) Região *Ica*;
- c) *Kuntur*: conformado pelas regiões de *Cuzco, Puno, Arequipa, Moquegua e Tacna*;
- d) Centro Norte: conformado pelas regiões de *Ayacucho, Junin, Ancash e La Libertad*.

7.3.3 Estudo de mercado nos setores industrial e terciário de grande porte

O processo de escolha, ou decisão para a troca do combustível atual pelo gás natural nestes setores é complexo, pois somente reconhecer que o gás natural apresenta vantagens para o consumidor, como um custo de fornecimento eventualmente mais barato e por ser o combustível a base de hidrocarbonetos que apresenta os menores índices de poluição, certamente não é suficiente.

É necessário apresentar as diferentes alternativas de conversão e seu impacto econômico nos diferentes tipos de instalações comerciais e industriais. Além disso, para se estimar o potencial de consumo de gás natural nestes setores, é necessário conhecer os padrões de consumo dos energéticos que poderiam ser substituídos pelo gás natural.

Os segmentos do setor terciário de grande porte mais importantes, do ponto de vista de consumo energético são: hotéis, *shopping centers*, supermercados e hospitais. Neste estudo, estes são aqueles considerados para a análise da mudança de combustível pelo gás natural.

No setor industrial, os segmentos mais importantes, em termos de consumo de energia no Peru são: alimentos, bebidas, cimentos e cerâmicas, papel, têxtil, vidro e plástico, químico e pesqueiro, sendo, por conseguinte, aqueles considerados neste estudo.

7.3.3.1 Pesquisa de campo / Tratamento e análise dos dados

No caso do setor terciário, a pesquisa de campo envolve a realização de estimativas da quantidade total de instalações comerciais dos segmentos citados, por tipo, nas regiões, objeto de estudo. Para isto, foram levantadas informações e dados das seguintes instituições:

- Sociedade hotéis do Peru (SHP, 2010);

- Associação de *shoppings centers* do Peru (ACEEP, 2010);
- Publicação sobre crescimento de supermercados no Peru (Día 1, 2011);
- Publicação sobre hospitais e clínicas públicas (ESSALUD, 2010) e Associação de *Clínicas Particulares* (ACP, 2010);

A qualificação do tipo de hotel foi feita a partir de sua classificação e do número de suítes. Os tipos de *shopping centers* foram definidos com base no fluxo de pessoas que o visitam e nas vendas ao ano. A tipologia dos supermercados leva em conta seu porte e o número de minicomércios existentes. No caso dos hospitais, estes foram definidos pelo seu porte e pelo número de médicos que lá trabalham. A Tabela 7.2 mostra a quantidade destes diversos tipos de instalações comerciais de grande porte, nas áreas de estudo.

Tabela 7.2 – Quantidade de instalações comerciais no setor terciário de grande porte

	Tipo	Lima e Callao	Ica	Kuntur	Centro-Norte	Quantidade Total
Grandes Hotéis	Hotéis - I	12	2	3	1	66
	Hotéis - II	16	6	17	9	
Shopping Centers	Shopping Centers - I	6		2		48
	Shopping Centers - II	19	1	16	4	
Supermercado	Supermercado - I	5		2	3	160
	Supermercado - II	13	2	1	4	
	Supermercado - III	25	2	5	4	
	Supermercado - IV	19		4	2	
	Supermercado - V	38	7	13	11	
Grandes Hospitais	Hospitais - I	2		2	2	100
	Hospitais - II	4	1	6	4	
	Hospitais - III	8	3	7	4	
	Hospitais - IV	31	3	13	10	

A pesquisa de campo do setor industrial também envolve estimativas do número de instalações por segmento industrial. Para isto, foram levantados dados e informações das seguintes instituições:

- Sociedade Nacional da Indústria (SNI, 2009): Comitê de fabricantes de alimentos, Comitê de fabricantes de bebidas, comitê de fabricantes de cerâmica e cimentos, Comitê de fabricantes de papel, comitê de indústrias químicas, comitê de indústrias têxteis, Comitê de fabricantes de vidro e plástico;

- Publicação “*Elaboración de Proyectos de Guías de Orientación del Uso Eficiente de la Energía y de Diagnóstico Energético*” (MEM, 2008);
- Pagina na internet das empresas e órgãos de fiscalização, além do relatório mensal estatístico do Mercado Livre de Eletricidade publicado pelo OSINERGMIN (2008-2010).

No caso da indústria de alimentos e bebidas, a qualificação do tipo foi feita com base no porte da fábrica e no número de produtos produzidos. Para a indústria de cimentos, cerâmica e papel, consideraram-se o porte das plantas e a quantidade produzida ao ano. A tipologia da indústria química foi definida só com base no porte das fábricas. O consumo de eletricidade foi o que definiu os tipos de fábricas nos casos das industriais têxteis, vidro e plástico. A Tabela 7.3 mostra a quantidade de fábricas, por tipo, no setor industrial de grande porte, nas áreas de estudo.

7.3.3.2 Caracterização do consumo médio de energia dos vários tipos de instalações

Nesta parte do trabalho são apresentados os dados de consumos médios de energia no setores industrial e terciário de grande porte. Estes dados foram obtidos, basicamente, através de três fontes de informação: *Estudo de Tendencias en el Uso y Promoción de Gas Natural: Generación Distribuida* (CENERGIA, 2006), *Elaboración de Proyectos de Guías de Orientación del Uso Eficiente de la Energía y de Diagnóstico Energético* (MEM, 2008) e relatório mensal estatístico do Mercado Livre de Eletricidade (OSINERGMIN, 2008-2010).

Os dados de demanda elétrica máxima, consumo médio anual de energia elétrica e energia térmica, e demanda de energia útil para aquecimento e refrigeração nos vários tipos de instalações do setor terciário de grande porte estão indicados na Tabela 7.4. Dados similares para a tipologia adotada nas fabricas do setor industrial estão expostos na Tabela 7.5.

Tabela 7.3 – Quantidade de instalações, por tipo, no setor industrial

	Tipo	Lima e Callao	Ica	Kuntur	Centro-Norte	Quantidade Total
Alimentos	Alimentos - I	2		3	1	38
	Alimentos - II	4		1	1	
	Alimentos - III	4		6	1	
	Alimentos - IV	3				
	Alimentos - V	2				
	Alimentos - VI	4	2	3	1	
Bebidas	Bebidas - I	4		2	1	22
	Bebidas - II	3	1		1	
	Bebidas - III	2		1	1	
	Bebidas - IV	2		1	1	
	Bebidas - V	2				
Cerâmica e Cimentos	Cimentos - I	1		2	2	14
	Cerâmica - I	3				
	Cerâmica - II	2		1	1	
	Cerâmica - III	2				
Papel	Papel - I	2				15
	Papel - II	3		1	1	
	Papel - III	3	1		1	
	Papel - IV	3				
Químico	Químico - I	3				27
	Químico - II	9				
	Químico - III	6				
	Químico - IV	9				
Têxtil	Têxtil - I	2		1		30
	Têxtil - II	1		2		
	Têxtil - III	4	1	1	1	
	Têxtil - IV	2				
	Têxtil - V	2				
	Têxtil - VI	7				
	Têxtil - VII	6				
Vidro e plástico	Vidro e plástico - I	4				21
	Vidro e plástico - II	12		2	3	
Pesqueira	Pesqueira I	1	1	1	7	26
	Pesqueira II	4	3	2	7	

Tabela 7.4 – Caracterização do consumo de energia em instalações comerciais do setor terciário de grande porte

Segmento	Energia elétrica MWh	Dem Med ^(a) kW	Dem Max ^(a) kW	Calor útil ^(b) GJ	Calor útil Med ^(b) kW	Frio útil Med ^(c) (TR's)	Equipo frio Med ^(c) (kW)	GLP gal	Óleo Diesel gal	R-500 gal	R-600 gal	Relação Q/E ^(d) calor/eletricidade
Hospital - I	9.453	1.079	1.439	33.604	1.066	283	291	-	6.247	-	292.702	1,0
Hospital - II	5.174	591	787	22.170	703	155	159	-	-	196.722	-	1,2
Hospital - III	2.532	289	385	26.747	848	76	78	-	260.000	-	-	2,9
Hospital - IV	1.298	148	198	10.509	333	39	40	-	-	93.254	-	2,2
Shopping centers - I	31.109	3.551	4.735	-	-	1.173	1.207	-	-	-	-	0,0
Shopping centers - II	15.969	1.823	2.431	-	-	602	620	-	-	-	-	0,0
Supermercado - I	13.850	1.581	2.108	-	-	522	538	-	-	-	-	0,0
Supermercado - II	7.991	912	1.216	-	-	301	310	-	-	-	-	0,0
Supermercado - III	5.327	608	811	-	-	201	207	-	-	-	-	0,0
Supermercado - IV	1.958	223	298	-	-	74	76	-	-	-	-	0,0
Supermercado - V	818	93	125	-	-	31	32	-	-	-	-	0,0
Hotéis - I	1.800	205	274	3.397	108	74	76	54.000	-	-	-	0,5
Hotéis - II	1.200	137	183	2.264	72	49	51	36.000	-	-	-	0,5

^(a): A demanda média de eletricidade calculada a partir do consumo anual de energia elétrica. A demanda máxima é calculada a partir de fatores que relacionam a demanda média com a demanda máxima que é típica de cada segmento comercial ou industrial.

^(b): O calor útil gerado é calculado a partir do consumo de combustível ao ano e a eficiência dos equipamentos geradores de calor.

^(c): A demanda de frio é calculada a partir de fatores que relacionam o consumo de eletricidade dos equipamentos de produção de frio e acondicionamento de ar com o consumo total de energia elétrica; o valor está incluído na demanda média de energia elétrica. O frio útil é calculado a partir de coeficientes de performance de *chillers* elétricos.

^(d): A relação Q/E é calculada pela relação do calor útil gerado e a energia elétrica consumida

Tabela 7.5 – Caracterização do consumo de energia nos vários tipos de fabricas do setor industrial

Segmento	Energia eléctrica MW.h	Dem Med kW	Dem Max kW	Calor útil GJ	Calor útil Med kW	Frio útil Med (TR's)	Equipo frio Med (kW)	GLP gal	Óleo Diesel gal	R-500 gal	R-600 gal	Relação Q/E calor/eletricidade
Alimentos - I	31.968	3.649	4.549	417.795	13.248	532	547	-	443.040	3.302.830	-	3,6
Alimentos - II	12.524	1.430	1.782	36.363	1.153	208	214	-	353.483	-	-	0,8
Alimentos - III	4.372	499	622	25.893	821	73	75	-	51.650	-	182.757	1,6
Alimentos - IV	10.868	1.241	1.547	17.306	549	181	186	-	3.200	-	150.757	0,4
Alimentos - V	4.131	472	588	15.286	485	69	71	-	3.330	-	132.700	1,0
Alimentos - VI	2.176	248	310	15.957	506	36	37	219.864	-	-	-	2,0
Bebidas - I	46.728	5.334	6.273	202.771	6.430	1.037	1.067	-	20.000	1.781.000	-	1,2
Bebidas - II	8.221	938	1.104	40.192	1.274	182	188	-	-	356.635	-	1,4
Bebidas - III	11.518	1.315	1.546	13.597	431	255	263	-	3.670	-	117.390	0,3
Bebidas - IV	5.918	676	794	32.215	1.022	131	135	-	2.810	107.038	176.392	1,5
Bebidas - V	2.688	307	361	16.249	515	60	61	-	7.054	137.742	-	1,7
Cimentos - I	172.890	19.736	24.670	993.046	31.489	-	-	-	2.851	-	8.815.913	1,6
Cerâmica - I	22.291	2.545	3.181	85.893	2.724	-	-	-	834.949	-	-	1,1
Cerâmica - II	6.420	733	916	100.936	3.201	-	-	-	806.783	-	159.318	4,4
Cerâmica - III	3.300	377	471	74.380	2.359	-	-	-	-	660.000	-	6,3
Papel - I	41.609	4.750	6.333	338.091	10.721	-	-	-	-	3.000.000	-	2,3
Papel - II	24.392	2.784	3.713	175.807	5.575	-	-	-	-	1.560.000	-	2,0
Papel - III	14.348	1.638	2.184	135.236	4.288	-	-	-	-	1.200.000	-	2,6
Papel - IV	6.051	691	921	36.470	1.156	-	-	-	-	323.615	-	1,7
Têxtil - I	40.559	4.630	6.173	478.754	15.181	-	-	-	1.296.000	3.065.136	-	3,3
Têxtil - II	24.280	2.772	3.696	386.847	12.267	-	-	-	1.989.028	1.617.004	-	4,4
Têxtil - III	17.921	2.046	2.728	276.319	8.762	-	-	-	1.420.734	1.155.003	-	4,3
Têxtil - IV	15.836	1.808	2.410	204.429	6.482	-	-	-	250.000	-	1.587.000	3,6
Têxtil - V	9.590	1.095	1.460	127.811	4.053	-	-	157.007	168.934	878.794	-	3,7
Têxtil - VI	7.588	866	1.155	86.935	2.757	-	-	-	185.926	601.685	-	3,2
Têxtil - VII	6.214	709	946	26.112	828	-	-	-	-	-	231.885	1,2
Químico - I	6.852	782	1.043	27.134	860	-	-	-	3.787	-	237.494	1,1
Químico - II	3.096	353	471	17.113	543	-	-	95.465	99.000	-	-	1,5
Químico - III	1.722	197	262	11.472	364	-	-	-	22.094	81.623	-	1,9
Químico - IV	4.741	541	722	3.703	117	-	-	-	36.000	-	-	0,2
Vidro e plástico I	22.755	2.598	2.886	295.937	9.384	-	-	-	-	-	2.628.000	3,6
Vidro e plástico II	14.791	1.688	1.876	221.953	7.038	-	-	-	-	-	1.971.000	4,2
Pesqueira I	2608,3	298	331	428.166	13.577	-	-	-	-	3.799.272	-	45,6
Pesqueira II	1565,0	178,7	198,5	256899,9	8146,2	0,0	0,0	0,0	0,0	2.279.563	0,0	45,6

7.3.4 Análise de viabilidade técnica e econômica do uso de gás natural no setor industrial e terciário de grande porte

A análise técnica tem como ponto de partida os dados de consumo de energia elétrica e energia térmica dos vários tipos de instalações apresentados nas Tabelas 7.4 e 7.5. Três alternativas técnicas são apresentadas ao investidor:

Alternativa 1: Atendimento da demanda de calor através de gás natural, isto através de conversões ou adaptações das atuais caldeiras ou equipamentos geradores de calor e, no caso da produção de frio, empregando sistemas de refrigeração por absorção (SRA);

Alternativa 2: Uso de sistemas de cogeração para a produção de eletricidade e calor operando em paridade elétrica;

Alternativa 3: Uso de sistema de cogeração para a produção de eletricidade e calor, projetados para operar em paridade térmica e com possibilidade de venda de excedentes de energia elétrica.

Na alternativa 1 são considerados os ganhos de eficiência obtidos na conversão das atuais caldeiras (CCAPGN) que consomem óleo combustível ou óleo Diesel (75%), para o uso de gás natural (84%). Nos *shopping centers* e supermercados, considera-se a troca dos atuais *chillers* elétricos (COP: 3,42) por SRA de duplo efeito (COP: 1) a gás natural para a produção de frio.

Nas alternativas 2 e 3, o primeiro indicador para a definição do tipo de sistema de cogeração é a relação entre calor e eletricidade calculada nas Tabelas 7.4 e 7.5. Primeiro se faz uma avaliação da possibilidade de emprego de sistemas de cogeração a gás natural com motor de combustão interna (MCI) ou turbina a gás (TAG) para a geração de eletricidade. Para a produção de calor são considerados caldeiras de recuperação (HRSG) e, para a produção de frio, SRA.

Efetua-se uma análise energética para a avaliação da melhor alternativa técnica e do dimensionamento dos equipamentos. Para isto, foi utilizada e adaptada a modelagem energética de sistemas de cogeração, desenvolvida por Gonzales (2004), na dissertação de mestrado “Cogeração a partir de gás natural: Uma abordagem política, econômica, energética, exergética e termoeconômica”, no Apêndice C são mostradas as equações de balanço de energia que foram a base da análise energética desta parte do trabalho. Dessa forma, a modelagem do sistema de cogeração inclui o MCI e TAG, junto com HRSG e/ou SRA. Tal modelagem foi desenvolvida no programa *Engineering Equation Solver* (EES, 2011). A eficiência dos MCI e TAG foi

introduzida segundo o percentual de carga de trabalho. Nos motores, foram utilizados manuais de fabricantes, como Cummins e Waukesha e, nas turbinas a gás, manuais de fabricantes, como Solar Turbine e Siemens. Além disso, foram calculados os indicadores que definem a classificação cogeração qualificado estipulado na Portaria DS-064-2005-EM (MEM, 2005). Estes indicadores são definidos como rendimento elétrico efetivo (REE) e relação entre eletricidade e de calor útil (C).

Na análise da viabilidade econômica são comparados os custos operacionais atuais com a possibilidade de uso de gás natural nas três alternativas apresentadas anteriormente. O custo operacional menor dessas alternativas é o responsável pela amortização dos investimentos necessários para a conversão das caldeiras, pela compra de SRA e pela compra de MCI ou TAG para cada potência necessária. A avaliação econômica não considera mudança nos preços dos energéticos ao longo do tempo, esta consideração é conservadora, já que se espera que o diferencial do preço dos combustíveis derivados do petróleo (GLP, óleo combustível e óleo Diesel) em relação ao preço do gás natural seja cada vez maior. Com relação às receitas e às despesas foram assumidos os seguintes valores:

Receitas:

- Preços do consumo dos atuais combustíveis: GLP - 2,41 US\$/gal; óleo Diesel - 3,87 US\$/gal; óleo combustível R500 - 1,85 US\$/gal e óleo combustível R600 - 1,93 US\$/gal;
- Preços do atual consumo de energia elétrica e potência elétrica contratada: assume-se a utilização da tarifa tipo MT3, que tem custos médios de 49,6 US\$/MWh e 9,53 US\$/kW;
- Na venda de excedentes de energia elétrica foram assumidos preços 10% menores do que os da tarifa tipo MT3.

Despesas:

- Investimento pela conversão de caldeiras atuais para uso de gás natural ou custos pela instalação de sistemas de cogeração. Os custos de manutenção dos MCI foram obtidos do fabricante CUMMINS e das TAG do fabricante Solar Turbine;
- O preço do gás natural depende da demanda contratada: consumidores tipo A (até 300 m³/mês – 0,34 US\$/m³), tipo B (até 300-17500 m³/mês – 0,24 US\$/m³), tipo C (até 17500-300000 m³/mês – 0,19 US\$/m³) e tipo D (mais de 300000 m³/mês – 0,18 US\$/m³). No caso de cogeração qualificados, as tarifas de gás natural para os consumidores dos tipos C e D são de 0,15 US\$/m³ e 0,14 US\$/m³, respectivamente;

- Custos de manutenção das turbinas, ou motores, em caso das alternativas com cogeração;
- Neste estudo, considera-se que os custos atuais de manutenção das caldeiras e sistemas de refrigeração são similares às caldeiras usando gás natural e SRA.

7.3.4.1 Resultados da análise de viabilidade técnica e econômica de uso de gás natural no setor terciário de grande porte

A Tabela 7.6 mostra a avaliação das alternativas tecnológicas para uso de gás natural sem cogeração em instalações do setor terciário de grande porte. Basicamente trata-se da conversão das atuais caldeiras para consumirem gás natural (hospitais e hotéis) ou a instalação de sistemas de refrigeração por absorção (*shoppings centers* e supermercados). Os resultados mostram que nos hospitais e hotéis, é viável técnica e economicamente o uso de gás natural; além disso, o tempo do retorno de investimento é baixo, chegando a ser não mais de 1,1 anos. No caso dos *shoppings centers* e supermercados não é viável economicamente o uso de sistemas de refrigeração por absorção, porque a economia na compra de eletricidade não é suficiente para amortizar os investimentos.

A Tabela 7.7 mostra a avaliação das opções tecnológicas para uso de gás natural com unidades de cogeração projetadas para operar em paridade elétrica e utilizando queima suplementar de gás, quando necessário para completar a demanda de calor. As alternativas consideradas foram sistemas de cogeração com MCI ou TAG, HRSG e SRA. Os resultados mostram que nos hospitais e hotéis, tem maior viabilidade econômica o hospital de tipo III; para os demais tipos, o tempo de retorno do investimento é maior que 4 anos, o que é pouco atrativo para o setor. A utilização destas unidades de cogeração em *shoppings centers* e supermercados não é viável economicamente, pelas mesmas razões anteriormente expostas.

A Tabela 7.8 apresenta a avaliação das alternativas tecnológicas analisadas envolvendo o consumo de gás natural em sistemas de cogeração projetadas para operar em paridade térmica e venda de excedentes de energia elétrica. As alternativas consideradas compreenderam sistemas de cogeração com MCI ou TAG, HRSG e SRA. Os resultados mostram que, estes sistemas são viáveis economicamente nos hospitais de tipo I, II e III; nos demais tipos de hospitais e nos hotéis o tempo de retorno de investimento é maior que 4 anos, o que é pouco atrativo. O mesmo ocorre nos *shoppings centers* e supermercados, o tempo de retorno maior que 4 anos.

Tabela 7.6 – Avaliação das opções tecnológicas para uso de gás natural sem cogeração em instalações do setor terciário de grande porte

Demanda de Eletricidade, Calor e Frio							Produção de energia com uso de gás natural (GN)								
Segmento	Dem Med kW	Dem Max kW	Calor útil Med kW	Frio útil Med (TRs)	Dem Med kW (c SRA)	Dem Max kW (c SRA)	Pot Motor kW	Calor útil kW	Frio útil (TRs)	Consumo GN (MMm³/ano)	Calor Sup (°) kW	Consumo Sup GN (MMm³/ano)	Consumo Total GN (MMm³/ano)	Solução Tecnológica	Análise Econômica
Hospital - I	1.079	1.439	1.066	283	788	1.050		1.066		1,156			1,156	S/Cog: CCAPGN	Payback:1,1; VPL: 3.094 TIR:998%; Inv: 0.099
Hospital - II	591	787	703	155	431	575		703		0,763			0,763	S/Cog: CCAPGN	Payback:1,1; VPL: 1.826 TIR:767%; Inv: 0.065
Hospital - III	289	385	848	76	211	281		848		0,920			0,920	S/Cog: CCAPGN	Payback:0,9; VPL: 7.127 TIR:9400%; Inv: 0.079
Hospital - IV	148	198	333	39	108	144		333		0,362			0,362	S/Cog: CCAPGN	Payback:1,1; VPL: 0.865 TIR:767%; Inv: 0.031
Shopping centers - I	3.551	4.735	-	1.173	2.344	3.125			1.173	3,764			3,764	S/Cog: SRA	Payback: Ind; VPL: -0.952 TIR:Ind; Inv: 0.864
Shopping centers - II	1.823	2.431	-	602	1.203	1.604			602	1,932			1,932	S/Cog: SRA	Payback: Ind; VPL: -0.486 TIR:Ind; Inv: 0.444
Supermercado - I	1.581	2.108	-	522	1.044	1.391			522	1,676			1,676	S/Cog: SRA	Payback: Ind; VPL: -0.486 TIR:Ind; Inv: 0.384
Supermercado - II	912	1.216	-	301	602	803			301	0,967			0,967	S/Cog: SRA	Payback: Ind; VPL: -0.244 TIR:Ind; Inv: 0.221
Supermercado - III	608	811	-	201	401	535			201	0,644			0,644	S/Cog: SRA	Payback: Ind; VPL: -0.160 TIR:Ind; Inv: 0.148
Supermercado - IV	223	298	-	74	147	197			74	0,237			0,237	S/Cog: SRA	Payback: Ind; VPL: -0.060 TIR:Ind; Inv: 0.055
Supermercado - V	93	125	-	31	62	82			31	0,099			0,099	S/Cog: SRA	Payback: Ind; VPL: -0.023 TIR:Ind; Inv: 0.023
Hotéis - I	205	274	108	74	129	173		108		0,151			0,151	S/Cog: CCAPGN	Payback:0,8; VPL: 0.839 TIR:1867%; Inv: 0.021
Hotéis - II	137	183	72	49	86	115		72		0,101			0,101	S/Cog: CCAPGN	Payback:0,8; VPL: 0.567 TIR:1867%; Inv: 0.014

Tabela 7.7 – Avaliação das opções tecnológicas para uso de gás natural em unidades de cogeração projetadas para operar em paridade elétrica em instalações do setor terciário de grande porte

Segmento	Demanda de Eletricidade, Calor e Frio						Produção de energia com uso de gás natural (GN) com cogeração em paridade elétrica								Solução tecnológica	Análise econômica
	Dem Med kW	Dem Max kW	Calor útil Med kW	Frio útil Med (TRs)	Dem Med kW (c SRA)	Dem Max kW (c SRA)	Pot motor kW	Calor útil kW	Frio útil (TRs)	Fluxo Comb (MMm³/ano)	Calor Sup kW	Frio Sup (TRs)	Fluxo Comb Sup (MMm³/ano)	Fluxo Comb Total (MMm³/ano)		
Hospital - I	1.079	1.439	1.066	283	788	1.050	1.167	503	175	2,298	563	108,10	0,957	3,255	C/Cog: MCI, HRSG e SRA	Payback:5,8; VPL: -0.988 TIR:20%; Inv: 1.330
Hospital - II	590,6	787	703	155	431	575	639	275	95	1,258	428	59,93	0,657	1,915	C/Cog: MCI, HRSG e SRA	Payback:6,4; VPL: -0.463 TIR:18%; Inv: 0.827
Hospital - III	289,0	385	848	76	211	281	312	134	46	0,615	714	29,82	0,871	1,485	C/Cog: MCI, HRSG e SRA	Payback:1,7; VPL: 6.074 TIR:151%; Inv: 0.642
Hospital - IV	148,2	198	333	39	108	144	160	69	24	0,315	264	14,87	0,334	0,650	C/Cog: MCI, HRSG e SRA	Payback:5,3; VPL: -0.313 TIR:23%; Inv: 0.335
Shopping centers - I	3.551,2	4.735	-	1.173	2.344	3.125	3.472		835	6,838		338,11	1,085	7,923	C/Cog: MCI e SRA	Payback: Ind; VPL: -5.442 TIR: Ind; Inv: 3.103
Shopping centers - II	1.822,9	2.431	-	602	1.203	1.604	1.782		428	3,510		174,19	0,559	4,069	C/Cog: MCI e SRA	Payback: Ind; VPL: -3.150 TIR: Ind; Inv: 1.725
Supermercado - I	1.581,1	2.108	-	522	1.044	1.391	1.546		371	3,044		151,29	0,485	3,529	C/Cog: MCI e SRA	Payback: Ind; VPL: -3.067 TIR: Ind; Inv: 1.496
Supermercado - II	912,2	1.216	-	301	602	803	892		214	1,757		87,32	0,280	2,037	C/Cog: MCI e SRA	Payback: Ind; VPL: -1.838 TIR: Ind; Inv: 0.930
Supermercado - III	608,1	811	-	201	401	535	594		143	1,171		57,88	0,186	1,357	C/Cog: MCI e SRA	Payback: Ind; VPL: -1.464 TIR: Ind; Inv: 0.761
Supermercado - IV	223,5	298	-	74	147	197	218		52	0,431		21,82	0,070	0,501	C/Cog: MCI e SRA	Payback: Ind; VPL: -0.620 TIR: Ind; Inv: 0.317
Supermercado - V	93,4	125	-	31	62	82	91		21	0,179		9,85	0,032	0,211	C/Cog: MCI e SRA	Payback: Ind; VPL: -0.373 TIR: Ind; Inv: 0.187
Hotéis - I	205,5	274	108	74	129	173	192	82	28	0,379	26	45,87	0,175	0,554	C/Cog: MCI, HRSG e SRA	Payback:6,7; VPL: -0.187 TIR:17%; Inv: 0.400
Hotéis - II	137,0	183	72	49	86	115	127	55	19	0,252	17	30,25	0,115	0,367	C/Cog: MCI, HRSG e SRA	Payback:7,0; VPL: 0.115 TIR:16%; Inv: 0.285

Tabela 7.8 – Avaliação das opções tecnológicas para uso de gás natural em sistemas de cogeração projetados para operar em paridade térmica e venda de excedentes de energia elétrica, em instalações do setor terciário de grande porte

Demanda de Eletricidade, Calor e Frio							Produção de energia com uso de gás natural (GN) com cogeração em paridade térmica									
Segmento	Dem Med kW	Dem Max kW	Calor útil Med kW	Frio útil Med (TRs)	Dem Med kW (c SRA)	Dem Max kW (c SRA)	Pot Motor kW	Dem Max kW	Dem Med kW	Calor útil kW	Frio útil (TRs)	Fluxo Comb (MMm3/ano)	Exce. Med kW	Exce. Max kW	Solução tecnológica	Análise econômica
Hospital - I	1.079	1.439	1.066	283	788	1.050	2.478	2.230	1.673	1.066	283	4.880	885	1.180	C/Cog: MCI, HFRSG e SRA REE=0,79; C=0,55	Payback:3,4; VPL: 4.437 TIR:42%; Inv: 1.863
Hospital - II	591	787	703	155	431	575	1.633	1.470	1.103	703	155	3.217	672	895	C/Cog: MCI, HFRSG e SRA REE=0,79; C=0,55	Payback:4,1; VPL: 2.185 TIR:32%; Inv: 1.348
Hospital - III	289	385	848	76	211	281	1.967	1.770	1.328	848	76	3.873	1.117	1.489	C/Cog: MCI, HFRSG e SRA REE=0,79; C=0,55	Payback:2,2; VPL: 7.299 TIR:82%; Inv: 1.386
Hospital - IV	148	198	333	39	108	144	778	700	525	333	39	1.532	417	556	C/Cog: MCI, HFRSG e SRA REE=0,79; C=0,55	Payback:6,7; VPL: 0.381 TIR:17%; Inv: 0.783
Shopping centers - I	3.551	4.735	-	1.173	2.344	3.125	5.000	4.500	3.375	-	1.173	9.847	1.031	1.375	C/Cog: MCI e SRA REE=0,79; C=0,55	Payback:6,8; VPL: 1.880 TIR:17%; Inv: 4.057
Shopping centers - II	1.823	2.431	-	602	1.203	1.604	2.567	2.310	1.733	-	602	5.055	530	706	C/Cog: MCI e SRA REE=0,79; C=0,55	Payback:6,8; VPL: 0.968 TIR:17%; Inv: 2.083
Supermercado - I	1.581	2.108	-	522	1.044	1.391	2.222	2.000	1.500	-	522	4.376	456	609	C/Cog: MCI e SRA REE=0,79; C=0,55	Payback:6,8; VPL: 0.840 TIR:17%; Inv: 1.804
Supermercado - II	912	1.216	-	301	602	803	1.284	1.156	867	-	301	2.530	265	353	C/Cog: MCI e SRA REE=0,79; C=0,55	Payback:13,8; VPL: -0.454 TIR:5%; Inv: 1.363
Supermercado - III	608	811	-	201	401	535	856	770	577	-	201	1.685	176	235	C/Cog: MCI e SRA REE=0,79; C=0,55	Payback:14,2; VPL: -0.326 TIR:4%; Inv: 0.932
Supermercado - IV	223	298	-	74	147	197	315	283	212	-	74	0.619	65	86	C/Cog: MCI e SRA REE=0,79; C=0,55	Payback:Ind; VPL: -0.250 TIR:Ind; Inv: 0.416
Supermercado - V	93	125	-	31	62	82	139	125	93	-	31	0.274	31	43	REE=0,79; C=0,55	Payback:Ind; VPL: -0.287 TIR:Ind; Inv: 0.257
Hotéis - I	205	274	108	74	129	173	500	450	337	108	74	0.985	208	277	C/Cog: MCI, HFRSG e SRA REE=0,79; C=0,55	Payback:5,7; VPL: 0.493 TIR:21%; Inv: 0.616
Hotéis - II	137	183	72	49	86	115	334	300	225	72	49	0.657	139	185	C/Cog: MCI, HFRSG e SRA REE=0,79; C=0,55	Payback:5,9; VPL: 0.306 TIR:20%; Inv: 0.435

7.3.4.2 Resultados da análise de viabilidade técnica e econômica de uso de gás natural no setor industrial

A Tabela 7.9 mostra a avaliação do uso do gás natural para produzir energia térmica sem cogeração, nos vários tipos de fábricas do setor industrial de grande porte. Basicamente, as alternativas consideradas são a conversão das caldeiras ou equipamentos de geração de calor para uso do gás natural. Os resultados mostram que, no caso de todos os setores avaliados, é viável técnica e economicamente o uso do gás natural para esta finalidade, com um tempo do retorno de investimento baixo, não mais que 1,2 anos.

A Tabela 7.10 apresenta a avaliação das opções tecnológicas analisadas para uso do gás natural em unidades de cogeração projetadas para operar em paridade elétrica e uso de queima suplementar de gás, quando foi necessário para completar a demanda de calor. As alternativas consideradas foram sistemas de cogeração com MCI ou TAG, HRSG e SRA. Os resultados mostram que, no caso das indústrias de alimentos tipos I, II, III e VI, cimento tipo I, cerâmicas tipos II e III, têxtil tipos I, II, III, IV, V e VI, químico tipo II e III, e vidro e plástico tipos I e II, é viável economicamente o uso da cogeração em paridade elétrica; para os demais tipos de fábricas o tempo de retorno do investimento é maior que 4 anos, sendo, por conseguinte, pouco atrativo.

A Tabela 7.11 resume a avaliação das opções tecnológicas para uso de gás natural em sistemas de cogeração projetados para operar em paridade térmica e venda de excedentes de energia elétrica, nos vários tipos de estabelecimentos do setor industrial de grande porte. As alternativas consideradas foram sistemas de cogeração com MCI ou TAG, HRSG e SRA. Os resultados mostram que, no caso das indústrias de alimentos tipos I, II, III e VI, bebidas tipos I, II e IV, cimento tipo I, cerâmica tipo II, papel tipo I, têxtil tipos I, II, III, IV, V, VI e VII, químico tipo II, e vidro e plástico tipos I e II, é viável economicamente o uso da cogeração em paridade térmica; para os demais tipos de fábrica o tempo de retorno do investimento é maior que 4 anos.

Tabela 7.9 – Avaliação do uso de gás natural para produzir energia térmica, sem cogeração, nos vários tipos de fabricas do setor industrial

Segmento	Demanda de eletricidade, calor e frio						Produção de energia com uso de gas natural (GN)							Solução tecnológica	Análise económica
	Dem Med kW	Dem Max kW	Calor útil kW	Frio útil (TRs)	Dem Med kW (c SRA)	Dem Max kW (c SRA)	Pot motor kW	Calor útil kW	Frio útil (TRs)	Consumo GN (MMm³/ano)	Calor Sup kW	Consumo Sup GN (MMm³/ano)	Consumo Total GN (MMm³/ano)		
Alimentos - I	3.649	4.549	13.248	532	3.102	3.865		13.248		14,375			14,375	S/Cog; CCAPGN	Payback:1,1; VPL: 44.191 TR:1503%; Inv: 1.220
Alimentos - II	1.430	1.782	1.153	208	1.215	1.514		1.153		1,251			1,251	S/Cog; CCAPGN	Payback:0,8; VPL: 9.682 TR:5750%; Inv: 0.114
Alimentos - III	499	622	821	73	424	529		821		0,891			0,891	S/Cog; CCAPGN	Payback:1,0; VPL: 3.235 TR:2206%; Inv: 0.081
Alimentos - IV	1.241	1.547	549	181	1.055	1.314		549		0,595			0,595	S/Cog; CCAPGN	Payback:1,1; VPL: 1.586 TR:723%; Inv: 0.058
Alimentos - V	472	588	485	69	401	499		485		0,526			0,526	S/Cog; CCAPGN	Payback:1,1; VPL: 1.410 TR:732%; Inv: 0.051
Alimentos - VI	248	310	506	36	211	263		506		0,549			0,549	S/Cog; CCAPGN	Payback:0,8; VPL: 3.634 TR:2380%; Inv: 0.054
Bebidas - I	5.334	6.273	6.430	1.037	4.267	5.018		6.430		6,977			6,977	S/Cog; CCAPGN	Payback:1,1; VPL: 17.754 TR:881%; Inv: 0.592
Bebidas - II	938	1.104	1.274	182	751	883		1.274		1,383			1,383	S/Cog; CCAPGN	Payback:1,1; VPL: 3.312 TR:768%; Inv: 0.118
Bebidas - III	1.315	1.546	431	255	1.052	1.237		431		0,468			0,468	S/Cog; CCAPGN	Payback:1,1; VPL: 1.267 TR:750%; Inv: 0.046
Bebidas - IV	676	794	1.022	131	540	635		1.022		1,108			1,108	S/Cog; CCAPGN	Payback:1,1; VPL: 2.826 TR:756%; Inv: 0.101
Bebidas - V	307	361	515	60	245	289		515		0,559			0,559	S/Cog; CCAPGN	Payback:1,1; VPL: 1.466 TR:700%; Inv: 0.055
Cimentos - I	19.736	24.670	31.489					31.489		34,168			34,168	S/Cog; CCAPGN	Payback:1,1; VPL: 91.837 TR:997%; Inv: 2.900
Cerâmica - I	2.545	3.181	2.724					2.724		2,955			2,955	S/Cog; CCAPGN	Payback:0,8; VPL: 22.800 TR:9291%; Inv: 0.251
Cerâmica - II	733	916	3.201					3.201		3,473			3,473	S/Cog; CCAPGN	Payback:0,9; VPL: 23.706 TR:4290%; Inv: 0.295
Cerâmica - III	377	471	2.359					2.359		2,559			2,559	S/Cog; CCAPGN	Payback:1,1; VPL: 6.129 TR:767%; Inv: 0.218
Papel - I	4.750	6.333	10.721					10.721		11,633			11,633	S/Cog; CCAPGN	Payback:1,1; VPL: 28.971 TR:838%; Inv: 0.988
Papel - II	2.784	3.713	5.575					5.575		6,049			6,049	S/Cog; CCAPGN	Payback:1,1; VPL: 15.065 TR:838%; Inv: 0.514
Papel - III	1.638	2.184	4.288					4.288		4,653			4,653	S/Cog; CCAPGN	Payback:1,1; VPL: 11.589 TR:838%; Inv: 0.395
Papel - IV	691	921	1.156					1.156		1,255			1,255	S/Cog; CCAPGN	Payback:1,2; VPL: 2.997 TR:860%; Inv: 0.114
Têxtil - I	4.630	6.173	15.181					15.181		16,472			16,472	S/Cog; CCAPGN	Payback:1,0; VPL: 65.565 TR:6880%; Inv: 1.398
Têxtil - II	2.772	3.696	12.267					12.267		13,310			13,310	S/Cog; CCAPGN	Payback:0,9; VPL: 70.811 TR:1890%; Inv: 1.130
Têxtil - III	2.046	2.728	8.762					8.762		9,507			9,507	S/Cog; CCAPGN	Payback:0,9; VPL: 50.579 TR:1890%; Inv: 0.807
Têxtil - IV	1.808	2.410	6.482					6.482		7,034			7,034	S/Cog; CCAPGN	Payback:1,0; VPL: 23.373 TR:2021%; Inv: 0.597
Têxtil - V	1.095	1.460	4.053					4.053		4,398			4,398	S/Cog; CCAPGN	Payback:1,0; VPL: 15.811 TR:2986%; Inv: 0.374
Têxtil - VI	866	1.155	2.757					2.757		2,991			2,991	S/Cog; CCAPGN	Payback:1,0; VPL: 10.684 TR:2875%; Inv: 0.254
Têxtil - VII	709	946	828					828		0,898			0,898	S/Cog; CCAPGN	Payback:1,1; VPL: 2.311 TR:771%; Inv: 0.082
Químico - I	782	1.043	860					860		0,934			0,934	S/Cog; CCAPGN	Payback:1,1; VPL: 2.469 TR:822%; Inv: 0.085
Químico - II	353	471	543					543		0,589			0,589	S/Cog; CCAPGN	Payback:0,9; VPL: 4.287 TR:3250%; Inv: 0.058
Químico - III	197	262	364					364		0,395			0,395	S/Cog; CCAPGN	Payback:1,1; VPL: 1.358 TR:1401%; Inv: 0.039
Químico - IV	541	722	117					117		0,127			0,127	S/Cog; CCAPGN	Payback:1,1; VPL: 0.918 TR:1669%; Inv: 0.024
Vidro e plástico I	2.598	2.886	9.384					9.384		10,182			10,182	S/Cog; CCAPGN	Payback:1,1; VPL: 27.128 TR:996%; Inv: 0.865
Vidro e plástico II	1.688	1.876	7.038					7.038		7,637			7,637	S/Cog; CCAPGN	Payback:1,1; VPL: 20.412 TR:996%; Inv: 0.649
Pesqueira I	298	331	13.577					13.577		14,732			14,732	S/Cog; CCAPGN	Payback:1,1; VPL: 36.691 TR:838%; Inv: 1.250
Pesqueira II	179	199	8.146					8.146		8,839			8,839	S/Cog; CCAPGN	Payback:1,1; VPL: 22.014 TR:838%; Inv: 0.750

Tabela 7.10 – Avaliação das opções tecnológicas para uso de gás natural em unidades de cogeração projetadas para operar em paridade elétrica, nos vários tipos de fabrica do setor industrial

Segmento	Demanda de eletricidade, calor e frio						Produção de energia com uso de gás natural (GN) com cogeração em paridade elétrica										Solução tecnológica	Análise econômica
	Dem Med kW	Dem Max kW	Calor útil kW	Frio útil (TRs)	Dem Med kW (c SRA)	Dem Max kW (c SRA)	Pot motor kW	Calor útil kW	Frio útil (TRs)	Fluxo Comb (MMm³/ano)	Calor Sup kW	Frio Sup (TRs)	Fluxo Comb Sup (MMm³/ano)	Fluxo Comb Total (MMm³/ano)				
Alimentos - I	3.649	4.549	13.248	532	3.102	3.865	5.054	6.712	532	11.880	6.536	-	7.092	16.972	C/Cog: TAG e HRSG	Payback2.5; VPL: 38.557 TIR:67%; Inv: 9.080		
Alimentos - II	1.430	1.782	1.153	208	1.215	1.514	1.682	811	208	4.225	342	-	0,371	4,596	C/Cog: MCI, HRSG e SRA	Payback2.5; VPL: 6.666 TIR:67%; Inv: 1.586		
Alimentos - III	499	622	821	73	424	529	588	283	73	1,472	538	-	0,584	2,056	C/Cog: MCI, HRSG e SRA	Payback3.8; VPL: 1.601 TIR:36%; Inv: 0.822		
Alimentos - IV	1.241	1.547	549	181	1.055	1.314	1.460	549	181	3,668	-	-	-	3,668	C/Cog: MCI, HRSG e SRA	PaybackInd; VPL: -1.439 TIR:nd; Inv: 1.430		
Alimentos - V	472	588	485	69	401	499	555	267	69	1,394	218	-	0,236	1,630	C/Cog: MCI, HRSG e SRA	Payback11.4; VPL: -0.130 TIR:7%; Inv: 0.746		
Alimentos - VI	248	310	506	36	211	263	293	140	36	0,735	366	-	0,397	1,132	C/Cog: MCI, HRSG e SRA	Payback1.8; VPL: 2.914 TIR:118%; Inv: 0.386		
Bebidas - I	5.334	6.273	6.430	1.037	4.267	5.018	5.576	2.233	1.037	13,890	4.197	-	4,554	18,444	C/Cog: TAG, HRSG e SRA	Payback6.4; VPL: 5.570 TIR:18%; Inv: 10.157		
Bebidas - II	938	1.104	1.274	182	751	883	981	519	167	2,812	755	15	0,820	3,632	C/Cog: MCI, HRSG e SRA	Payback5.6; VPL: 1.059 TIR:21%; Inv: 1.293		
Bebidas - III	1.315	1.546	431	255	1.052	1.237	1.374	431	255	3,917	-	-	-	3,917	C/Cog: MCI, HRSG e SRA	PaybackInd; VPL: -1.953 TIR:nd; Inv: 1.954		
Bebidas - IV	676	794	1.022	131	540	635	706	373	120	2,012	649	11	0,704	2,716	C/Cog: MCI, HRSG e SRA	Payback5.2; VPL: 0.952 TIR:23%; Inv: 0.972		
Bebidas - V	307	361	515	60	245	289	321	170	54	0,915	345	6	0,375	1,289	C/Cog: MCI, HRSG e SRA	Payback5.0; VPL: 0.523 TIR:25%; Inv: 0.484		
Cimentos - I	19.736	24.670	31.489	-	-	-	27.408	31.489	-	64,240	-	-	-	64,240	C/Cog: TAG e HRSG	Payback3.6; VPL: 71.178 TIR:38%; Inv: 33.668		
Cerâmica - I	2.545	3.181	2.724	-	-	-	3.534	2.724	-	8,284	-	-	-	8,284	C/Cog: TAG e HRSG	Payback4.2; VPL: 12.689 TIR:31%; Inv: 8.202		
Cerâmica - II	733	916	3.201	-	-	-	1.018	488	-	2,165	2.713	-	2,943	5,108	C/Cog: MCI e HRSG	Payback1.3; VPL: 22.025 TIR:33%; Inv: 1.240		
Cerâmica - III	377	471	2.359	-	-	-	523	251	-	1,113	2.108	-	2,287	3,400	C/Cog: MCI e HRSG	Payback1.9; VPL: 5.011 TIR:110%; Inv: 0.708		
Papel - I	4.750	6.333	10.721	-	-	-	7.037	8.736	-	15,460	1.985	-	2,154	17,614	C/Cog: TAG e HRSG	Payback4.3; VPL: 19.683 TIR:31%; Inv: 12.785		
Papel - II	2.784	3.713	5.575	-	-	-	4.126	5.122	-	9,065	453	-	0,491	9,556	C/Cog: TAG e HRSG	Payback5.2; VPL: 8.261 TIR:24%; Inv: 8.324		
Papel - III	1.638	2.184	4.288	-	-	-	2.427	3.013	-	5,332	1.275	-	1,384	6,716	C/Cog: TAG e HRSG	Payback4.7; VPL: 6.813 TIR:27%; Inv: 5.520		
Papel - IV	691	921	1.156	-	-	-	1.028	443	-	2,024	713	-	0,774	2,798	C/Cog: MCI e HRSG	Payback5.7; VPL: 0.823 TIR:21%; Inv: 1.047		
Têxtil - I	4.630	6.173	15.181	-	-	-	6.859	8.516	-	15,070	6.665	-	7,232	22,302	C/Cog: TAG e HRSG	Payback2.3; VPL: 57.343 TIR:74%; Inv: 12.067		
Têxtil - II	2.772	3.696	12.267	-	-	-	4.107	5.099	-	9,023	7.168	-	7,777	16,800	C/Cog: TAG e HRSG	Payback1.8; VPL: 64.595 TIR:121%; Inv: 8.351		
Têxtil - III	2.046	2.728	8.762	-	-	-	3.031	3.763	-	6,660	4.999	-	5,424	12,084	C/Cog: TAG e HRSG	Payback2.0; VPL: 44.593 TIR:96%; Inv: 7.230		
Têxtil - IV	1.808	2.410	6.482	-	-	-	2.678	3.325	-	5,884	3.157	-	3,426	9,310	C/Cog: TAG e HRSG	Payback3.1; VPL: 18.095 TIR:48%; Inv: 6.264		
Têxtil - V	1.095	1.460	4.053	-	-	-	1.622	699	-	3,195	3.354	-	3,639	6,834	C/Cog: MCI e HRSG	Payback1.8; VPL: 13.152 TIR:130%; Inv: 1.593		
Têxtil - VI	866	1.155	2.757	-	-	-	1.283	553	-	2,527	2.204	-	2,391	4,918	C/Cog: MCI e HRSG	Payback2.1; VPL: 8.433 TIR:91%; Inv: 1.436		
Têxtil - VII	709	946	828	-	-	-	1.051	453	-	2,070	375	-	0,407	2,477	C/Cog: MCI e HRSG	Payback8.8; VPL: 0.095 TIR:11%; Inv: 1.036		
Químico - I	782	1.043	860	-	-	-	1.159	499	-	2,282	361	-	0,392	2,674	C/Cog: MCI e HRSG	Payback9.3; VPL: 0.028 TIR:10%; Inv: 1.136		
Químico - II	353	471	543	-	-	-	523	225	-	1,031	318	-	0,345	1,376	C/Cog: MCI e HRSG	Payback2.3; VPL: 2.979 TIR:75%; Inv: 0.621		
Químico - III	197	262	364	-	-	-	291	125	-	0,573	239	-	0,259	0,832	C/Cog: MCI e HRSG	Payback3.9; VPL: 0.646 TIR:34%; Inv: 0.352		
Químico - IV	541	722	117	-	-	-	802	117	-	1,580	-	-	-	1,580	C/Cog: MCI e HRSG	PaybackInd; VPL: -1.165 TIR:nd; Inv: 0.788		
Vidro e plástico I	2.598	2.886	9.384	-	-	-	3.207	4.778	-	8,455	4.606	-	4,998	13,453	C/Cog: TAG e HRSG	Payback3.3; VPL: 21.155 TIR:44%; Inv: 8.172		
Vidro e plástico II	1.688	1.876	7.038	-	-	-	2.084	3.106	-	5,496	3.932	-	4,267	9,763	C/Cog: TAG e HRSG	Payback3.0; VPL: 16.459 TIR:50%; Inv: 5.409		
Pesqueira I	298	331	13.577	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	S/Cog: CCA/PGN			
Pesqueira II	179	199	8.146	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	S/Cog: CCA/PGN			

Tabela 7.11 – Avaliação das opções tecnológicas para uso de gás natural em sistemas de cogeração projetados para operar em paridade térmica e venda de excedentes de energia elétrica, nos diversos tipos de instalações do setor industrial

Segmento	Demanda de eletricidade, calor e frio						Produção de energia com uso de gás natural (GN) com cogeração em paridade térmica									
	Dem Med kW	Dem Max kW	Calor útil kW	Frio útil (TRs)	Dem Med kW (c SRA)	Dem Max kW (c SRA)	Pot motor kW	Dem Max kW	Dem Med kW	Calor útil kW	Frio útil (TRs)	Fluxo Comb (MMm³/ano)	Exce. Med kW	Exce. Max kW	Solução tecnológica	Análise econômica
Alimentos - I	3.649	4.549	13.248	532	3.102	3.865	9.978	8.980	7.203	13.248	532	23.450	4.101	5.115	C/Cog: TAG e HRSG REE=0,65; C=0,54	Payback2,6; VRL: 55.439 TR64%; Inv: 13.895
Alimentos - II	1.430	1.782	1.153	208	1.215	1.514	2.391	2.152	1.726	1.153	208	5.102	511	638	C/Cog: MCI HRSG e SRA REE=0,55; C=0,78	Payback2,2; VRL: 10.749 TR82%; Inv: 2.034
Alimentos - III	499	622	821	73	424	529	1.706	1.535	1.231	821	73	3.639	807	1.006	C/Cog: MCI HRSG e SRA REE=0,46; C=1,03	Payback3,7; VRL: 3.096 TR37%; Inv: 1.524
Alimentos - IV	1.241	1.547	549	181	1.055	1.314	1.460	1.314	1.054	549	181	3.115	-	-	C/Cog: MCI HRSG e SRA REE=0,59; C=0,72	PaybackInd; VRL: -1.439 TRInd; Inv: 1.430
Alimentos - V	472	588	485	69	401	499	1.008	907	727	485	69	2.150	326	408	C/Cog: MCI HRSG e SRA REE=0,51; C=0,87	Payback5,5; VRL: 0.963 TR22%; Inv: 1.101
Alimentos - VI	248	310	506	36	211	263	1.050	945	758	506	36	2.240	547	682	C/Cog: MCI HRSG e SRA REE=0,45; C=1,1	Payback3,2; VRL: 2.917 TR45%; Inv: 1.115
Bebidas - I	5.334	6.273	6.430	1.037	4.267	5.018	8.558	7.702	6.550	6.430	1.037	21.320	2.283	2.684	C/Cog: TAG HRSG e SRA REE=0,65; C=0,54	Payback3,9; VRL: 22.060 TR35%; Inv: 11.901
Bebidas - II	938	1.104	1.274	182	751	883	2.411	2.170	1.845	1.274	182	5.498	1.094	1.287	C/Cog: MCI HRSG e SRA REE=0,52; C=0,84	Payback3,7; VRL: 4.118 TR37%; Inv: 2.043
Bebidas - III	1.315	1.546	431	255	1.052	1.237	1.374	1.237	1.052	431	255	3.134	-	-	C/Cog: MCI HRSG e SRA REE=0,70; C=0,61	PaybackInd; VRL: -1.953 TRInd; Inv: 1.384
Bebidas - IV	676	794	1.022	131	540	635	1.933	1.740	1.480	1.022	131	4.408	940	1.105	C/Cog: MCI HRSG e SRA REE=0,50; C=0,88	Payback3,7; VRL: 3.369 TR37%; Inv: 1.649
Bebidas - V	307	361	515	60	245	289	974	877	745	515	60	2.222	500	588	C/Cog: MCI HRSG e SRA REE=0,49; C=0,91	Payback5,7; VRL: 0.894 TR21%; Inv: 1.136
Cimentos - I	19.736	24.670	31.489	-	-	-	27.408	24.668	19.736	31.489	-	64.240	-	-	C/Cog: TAG e HRSG REE=0,56; C=0,63	Payback3,6; VRL: 71.178 TR38%; Inv: 33.668
Carâmica - I	2.545	3.181	2.724	-	-	-	3.534	3.181	2.545	2.724	-	8.284	-	-	C/Cog: TAG e HRSG REE=0,42; C=0,93	Payback4,2; VRL: 12.689 TR31%; Inv: 8.202
Carâmica - II	733	916	3.201	-	-	-	2.419	2.177	1.742	3.201	-	5.669	1.009	1.261	C/Cog: TAG e HRSG REE=0,65; C=0,54	Payback2,5; VRL: 23.113 TR68%; Inv: 5.331
Carâmica - III	377	471	2.359	-	-	-	1.783	1.605	1.284	2.359	-	4.180	907	1.134	C/Cog: TAG e HRSG REE=0,65; C=0,54	Payback4,4; VRL: 5.608 TR29%; Inv: 3.930
Papel - I	4.750	6.333	10.721	-	-	-	8.636	7.772	5.829	10.722	-	18.970	1.079	1.439	C/Cog: TAG e HRSG REE=0,65; C=0,54	Payback3,0; VRL: 36.463 TR51%; Inv: 11.869
Papel - II	2.784	3.713	5.575	-	-	-	4.491	4.042	3.032	5.575	-	9.868	248	329	C/Cog: TAG e HRSG REE=0,65; C=0,54	Payback4,1; VRL: 14.973 TR32%; Inv: 8.924
Papel - III	1.638	2.184	4.288	-	-	-	3.453	3.108	2.331	4.288	-	7.588	693	924	C/Cog: TAG e HRSG REE=0,65; C=0,54	Payback4,1; VRL: 11.263 TR32%; Inv: 6.862
Papel - IV	691	921	1.156	-	-	-	2.680	2.412	1.809	1.156	-	5.278	1.118	1.491	C/Cog: MCI e HRSG REE=0,39; C=1,53	Payback4,5; VRL: 2.778 TR29%; Inv: 2.014
Têxtil - I	4.630	6.173	15.181	-	-	-	12.228	11.006	8.254	15.182	-	26.860	3.624	4.833	C/Cog: TAG e HRSG REE=0,65; C=0,54	Payback2,4; VRL: 75.108 TR70%; Inv: 16.834
Têxtil - II	2.772	3.696	12.267	-	-	-	9.881	8.893	6.670	12.267	-	21.710	3.898	5.197	C/Cog: TAG e HRSG REE=0,65; C=0,54	Payback2,1; VRL: 78.021 TR89%; Inv: 13.603
Têxtil - III	2.046	2.728	8.762	-	-	-	7.058	6.352	4.764	8.762	-	15.510	2.718	3.624	C/Cog: TAG e HRSG REE=0,65; C=0,54	Payback2,5; VRL: 51.463 TR65%; Inv: 12.592
Têxtil - IV	1.808	2.410	6.482	-	-	-	5.222	4.700	3.525	6.482	-	11.470	1.717	2.290	C/Cog: TAG e HRSG REE=0,65; C=0,54	Payback3,2; VRL: 24.185 TR44%; Inv: 9.316
Têxtil - V	1.095	1.460	4.053	-	-	-	3.264	2.938	2.204	4.053	-	7.173	1.109	1.478	C/Cog: TAG e HRSG REE=0,65; C=0,54	Payback3,7; VRL: 14.287 TR37%; Inv: 7.144
Têxtil - VI	866	1.155	2.757	-	-	-	2.221	1.999	1.499	2.757	-	4.880	633	844	C/Cog: TAG e HRSG REE=0,65; C=0,54	Payback3,7; VRL: 9.991 TR37%; Inv: 4.861
Têxtil - VII	709	946	828	-	-	-	1.922	1.730	1.298	828	-	3.786	589	784	C/Cog: MCI e HRSG REE=0,39; C=1,53	Payback4,2; VRL: 2.260 TR31%; Inv: 1.445
Químico - I	782	1.043	860	-	-	-	2.000	1.800	1.350	860	-	3.939	568	757	C/Cog: MCI e HRSG REE=0,39; C=1,53	Payback4,1; VRL: 2.437 TR32%; Inv: 1.503
Químico - II	353	471	543	-	-	-	1.261	1.135	851	543	-	2.484	498	664	C/Cog: MCI e HRSG REE=0,39; C=1,53	Payback3,2; VRL: 3.290 TR45%; Inv: 1.252
Químico - III	197	262	364	-	-	-	845	760	570	364	-	1.663	373	498	C/Cog: MCI e HRSG REE=0,39; C=1,53	Payback6,0; VRL: 0.615 TR20%; Inv: 0.895
Químico - IV	541	722	117	-	-	-	802	722	541	117	-	1.580	-	-	C/Cog: MCI e HRSG REE=0,34; C=1,62	PaybackInd; VRL: -1.165 TRInd; Inv: 0.788
Vidro e plástico I	2.598	2.886	9.384	-	-	-	6.298	5.668	5.101	9.384	-	16.610	2.503	2.782	C/Cog: TAG e HRSG REE=0,65; C=0,54	Payback3,2; VRL: 30.344 TR45%; Inv: 11.525
Vidro e plástico II	1.688	1.876	7.038	-	-	-	4.724	4.252	3.827	7.038	-	12.460	2.139	2.376	C/Cog: TAG e HRSG REE=0,65; C=0,54	Payback3,5; VRL: 21.145 TR39%; Inv: 9.603
Pesqueira I	298	331	13.577	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	S/Cog: CCARGN	
Pesqueira II	179	199	8.146	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	S/Cog: CCARGN	

7.3.5 Estimativa do consumo futuro de gás natural no setor industrial e terciário de grande porte

O comportamento da demanda de gás natural depende de vários fatores: nível socioeconômico, aspectos culturais, estratégias de mercado das empresas distribuidoras de gás natural, estratégias das empresas do setor terciário de grande porte e industrial, políticas de fomento governamentais, entre outros.

Para a estimativa do uso de gás natural no setor terciário e industrial de grande porte, os estabelecimentos foram divididos em 12 grupos. Os quatro primeiros estão no setor terciário: Hospitais, *shopping centers*, supermercados e hotéis. Os oito restantes estão no setor industrial: alimentos, bebidas, cimentos e cerâmicas, papel, vidro e plástico, têxtil, químico e pesqueiro. Para nosso estudo, a estimativa do consumo potencial de gás natural considera três critérios gerais: as alternativas tecnológicas, os consumos médios de energia e as limitações econômicas considerando os investimentos.

7.3.5.1 Metodologia de cálculo

O cálculo do consumo de gás natural no setor terciário ($C_{GN_{TGP_i}}$) e industrial ($C_{GN_{IGP_i}}$) tem como base as equações 7.1 e 7.4, em que o nível de atividade é a quantidade de instalações comerciais e industriais⁶, e a intensidade energética é o consumo médio anual do gás natural nestas instalações. A potência instalada de cogeração no setor terciário ($P_{INST_{TGP_i}}$) e industrial ($P_{INST_{IGP_i}}$) foi calculada segundo as equações 7.2 e 7.5. As equações 7.3 e 7.6 mostram a metodologia de cálculo utilizada para a estimativa da venda de excedentes de energia elétrica pela cogeração no setor terciário ($V_{EXC_{TGP_i}}$) e industrial ($V_{EXC_{IGP_i}}$). Então, as equações utilizadas foram as seguintes:

$$C_{GN_{TGP_i}} = \sum_{j=1}^{j=n} \left(Q_{TGP_{2010_{jki}}} \cdot C_{GN_{T2010_{jki}}} \right) \cdot f_{P_{ji}} \cdot (1 + TC_{PIB_T})^{i-2010} \quad (7.1)$$

$$P_{INST_{TGP_i}} = \sum_{j=1}^{j=n} \left(Q_{TGP_{2010_{jki}}} \cdot P_{INST_{2010_{jki}}} \right) \cdot f_{P_{ji}} \cdot (1 + TC_{PIB_T})^{i-2010} \quad (7.2)$$

$$V_{EXC_{TGP_i}} = \sum_{j=1}^{j=n} \left(Q_{TGP_{2010_{jki}}} \cdot V_{EXC_{T2010_{jki}}} \right) \cdot f_{P_{ji}} \cdot (1 + TC_{PIB_T})^{i-2010} \quad (7.3)$$

$$C_{GN_{IGP_i}} = \sum_{j=1}^{j=n} \left(Q_{IGP_{2010_{jki}}} \cdot C_{GN_{I2010_{jki}}} \right) \cdot f_{P_{ji}} \cdot (1 + TC_{PIB_I})^{i-2010} \quad (7.4)$$

$$P_{INST_{IGP_i}} = \sum_{j=1}^{j=n} \left(Q_{IGP_{2010_{jki}}} \cdot P_{INST_{I2010_{jki}}} \right) \cdot f_{P_{ji}} \cdot (1 + TC_{PIB_I})^{i-2010} \quad (7.5)$$

⁶ O ideal neste caso seria trabalhar com níveis de atividade em função direta da produção em instalações industriais. Porém, não foi possível obter dados de produção de todos os tipos de indústria no Peru. No entanto, considerando a classificação do tipo de instalação industrial realizada neste trabalho e os objetivos desta tese, o uso do número de instalações industriais permitiu obter resultados satisfatórios.

$$V_{EXC_{IGP}_i} = \sum_{j=1}^{j=n} \left(Q_{IGP_{2010}_{jki}} \cdot V_{EXC_{I2010}_{jki}} \right) \cdot f_{P_{ji}} \cdot (1 + TC_{PIB_I})^{i-2010} \quad (7.6)$$

Onde:

i : ano a partir de 2011.

j : região

k : segmento do setor terciário ou industrial de grande porte definidas nas Tabelas 7.2 e 7.3

$Q_{TGP_{2010}_{jk}}$: número de instalações comerciais em 2010, na região j e no segmento k , os cenários são os que definem a proporção desta que optara por alguma alternativa apresentadas nas Tabelas 7.6, 7.7 e 7.8 para o ano i ;

$C_{GN_{T2010}_{jk}}$: consumo médio de gás natural na instalação comercial do segmento k , calculadas para as alternativas mostradas nas Tabelas 7.6, 7.7 e 7.8, os cenários são os que definem a combinação das alternativas;

f_p : fator de penetração do gás natural obtido pela empresa Gás Natural de Bogotá na Colômbia (vide Figura 6.7).

TC_{PIB_T} : taxa de crescimento do PIB por setor terciário

$P_{INST_{2010}_{jki}}$: potência média instalada de cogeração na instalação comercial do segmento k , calculadas para as alternativas mostradas nas Tabelas 7.7 e 7.8, os cenários são os que definem sua participação no ano i ;

$V_{EXC_{T2010}_{jki}}$: venda de excedentes de energia elétrica pela cogeração na instalação comercial do segmento k , calculadas para as alternativas mostradas na Tabela 7.8, os cenários são os que definem sua participação no ano i ;

$Q_{IGP_{2010}_{jk}}$: número de instalações industriais em 2010, na região j e no segmento k , os cenários são os que definem a proporção desta que optara por alguma alternativa apresentadas nas Tabelas 7.9, 7.10 e 7.11 para o ano i ;

$C_{GN_{I2010}_{jk}}$: consumo médio de gás natural na instalação industrial do segmento k , calculadas para as alternativas mostradas nas Tabelas 7.9, 7.10 e 7.11, os cenários são os que definem a combinação das alternativas;

TC_{PIB_I} : taxa de crescimento do PIB industrial

$P_{INS_{I2010}_{jki}}$: potência média instalada de cogeração na instalação industrial do segmento k , calculadas para as alternativas mostradas nas Tabelas 7.10 e 7.11, os cenários são os que definem sua participação no ano i ;

$V_{EXC_{I2010}_{jki}}$: venda de excedentes de energia elétrica pela cogeração na instalação industrial do segmento k , calculadas para as alternativas mostradas na Tabela 7.11, os cenários são os que definem sua participação no ano i ;

7.3.5.2 Seleção de cenários de penetração de gás natural no setor industrial e terciário de grande porte

O cálculo do uso potencial de gás natural no setor terciário e industrial de grande porte emprega nove cenários, apresentados na Tabela 4.1 do capítulo 4. Para o cálculo do nível de atividade são usadas três hipóteses de crescimento macroeconômico: pessimista, tendencial e otimista. Para a escolha da intensidade energética e a estrutura de consumo de energia são usadas três hipóteses de desenvolvimento: referencial, moderada e avançada. Nestas últimas hipóteses são consideradas as seguintes variáveis: preço do gás natural, barreiras para venda de eletricidade pelos cogeradores, política de custos, eficiência e confiabilidade das empresas, financiamento dos projetos e expansão das redes de distribuição de gás natural. As Tabelas 7.12A, 7.13B e 7.14C mostram os cenários e as considerações de desenvolvimento futuro do gás natural no setor industrial e terciário de grande porte. Nos diversos cenários são considerados os futuros fornecimentos de gás natural em outras regiões do País, além das projeções de oferta deste combustível na região de *Lima e Callao*.

Tabela 7.12A – Cenários de desenvolvimento futuro do gás natural no setor industrial e terciário de grande porte no Peru 2011-2020

	Pessimista	Tendencial	Otimista
	Preços de gás natural e barreiras para venda de eletricidade por cogador: IPRP.1: Nenhuma das empresas classifica como cogador qualificado segundo os requisitos da regulamentação DS-064-2005-EM, então não se tem tarifa de gás natural diferenciada IPRP.2: Não se tem regulamentações para acesso a rede elétrica e preços para stand by de eletricidade para cogadores não qualificados IPRP.3: As empresas de distribuição de eletricidade acha como concorrentes às empresas com potencial de cogeração	Preços de gás natural e barreiras para venda de eletricidade por cogador: ITRP.1: IPRP.1 ITRP.2: IPRP.2 ITRP.3: IPRP.3	Preços de gás natural e barreiras para venda de eletricidade por cogador: IORP.1: ITRP.1 IORP.2: ITRP.2 IORP.3: ITRP.3
1.- Região <i>Lima e Callao</i> : a distribuição de gás continua em crescimento acompanhando à demanda			
	Política de custos, eficiência e confiabilidade das empresas IPRC.1: As empresas tem maior interesse por investir em projetos de ampliação da produção e não em projetos de eficiência energética IPRC.2: As empresas só tem interes em troca de combustível atual pelo GN para a diminuição de custos de produção IPRC.3: O fornecimento de gás natural no futuro é considerada um risco	Política de custos, eficiência e confiabilidade das empresas ITRC.1: As empresas tem maior interesse por investir em projetos de ampliação da produção e em projetos de eficiência energética ITRC.2: As empresas só tem interes na troca do combustível atual pelo GN para a diminuição de custos de produção ITRC.3: IPRC.3	Política de custos, eficiência e confiabilidade das empresas IORC.1: ITRC.1 IORC.2: ITRC.2 IORC.3: ITRC.3
2.- Região <i>Ica</i> : entrada em operação do sistema de distribuição de gás em maio 2015			
3.- Região <i>Cuzco, Puno, Arequipa, Moquegua e Tacna (Gasoduto Kuntur)</i> : entrada em operação do sistema de distribuição de gás em novembro 2016	Financiamento de projetos: IPRF.1: Os juros para projetos de eficiência energética não tem diferenciação IPRF.2: No país não se tem empresas interessadas em projetos de tipo BOT ou similar IPRF.3: As empresas só fazem o investimento quando o tempo de retorno é menor a 2 anos, e só em projetos para troca de combustível pelo gás natural	Financiamento de projetos: ITRF.1: IPRF.1 ITRF.2: IPRF.2 ITRF.3: As empresas só fazem o investimento quando o tempo de retorno é menor a 3 anos, e só em projetos para troca de combustível pelo gás natural	Financiamento de projetos: IORF.1: ITRF.1 IORF.2: ITRF.2 IORF.3: As empresas só fazem o investimento quando o tempo de retorno é menor a 4 anos, e só em projetos para troca de combustível pelo gás natural
4.- Região <i>Ayacucho, Junin, Ancash e La Libertad (Gasoduto Centro-Norte)</i> : entrada em operação do sistema de distribuição de gás em novembro 2020	Expansão das redes de distribuição de gás natural IPRE.1: O governo tem dirigido as políticas energéticas tendo como prioridade a massificação de uso de gás natural IPRE.2: As empresas de distribuição de gás natural trabalham na expansão das redes de distribuição de gás natural, tendo uma taxa de penetração igual às conseguidas pela empresa de distribuição de gás natural de Bogota	Expansão das redes de distribuição de gás natural ITRE.1: IPRE.1 ITRE.2: IPRE.2	Expansão das redes de distribuição de gás natural IORE.1: ITRE.1 IORE.2: ITRE.2

Tabela 7.12B – Cenários de desenvolvimento futuro do gás natural no setor industrial e terciário de grande porte no Peru 2011-2020

	Pessimista	Tendencial	Otimista
	Preços de gás natural e barreiras para venda de eletricidade por cogeração: IPMP.1: IPRP.1 IPMP.2: IPRP.2, as empresas que fazem investimento em cogeração tem necessidade da contratação de potencia elétrica de stand by da rede a preços iguais a qualquer tipo de instalação comercial ou industrial IPMP.3: IPRP.3	Preços de gás natural e barreiras para venda de eletricidade por cogeração: ITMP.1: ITRP.1 ITMP.2: ITRP.2, as empresas que fazem investimento em cogeração tem necessidade da contratação de potencia elétrica de stand by da rede a preços iguais a qualquer tipo de instalação comercial ou industrial ITMP.3: ITRP.3	Preços de gás natural e barreiras para venda de eletricidade por cogeração: IOMP.1: ITMP.1 IOMP.2: ITMP.2 IOMP.3: ITMP.3
Moderado	1.- Região <i>Lima e Callao</i> : a distribuição de gás continua em crescimento acompanhando à demanda		
	2.- Região <i>Ica</i> : entrada em operação do sistema de distribuição de gás em novembro 2014		
	3.- Região <i>Cuzco, Puno, Arequipa, Moquegua e Tacna</i> (Gasoduto Kuntur): entrada em operação do sistema de distribuição de gás em fevereiro 2016		
	4.- Região <i>Ayacucho, Junin, Ancash e La Libertad</i> (Gasoduto Centro-Norte): entrada em operação do sistema de distribuição de gás em maio 2020		
	Política de custos, eficiência e confiabilidade das empresas IPMC.1: As empresas tem maior interesse por investir em projetos de ampliação da produção e em projetos de eficiência energética IPMC.2: As empresas tem interes na troca de combustível atual pelo GN para a diminuição de custos de produção, mas também tem interesse em projetos de cogeração para a confiabilidade de fornecimento elétrico IPMC.3: O fornecimento de gás natural no futuro não é considerada como um risco	Política de custos, eficiência e confiabilidade das empresas ITMC.1: IPMC.1 ITMC.2: IPMC.2 ITMC.3: IPMC.3	Política de custos, eficiência e confiabilidade das empresas IOMC.1: ITMC.1 IOMC.2: ITMC.2 IOMC.3: ITMC.3
	Financiamento de projetos: IPMF.1: IPRF.1 IPMF.2: No país tem poucas empresas interessadas em projetos de tipo BOT ou similar IPMF.3: As empresas só fazem o investimento quando o tempo de retorno é menor a 2 anos, para projetos de só troca de combustível pelo gás natural ou cogeração	Financiamento de projetos: ITMF.1: IPMF.1 ITMF.2: IPMF.2 ITMF.3: As empresas só fazem o investimento quando o tempo de retorno é menor a 3 anos, para projetos de só troca de combustível pelo gás natural ou cogeração	Financiamento de projetos: IOMF.1: ITMF.1 IOMF.2: ITMF.2 IOMF.3: As empresas só fazem o investimento quando o tempo de retorno é menor a 4 anos, para projetos de só troca de combustível pelo gás natural ou cogeração
	Expansão das redes de distribuição de gás natural IPME.1: IPRE.1 IPME.2: IPRE.2	Expansão das redes de distribuição de gás natural ITME.1: IPME.1 ITME.2: IPME.2	Expansão das redes de distribuição de gás natural IOME.1: ITME.1 IOME.2: ITME.2

Tabela 7.12C – Cenários de desenvolvimento futuro do gás natural no setor industrial e terciário de grande porte no Peru 2011-2020

	Pessimista	Tendencial	Otimista
	Preços de gás natural e barreiras para venda de eletricidade por cogeração: IPAP.1: Os requisitos da regulamentação DS-064-2005-EM tem mudanças, então os comércios do setor terciário e industrial classificam como cogeração qualificado, então se tem tarifa de gás natural diferenciada igual que as empresas de geração elétrica	Preços de gás natural e barreiras para venda de eletricidade por cogeração: ITAP.1: IPAP.1 ITAP.2: IPAP.2 ITAP.3: IPAP.3	Preços de gás natural e barreiras para venda de eletricidade por cogeração: IOAP.1: ITAP.1 IOAP.2: ITAP.2 IOAP.3: ITAP.3
1.- Região <i>Lima e Callao</i> : a distribuição de gás continua em crescimento acompanhando demanda	à IPAP.2: As empresas que fazem investimento em cogeração têm acesso a rede elétrica e com possibilidade de vendas de excedentes de energia elétrica		
2.- Região <i>Ica</i> : entrada em operação do sistema de distribuição de gás em março 2014	IPAP.3: As empresas de distribuição de eletricidade compram energia elétrica excedente aos cogeneradores para venda a clientes novos		
3.- Região <i>Cuzco, Puno, Arequipa, Moquegua e Tacna</i> (Gasoduto Kuntur): entrada em operação do sistema de distribuição de gás em maio 2015	Política de custos, eficiência e confiabilidade das empresas IPAC.1: IPMC.1: IPAC.2: As empresas tem interes em troca de combustível atual pelo GN para a diminuição de custos de produção, e tem interesse em projetos de cogeração com venda de excedentes de energia elétrica IPAC.3: IPMC.3	Política de custos, eficiência e confiabilidade das empresas ITAC.1: IPAC.1 ITAC.2: IPAC.2: ITAC.3: IPAC.3	Política de custos, eficiência e confiabilidade das empresas IOAC.1: ITAC.1 IOAC.2: ITAC.2: IOAC.3: ITAC.3
4.- Região <i>Ayacucho, Junin, Ancash e La Libertad</i> (Gasoduto Centro-Norte): entrada em operação do sistema de distribuição de gás em novembro 2019	Financiamento de projetos: IPAF.1: IPMF.1 IPAF.2: No país se tem empresas interessadas em projetos de tipo BOT ou similar IPAF.3: As empresas só fazem o investimento quando o tempo de retorno é menor a 2 anos, para projetos de só troca de combustível pelo gás natural ou cogeração com e sem excedentes de energia elétrica	Financiamento de projetos: ITAF.1: IPAF.1 ITAF.2: IPAF.2 ITAF.3: As empresas só fazem o investimento quando o tempo de retorno é menor a 3 anos, para projetos de só troca de combustível pelo gás natural ou cogeração com e sem excedentes de energia elétrica	Financiamento de projetos: IOAF.1: ITAF.1 IOAF.2: ITAF.2 IOAF.3: As empresas só fazem o investimento quando o tempo de retorno é menor a 4 anos, para projetos de só troca de combustível pelo gás natural ou cogeração com e sem excedentes de energia elétrica
	Expansão das redes de distribuição de gás natural IPAE.1: IPME.1 IPAE.2: IPME.2	Expansão das redes de distribuição de gás natural ITAE.1: IPAE.1 ITAE.2: IPAE.2	Expansão das redes de distribuição de gás natural IOAE.1: ITAE.1 IOAE.2: ITAE.2

7.3.5.3 Projeções no cenário pessimista: alternativas referencial, moderado e avançado

Nesta seção são apresentadas as projeções referentes ao número de estabelecimentos nos setores industrial e terciário de grande porte que podem usar gás natural, assim como a projeção do consumo de gás natural e dos consumos evitados de óleo combustível e óleo Diesel no cenário pessimista. Os cálculos são baseados nas hipóteses de três cenários: pessimista referencial (R), moderado (M) e avançado (A).

A Figura 7.12 mostra a quantidade de estabelecimentos no setor industrial e terciário de grande porte que podem vir a usar gás natural no Peru no período 2011-2020. As projeções mostram que o maior potencial de uso de gás natural é no setor industrial e que se tem dificuldades econômicas em projetos de uso de gás natural para refrigeração nos *shopping centers* e supermercados. As Figuras 7.13, 7.14, 7.15 mostram a projeção de consumo de gás natural, o consumo evitado de óleo combustível e óleo Diesel, a potência elétrica instalada e a venda de excedentes de energia elétrica pelos cogeneradores, respectivamente, nos estabelecimentos do setor industrial e terciário de grande porte no cenário pessimista referencial, moderado e avançado no período 2011-2020 no Peru.

Neste estudo, o cenário mais desfavorável para o uso de gás natural e desenvolvimento de projetos de cogeração está no cenário pessimista-referencial, já que este considera um menor crescimento da economia do País em comparação com as taxas médias de crescimento do PIB, obtidas nos últimos anos. Além disso, considera barreiras para o uso da cogeração e decisões empresariais para priorizar projetos energéticos de menor investimento.

Dessa forma, no cenário pessimista-referencial, espera-se que 143 instalações comerciais e industriais de grande porte usem gás natural em 2011 e 343 em 2020. Dentre elas, estarão operando duas indústrias com cogeração, uma delas com venda de excedentes de energia elétrica. Neste cenário, a projeção mostra um consumo de gás natural de 563,7 milhões de m³ em 2011 e 1193,7 milhões de m³ em 2020. Pela introdução do gás natural, teria-se um consumo evitado de 381,9 mil m³ de óleo combustível e 75,1 mil m³ de óleo Diesel em 2011, e, um consumo evitado de 900,1 mil m³ de óleo combustível e 167,8 mil m³ de óleo Diesel em 2020. Além disso, em 2011 teria-se uma potência elétrica por cogeração de 43,7 MW e 219 GWh-ano de venda de excedentes de eletricidade, e, até 2020, não se teria maior desenvolvimento de projetos de cogeração.

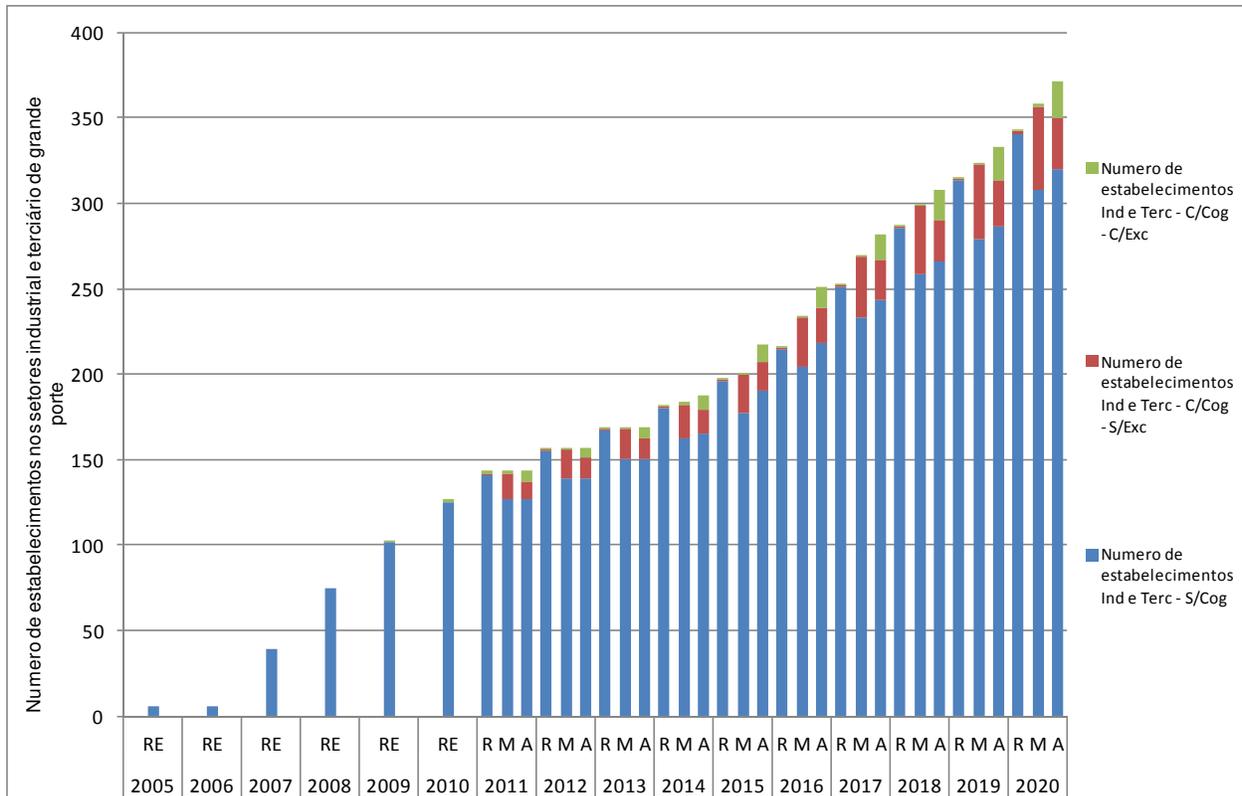


Figura 7.12 – Número de estabelecimentos nos setores industrial e terciário de grande porte que podem vir a usar gás natural no cenário pessimista no período 2011-2020 no Peru

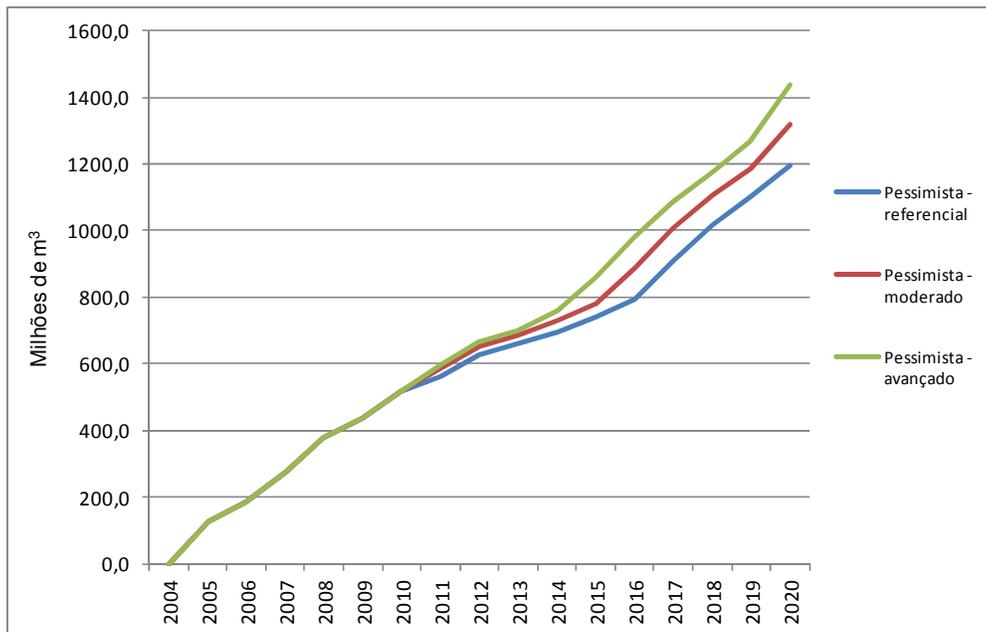


Figura 7.13 - Projeção de consumo de gás natural nos estabelecimentos dos setores industrial e terciário de grande porte no cenário pessimista no período 2011-2020 no Peru

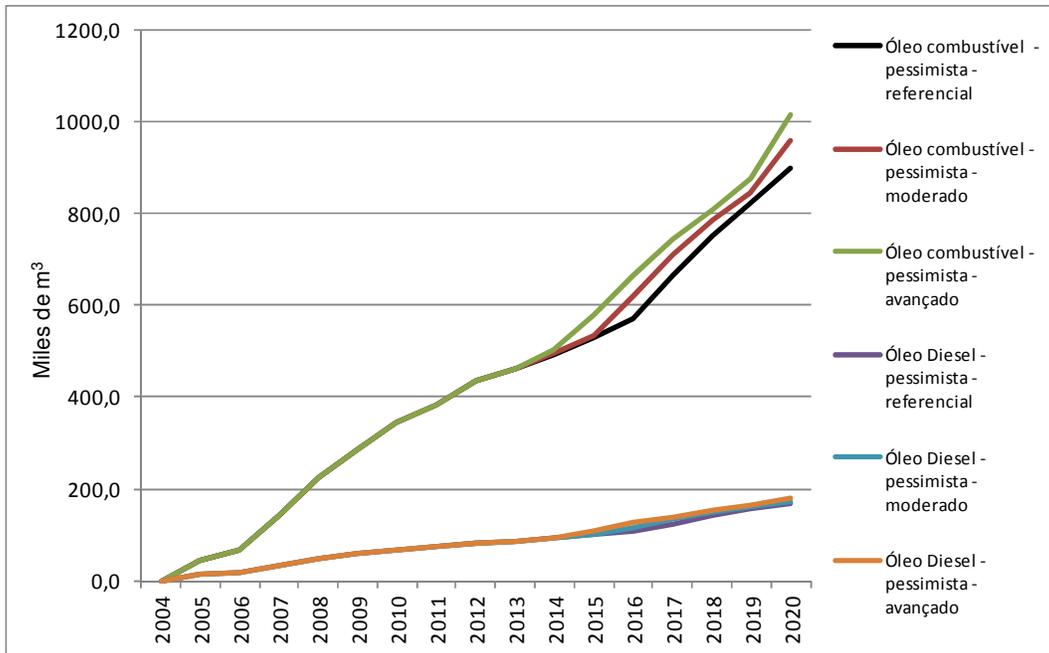


Figura 7.14 - Projeção de consumo evitado de óleo combustível e óleo Diesel pela introdução de gás natural nos estabelecimentos dos setores industrial e terciário de grande porte no cenário pessimista no período 2011-2020 no Peru

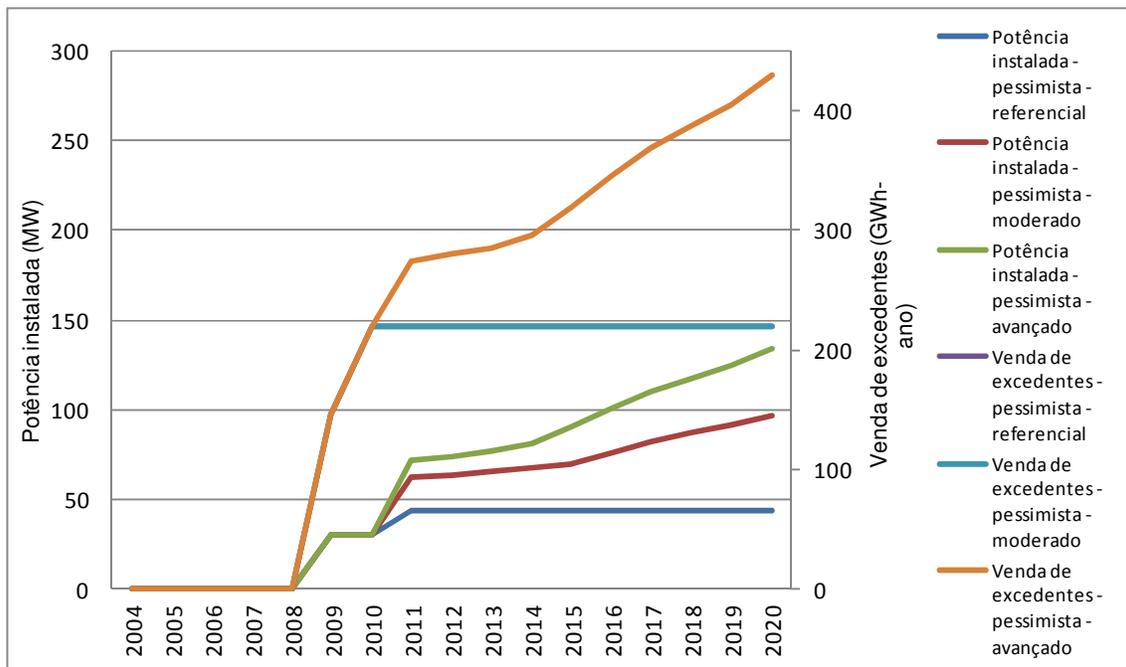


Figura 7.15 - Projeção de potência elétrica instalada e vendas de excedentes de energia elétrica pelos cogeneradores nos estabelecimentos dos setores industrial e terciário de grande porte no cenário pessimista no período 2011-2020 no Peru

7.3.5.4 Projeções no cenário tendencial: alternativas referencial, moderado e avançado

Nesta seção são mostradas as projeções dos números de instalações comerciais e industriais de grande porte que podem usar gás natural, assim como a projeção de consumo de gás natural e dos consumos evitados de óleo combustível e óleo Diesel no cenário tendencial. Os cálculos são baseados nas hipóteses de três cenários: tendencial referencial (R), moderado (M) e avançado (A).

A Figura 7.16 mostra a quantidade de instalações comerciais e industriais de grande porte que podem vir a usar gás natural no Peru, no período 2011-2020. Além disso, as Figuras 7.17, 7.18 e 7.19 indicam a projeção de consumo de gás natural, o consumo evitado de óleo combustível e óleo Diesel, a potência elétrica instalada e a venda de excedentes de energia elétrica pelos cogeneradores nas instalações comerciais e industriais de grande porte no cenário tendencial referencial, moderado e avançado, no período 2011-2020, no Peru.

O cenário mais provável de uso de gás natural e de desenvolvimento de projetos de cogeração, no período 2011-2020, neste estudo, é o tendencial-moderado, já que este leva em conta o desenvolvimento econômico do País a uma taxa média de crescimento do PIB similar àquelas obtidas nos últimos anos. Além disso, considera a introdução de projetos de cogeração por decisões empresariais que buscam menores custos de produção, mas ainda com barreiras regulatórias para ter acesso a menores preços de gás natural e à rede elétrica.

Portanto, em 2020, no cenário tendencial-moderado, espera-se que 440 estabelecimentos do setor industrial e terciário de grande porte usem gás natural, sendo 123 com cogeração com paridade elétrica e um com cogeração com paridade térmica e venda de excedentes de energia elétrica. Neste cenário, a projeção mostra um consumo de gás natural de 648,2 milhões de m³, em 2011, e 1.729,1 milhões de m³, em 2020. Devido à introdução deste energético, haveria um consumo evitado de 388,6 mil m³ de óleo combustível e 76,4 mil m³ de óleo Diesel, em 2011, e de 1.162,8 mil m³ de óleo combustível e 210,2 mil m³ de óleo Diesel, em 2020. Além disso, em 2011, haveria uma potência elétrica por cogeração de 112,5 MW e 219 GWh-ano de venda de excedentes de eletricidade e, em 2020, uma potência de 250 MW, mas sem novos projetos com possibilidade de venda dos excedentes de eletricidade.

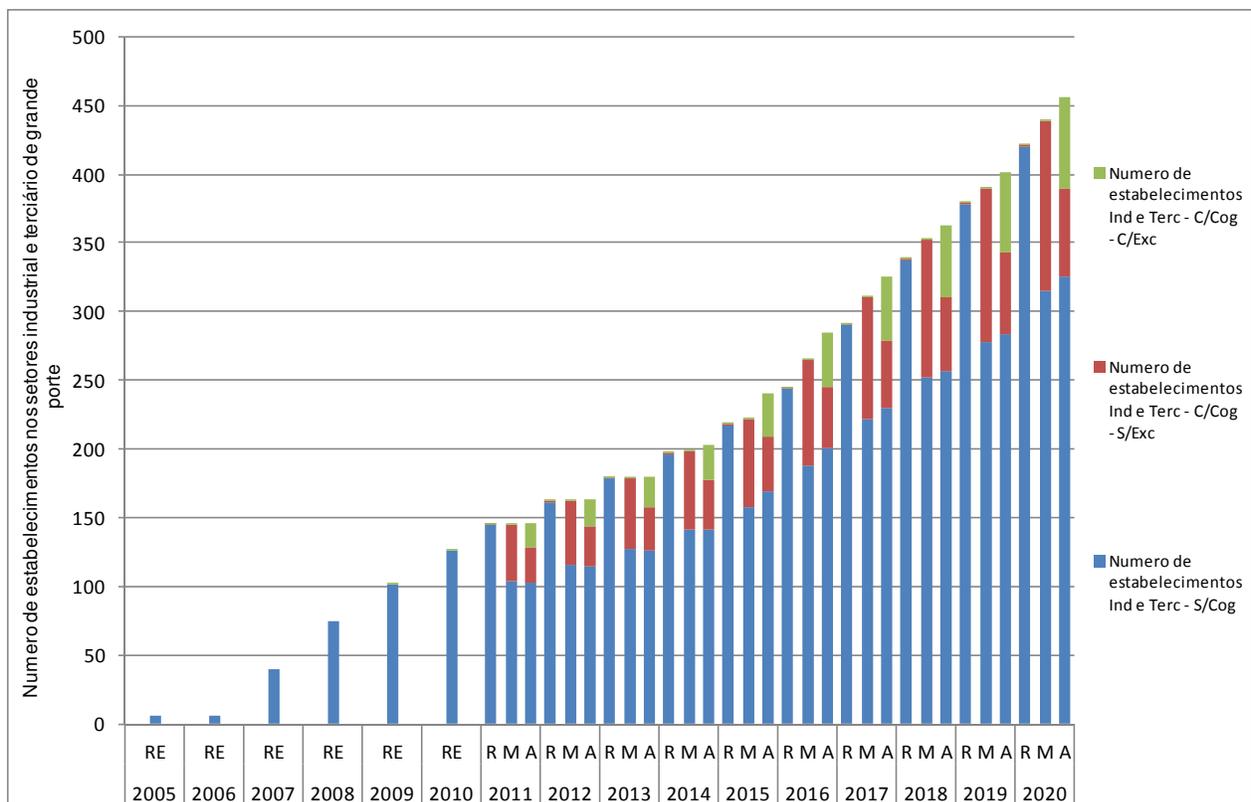


Figura 7.16 – Número de estabelecimentos nos setores industrial e terciário de grande porte que podem vir a usar gás natural no cenário tendencial no período 2011-2020 no Peru

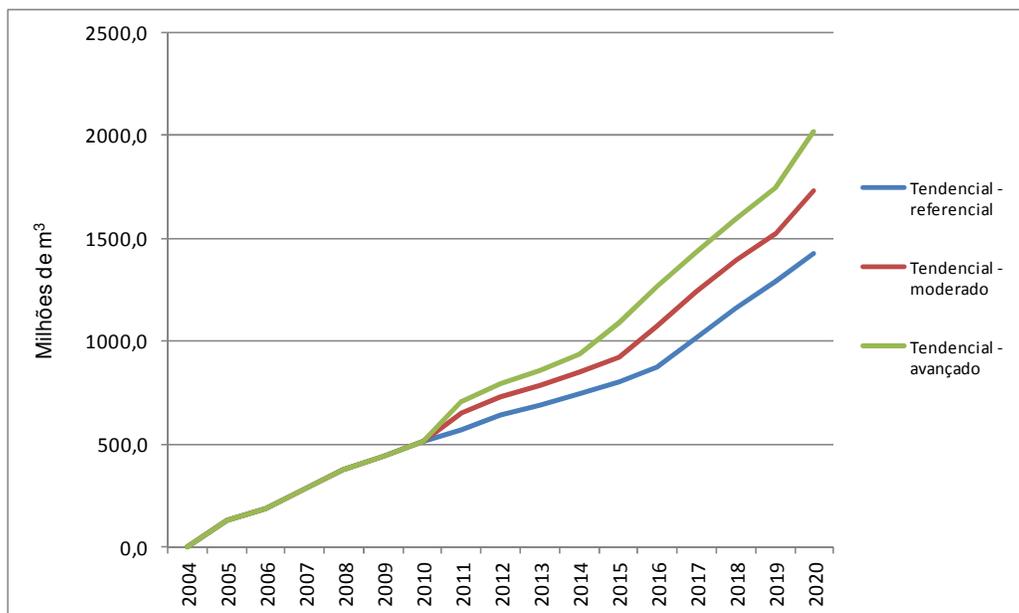


Figura 7.17 - Projeção de consumo de gás natural nos estabelecimentos dos setores industrial e terciário de grande porte no cenário tendencial no período 2011-2020 no Peru

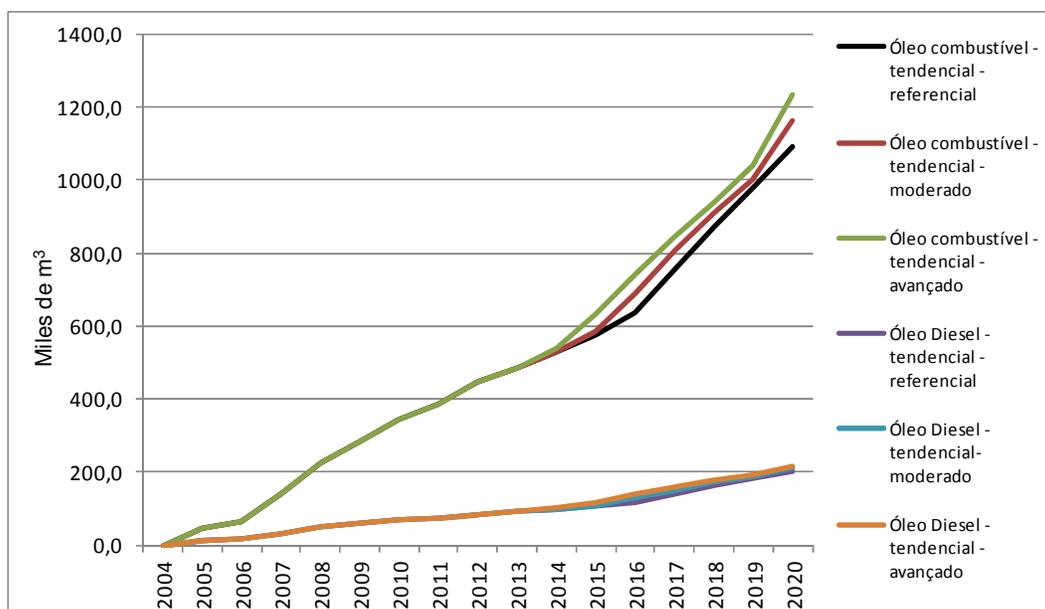


Figura 7.18 - Projeção de consumo evitado de óleo combustível e óleo Diesel pela introdução de gás natural nos estabelecimentos dos setores industrial e terciário de grande porte no cenário tendencial no período 2011-2020 no Peru

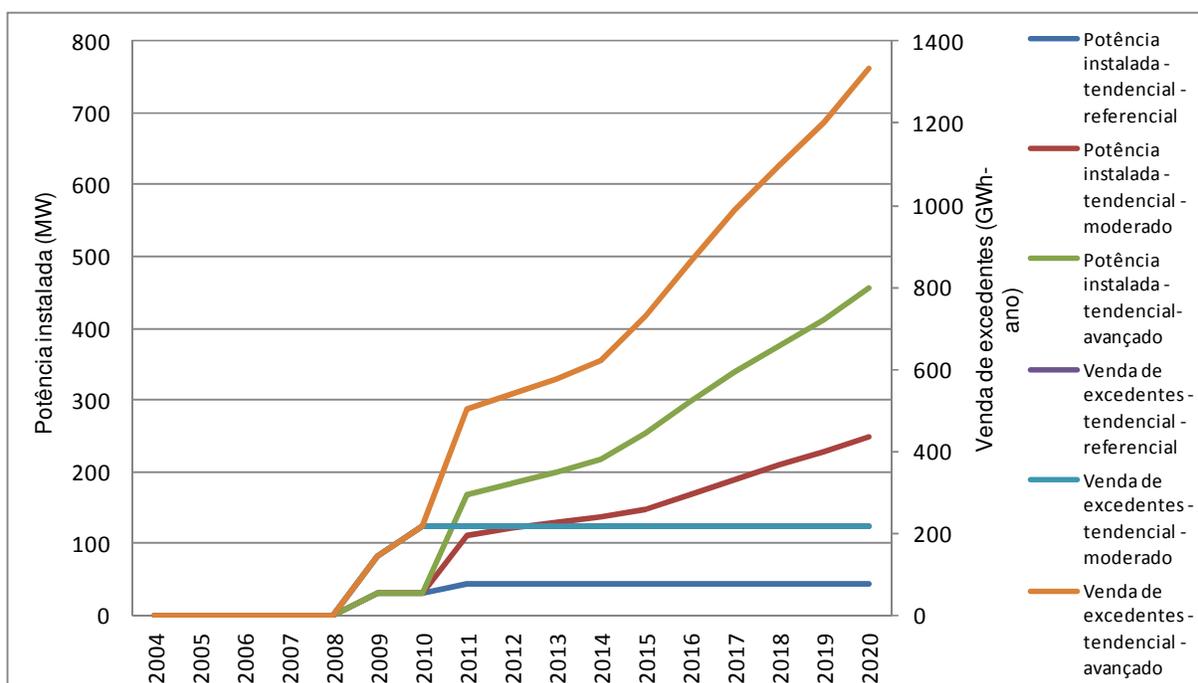


Figura 7.19 - Projeção de potência elétrica instalada e vendas de excedentes de energia elétrica pelos cogeneradores nos estabelecimentos dos setores industrial e terciário de grande porte no cenário tendencial no período 2011-2020 no Peru

7.3.5.5 Projeções no cenário otimista: alternativas referencial, moderado e avançado

Nesta seção são apresentadas as projeções quanto ao número de estabelecimentos nos setores industrial e terciário de grande porte que podem usar gás natural, assim como a projeção de consumo de gás natural e dos consumos evitados de óleo combustível e óleo Diesel no cenário otimista. Os cálculos são baseados nas hipóteses de três cenários: otimista referencial (R), moderado (M) e avançado (A).

A Figura 7.20 mostra a quantidade de estabelecimentos no setor industrial e terciário de grande porte que podem vir a usar gás natural no Peru no período 2011-2020. Além disso, as Figuras 7.21, 7.22, 7.23 mostram a projeção de consumo de gás natural, consumo evitado de óleo combustível e óleo Diesel, potência elétrica instalada e venda de excedentes de energia elétrica pelos cogeneradores, respectivamente, nos estabelecimentos do setor industrial e terciário de grande porte no cenário otimista referencial, moderado e avançado no período 2011-2020 no Peru.

O cenário mais favorável de uso de gás natural e de desenvolvimento de projetos de cogeração, neste estudo, é o otimista-avançado. Neste, considera-se um maior crescimento da economia do País em comparação com as taxas médias de crescimento do PIB, obtidas nos últimos anos. Além disso, leva-se em conta uma série de incentivos através de regulamentações para acesso à rede elétrica e preços de gás natural em boca de poço para cogeneradores similares às empresas de geração.

Assim, em 2020, no cenário otimista-avançado, espera-se que 569 instalações comerciais e industriais de grande porte utilizem gás natural, sendo 21 com cogeração com paridade elétrica e 222 com cogeração com paridade térmica e venda de excedentes de energia elétrica. Neste cenário, a projeção apresenta um consumo de gás natural de 871,0 milhões de m³, em 2011, e 3.127,3 milhões de m³, em 2020. Pela introdução deste combustível, haveria um consumo evitado de 395,9 mil m³ de óleo combustível e 77,8 mil m³ de óleo Diesel, em 2011, e de 1.518,4 mil m³ de óleo combustível e 266,2 mil m³ de óleo Diesel, em 2020. Da mesma forma, em 2011, haveria uma potência elétrica por cogeração de 298,3 MW e 1.018,7 GWh-ano de venda de excedentes de eletricidade e, em 2020, uma potência de 1.085,9 MW e 3.152,3 GWh-ano de venda dos excedentes.

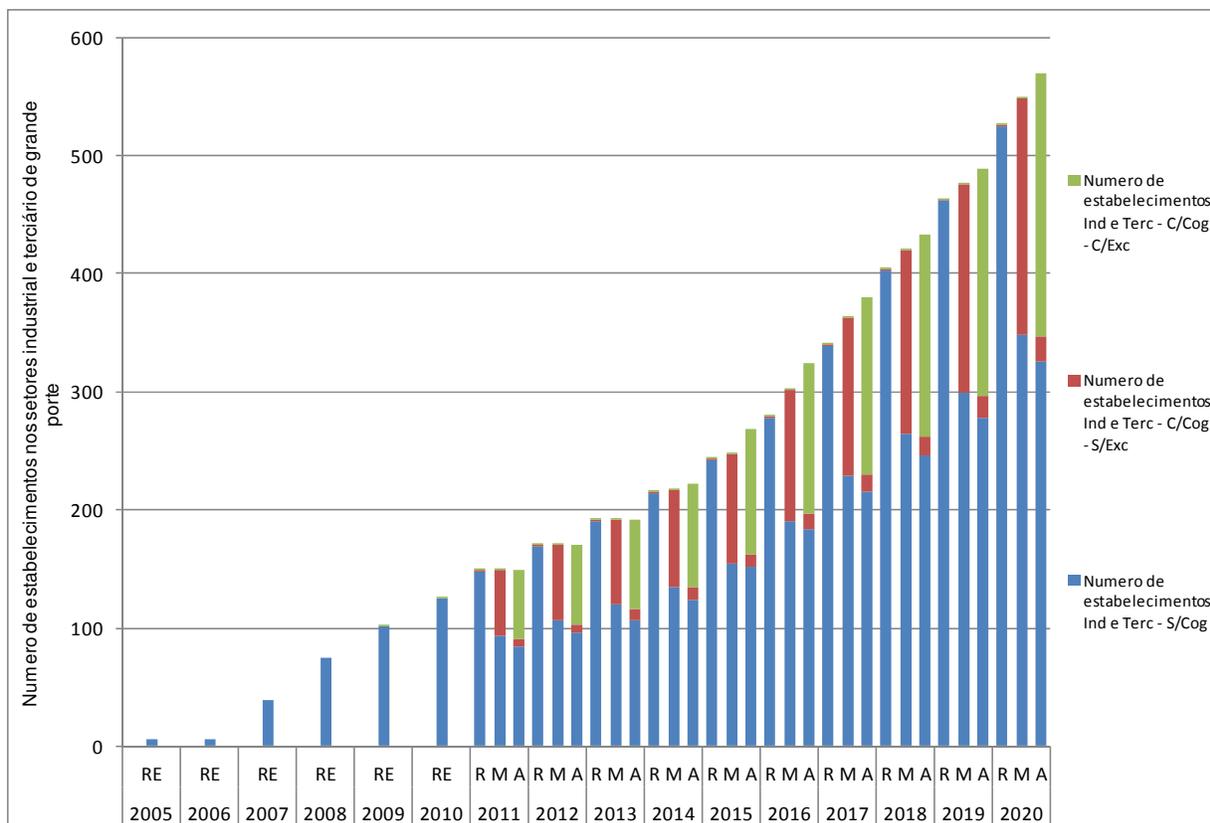


Figura 7.20 – Número de estabelecimentos nos setores industrial e terciário de grande porte que podem vir a usar gás natural no cenário otimista no período 2011-2020 no Peru

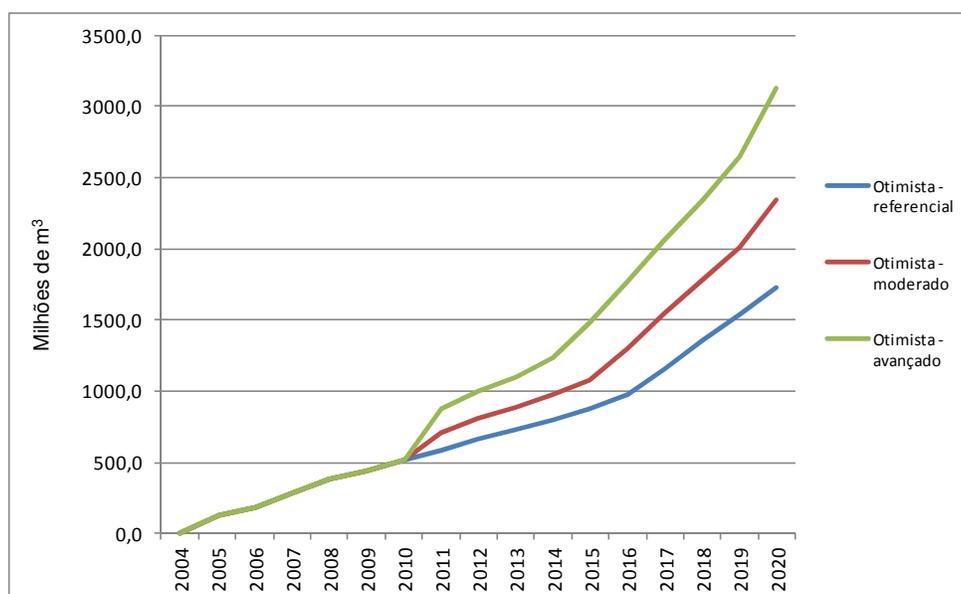


Figura 7.21 - Projeção de consumo de gás natural nos estabelecimentos dos setores industrial e terciário de grande porte no cenário otimista no período 2011-2020 no Peru

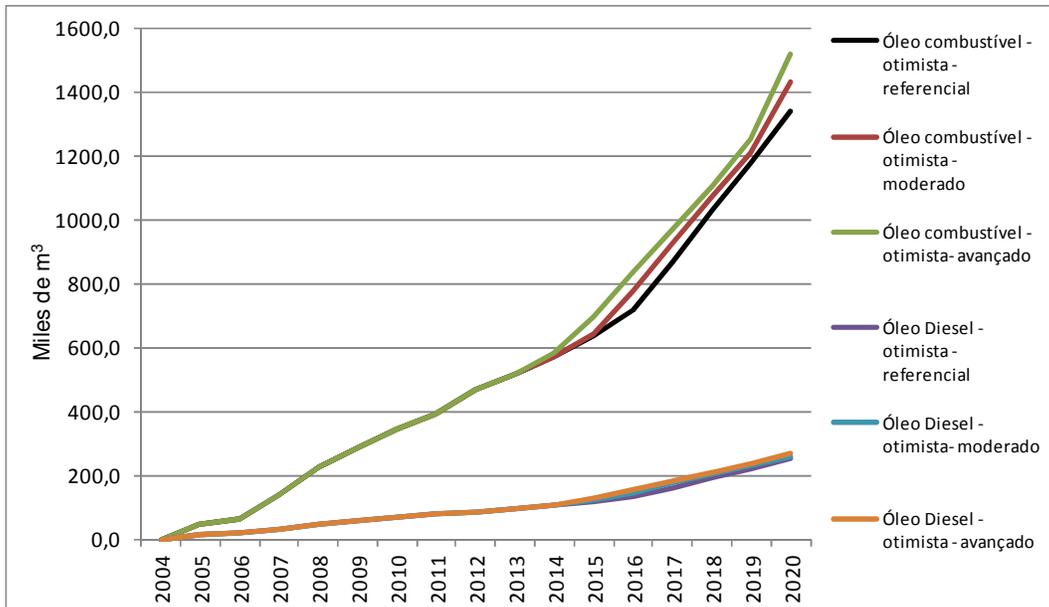


Figura 7.22 - Projeção de consumo evitado de óleo combustível e óleo Diesel pela introdução de gás natural nos estabelecimentos dos setores industrial e terciário de grande porte no cenário otimista no período 2011-2020 no Peru

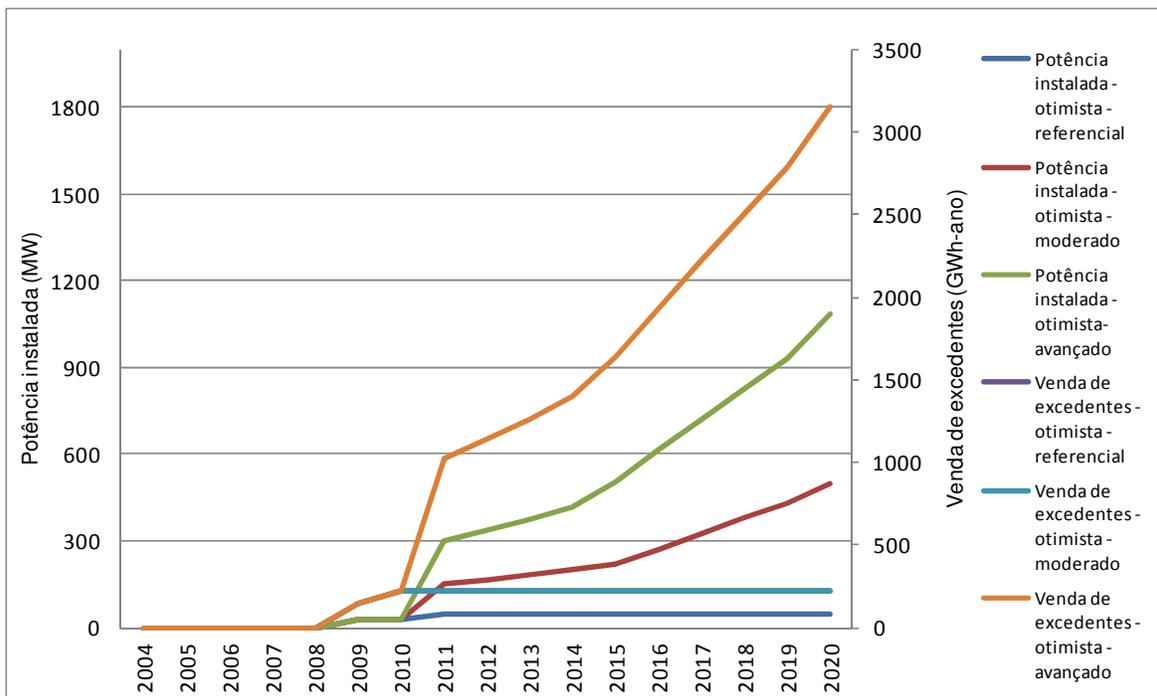


Figura 7.23 - Projeção de potência elétrica instalada e vendas de excedentes de energia elétrica pelos cogeneradores nos estabelecimentos dos setores industrial e terciário de grande porte no cenário otimista no período 2011-2020 no Peru

7.3.6 Conclusões preliminares

A análise econômica mostra que os projetos de troca do combustível atual para gás natural requerem menores investimentos em comparação com os necessários para cogeração, além de terem alta rentabilidade. Outros fatores contribuiriam para esta tendência: a falta de empresas interessadas em projetos BOT, as decisões de negócios baseadas na preferência por projetos que fazem parte do "*core business*" das empresas dos setores industrial e terciário de grande porte e, com isto, a priorização dos investimentos para aumentar a produção. Dessa forma, é mais provável que a penetração do gás natural nessas áreas esteja dirigida a projetos que preveem apenas a troca do combustível atual, conforme apresentado nos cenários de referência.

O uso da cogeração se apresenta como uma alternativa para um melhor uso eficiente do gás natural. O estudo mostra que esses projetos tornam-se mais viáveis quando projetados na base da carga térmica, e preços de gás natural na boca do poço semelhante aos geradores elétricos. Entretanto, a maioria das empresas analisadas não conseguiria alcançar os requisitos dos indicadores de cogedor qualificado (REE e C), os quais são necessários para ter acesso aos preços preferenciais de gás natural em boca do poço e à venda de energia elétrica ao sistema interligado nacional. Portanto, uma revisão da atual regulamentação seria necessária para incentivar o uso da cogeração. Além disso, a existência de empresas interessadas em projetos BOT ou similares é necessária, a fim de ajudar na tomada de decisões dos gerentes das indústrias e comércios com potencial de cogeração. Maior apoio e participação do governo também seriam necessários, os quais podem ser: seminários, introdução de programas de eficiência energética e regulamentações para uma maior participação das empresas de distribuição elétrica em projetos de cogeração.

O estudo mostra que o gás natural se apresenta como uma fonte de energia que pode ser usada para substituir parte do consumo de petróleo residual e óleo Diesel nos setores industrial e terciário. De acordo com os resultados, o consumo destes energéticos nestes setores cairia de 28% em 2009 para 12,6% (pessimista), 11,2% (moderada) e 9,9% (avançado) em 2020. No entanto, esses valores poderiam ser menores se a penetração do gás natural em indústrias e comércios de pequeno porte fosse considerada.

8 AVALIAÇÃO DA PARTICIPAÇÃO DO USO DE GÁS NATURAL NO SETOR ELÉTRICO

8.1 Evolução e situação atual do setor elétrico peruano

O sistema elétrico peruano é formado por empresas concessionárias de energia que integram o sistema interligado nacional (SEIN), pequenos sistemas isolados e por empresas autoprodutoras de eletricidade (uso próprio). No Peru, a infra-estrutura do mercado elétrico esta conformado pelo SEIN e os pequenos sistemas isolados.

O SEIN está dividido em quatro áreas: norte (regiões: *Piura* e *Tumbes*), norte-médio (regiões: *Lambayeque*, *Cajamarca*, *La Libertad* e *Ancash*), centro (regiões: *Huánuco*, *Ucayali*, *Lima* e *Callao*, *Pasco*, *Junín*, *Ica*, *Huancavelica* e *Ayacucho*) e sul (regiões: *Apurímac*, *Cusco*, *Arequipa*, *Puno*, *Moquegua* e *Tacna*). Quanto aos sistemas isolados, o principal é o de *Iquitos*.

A Figura 8.1 apresenta a evolução da potência efetiva, e a Figura 8.2 mostra a evolução da produção de eletricidade no mercado elétrico peruano. Quanto à potência, há uma crescente participação de usinas de origem térmica; isto especialmente a partir de 1997, em que entraram em operação a Usina de Ventanilla (a óleo Diesel), na região de *Lima* e *Callao*, e a Usina de Malacas (a gás natural), na região de *Piura*. Esta tendência tem-se mantido por muitos aspectos, dentre os quais destacam-se:

- Disponibilidade de gás natural das reservas de *Aguaytia* (Selva Centro) a partir de 1998. Além disso, a entrada em produção das reservas de *Camisea* (Selva Sur) em 2004 que, inicialmente, foram usadas na Usina de Ventanilla como substituição ao óleo Diesel e em novas usinas construídas ao sul de Lima;
- Prioridade dos investidores pela construção de usinas térmicas para recuperar em menor tempo o investimento, que privilegia o uso de turbinas a gás de ciclo simples, as quais demandam menos investimento inicial.

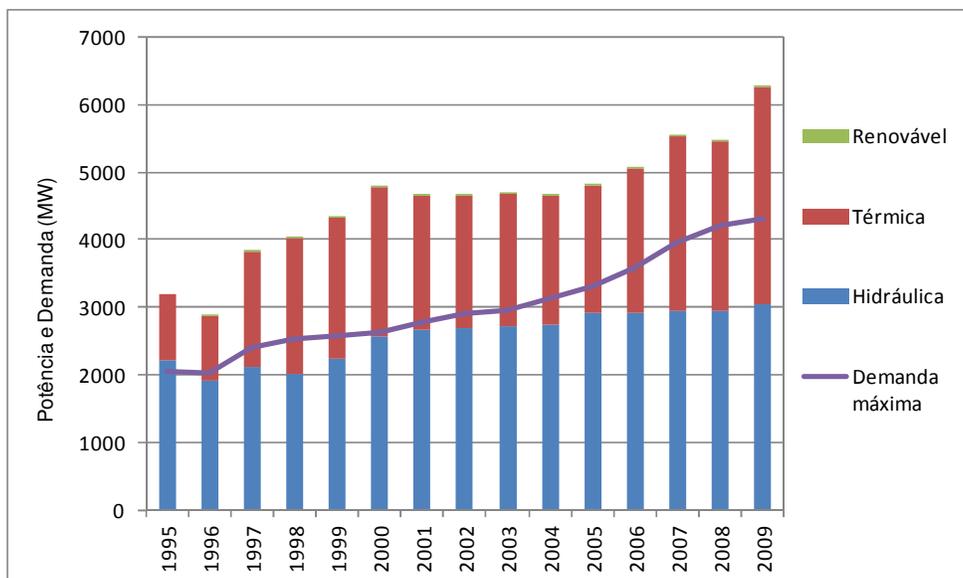


Figura 8.1 – Evolução da potência efetiva e demanda máxima no mercado elétrico peruano

Fonte: Elaboração própria a partir de Anuário Estatístico de Eletricidade 2009 (DGE, 2010)

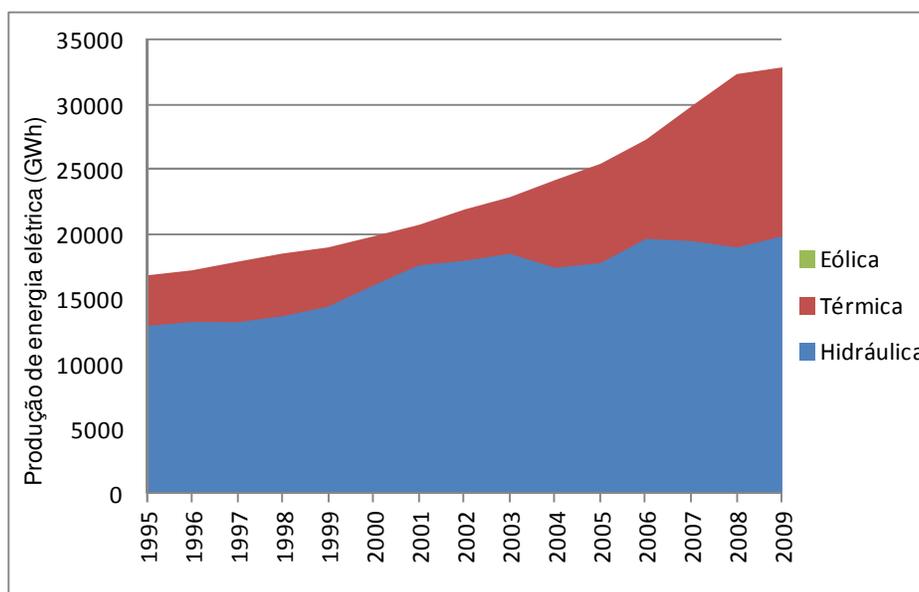


Figura 8.2 – Evolução da produção de energia elétrica no mercado elétrico peruano

Fonte: Elaboração própria a partir de Anuário Estatístico de Eletricidade 2009 (DGE, 2010)

A Figura 8.3 mostra a evolução das vendas de eletricidade por setor econômico. O consumo de energia elétrica tem crescido 6,5% ao ano nos últimos cinco anos. Os maiores consumidores são os setores mineiro e industrial, os quais estão impulsionando o crescimento do setor elétrico no País. Em vista disso, os investimentos nestes setores nos últimos cinco anos têm um

crescimento de 27% ao ano, havendo a necessidade da construção rápida de novos projetos para garantir a segurança do fornecimento elétrico (MEM, 2010b).

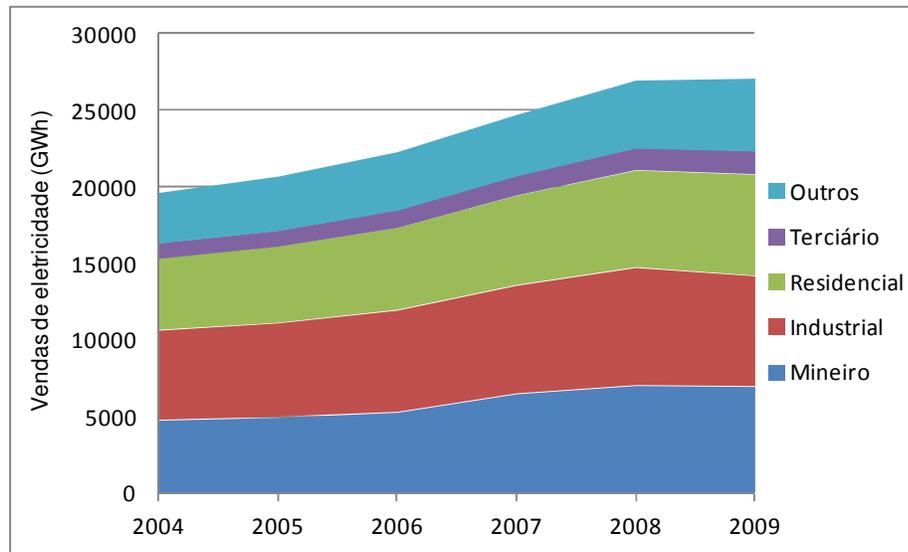


Figura 8.3 – Evolução das vendas de eletricidade por setor econômico no Peru

Fonte: Elaboração própria a partir de Anuário Estatístico de Eletricidade 2004-2009 (DGE, 2005-2010)

8.2 Projeção da demanda elétrica no Peru

Como o objetivo deste capítulo é avaliar a participação do uso de gás natural no desenvolvimento do setor elétrico peruano, o cálculo de projeção da demanda elétrica não é parte desta pesquisa. As projeções usadas neste trabalho são as publicadas no relatório *Plan Referencial de Electricidad 2008-2017*, elaborado pelo MEM (2010b), que mostra a projeção de demanda elétrica 2009-2027, além das alternativas de suprimento de eletricidade. Nesta seção, são mostrados os critérios e metodologias utilizados pelo MEM (2010b) para os cálculos de projeção de demanda elétrica.

8.2.1 Critérios e metodologias de cálculo da projeção da demanda

Para a projeção da demanda elétrica, os consumos de energia foram divididos em quatro tipos: cargas históricas, cargas especiais, cargas incorporadas e cargas de projetos maiores.

As cargas históricas têm como característica principal a ampla informação estatística disponível desde 1981. As projeções de demanda elétrica são realizadas através de modelos econométricos com dados anuais para o longo prazo e modelos de regressão ARIMA com dados mensais para o curto prazo. A avaliação da demanda é realizada considerando-se as projeções do PIB (pessimista, tendencial e otimista), população e tarifas de eletricidade. O cálculo das projeções de curto prazo foi realizado por meio do programa SPSS (*Statistical Package for Social Sciences*), que utilizou dados de entrada mensais de janeiro de 2000 a junho de 2008. O cálculo das projeções de longo prazo foi feito através do programa E-Views (*Econometric-Views*), com dados ordenados de 1981 até 2007.

As cargas especiais referem-se aos consumos industriais ou mineiros que, por seu tamanho, alto fator de carga e recente incorporação ao mercado elétrico, não são consideradas consumos históricos. Segundo MEM (2010b), para a estimativa da demanda deste tipo de carga, foram considerados os seguintes critérios:

- As projeções têm como base os relatórios das empresas consideradas neste grupo, as quais incluem as expectativas de consumos futuros;
- As projeções levam em conta um cenário único, já que a demanda representa os padrões de consumo comum das empresas consideradas.

As cargas incorporadas são aquelas que operam de forma isolada e que recentemente têm entrado no sistema interligado nacional. Segundo MEM (2010b), para a estimativa de demanda, foram analisados os seguintes critérios:

- Para a projeção da demanda, têm-se considerado crescimentos anuais de 5% a 6%, já que a maioria das cargas são sistemas elétricos de pequeno porte e tem majoritariamente clientes regulados;
- A incorporação de novos sistemas elétricos ao sistema interligado nacional é considerada.

As cargas de projetos maiores referem-se, principalmente, a projetos mineiros de grande porte ou ampliações significativas das atuais empresas deste segmento. Segundo MEM (2010b), a análise independente e detalhada deste tipo de projeto é necessária, pois esta carga pode alterar de forma considerável as reservas de capacidade de energia elétrica e seus preços. As estimativas são realizadas em três cenários (pessimista, tendencial e otimista) em concordância com as

hipóteses das cargas históricas, sendo a diferença principal destes a data estimada para a entrada em operação dos projetos.

8.2.2 Resultados da projeção de demanda

A Figura 8.4 mostra a projeção da demanda elétrica máxima 2011-2020. Segundo o MEM (2010b), o crescimento médio anual da máxima demanda será de 6,51% no cenário pessimista, 7,6% no tendencial e 8,73% no otimista.

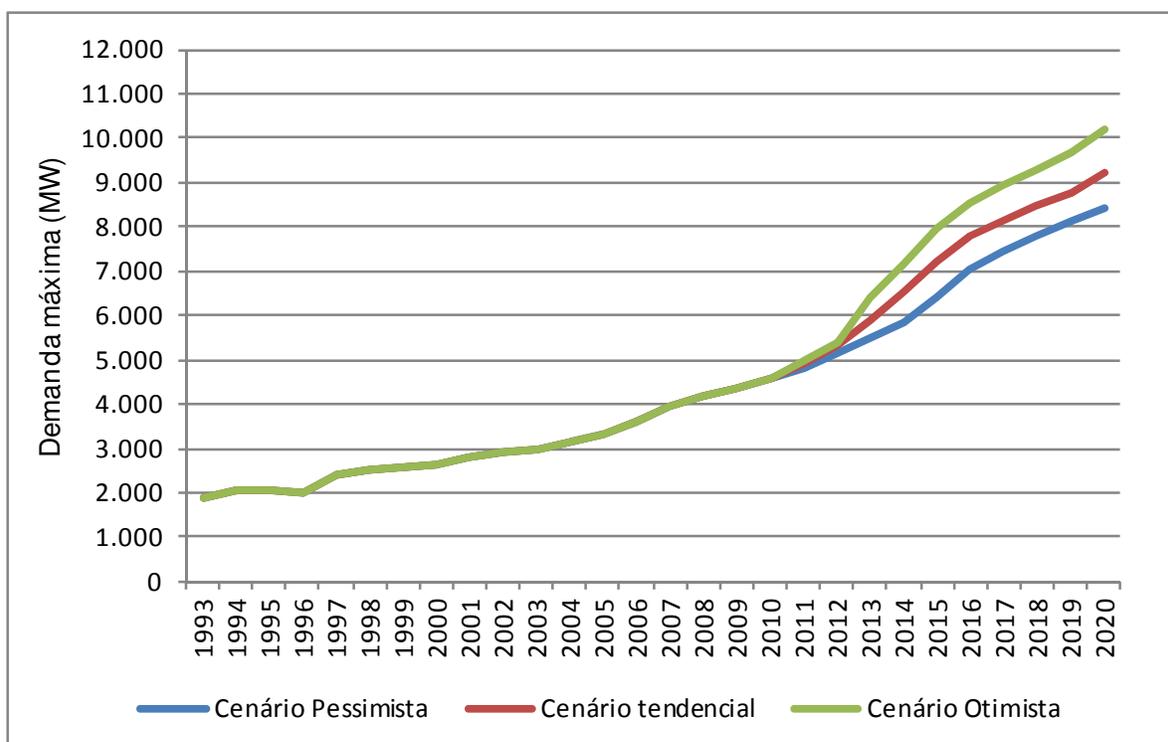


Figura 8.4 – Projeção da máxima demanda elétrica no período 2011-2020

Fonte: *Plan Referencial de Electricidad 2008-2017* (MEM, 2010b)

O crescimento da demanda tem como fatores-chave os novos projetos no setor mineiro, sendo os mais importantes, segundo MEM (2010b):

- Em 2012, as ampliações de *Shougang* (33MW), *Southern Peru* (60MW), *Bayovar* (35MW) e a entrada em operação de *Justa* (28MW), *Toromocho* (30MW) e *Tia Maria* (10MW);

- Em 2013, as ampliações de *Shougang* (135MW), *Toromocho* (180MW), *Tia Maria* (75MW) e a entrada em operação de *Antapaccay* (30MW);
- Em 2014, as ampliações de *Shougang* (161MW), *Antapaccay* (120MW) e a entrada em operação de *Conga* (60MW), *Galeno* (50MW) e *Michiquillay* (30MW);
- Em 2015, as ampliações de *Shougang* (277MW), *Antamina* (100MW), *Conga* (120 MW), *Galeno* (116MW), *Michiquillay* (70MW) e a entrada em operação de *Rio Blanco* (120MW) e *Las Bambas* (60MW);
- Em 2016, as ampliações de *Las Bambas* (60MW), *Toromocho* (220MW) e a entrada em operação de *Quellaveco* (100MW) e *La Granja* (80MW).

8.3 Expansão da geração elétrica no Peru

8.3.1 Visão da expansão da geração elétrica

Na seção anterior, foram apresentadas as necessidades de eletricidade até 2020, sendo diversas as alternativas de geração elétrica para atender as demandas futuras. Porém, o MEM (2010b) tem formulado a visão para a expansão da geração elétrica considerando um mercado competitivo de custos, sustentabilidade no tempo, segurança garantida, mínimos riscos em variações e crises futuras no mercado internacional de energéticos (Tabela 8.1).

O diagnóstico foi realizado analisando-se a disponibilidade atual dos recursos energéticos para o longo prazo. A estratégia da expansão leva em conta a redução da vulnerabilidade energética externa do País através da maximização do uso de hidroeletricidade, complementando-se com a geração térmica e fontes renováveis de energia (eólica, pequenas usinas hidroelétricas, geotérmica, entre outras). No curto prazo, o desenvolvimento da expansão de geração elétrica será majoritariamente térmico, usando o gás natural de Camisea e, no médio e longo prazo, serão priorizados os projetos de usinas hidroelétricas.

Tabela 8.1 – Visão da expansão de geração elétrica

	Curto Prazo (5 anos)	Médio Prazo (5-10 anos)	Longo prazo (10-20 anos)
Diagnóstico			
(Recursos energéticos)			
Gás natural	Disponível e de baixo custo	Crescimento depende das novas explorações e ainda são de baixo preço	Disponibilidade e preço depende dos resultados das explorações
Hidroenergia	Projetos atuais não suficientes	Projetos suficientes	Potencialmente abundantes, mas com muitas incertezas
Combustíveis líquidos	Disponível e de alto custo	Disponível e de alto custo	Disponível e de alto custo
Carvão	Não se tem projetos	Abundantes no mercado internacional	Abundantes no mercado internacional
Outros	Não se tem projetos consolidados	Potencialmente abundantes, mas de alto custo	Potencialmente abundantes, mas de alto custo
Estratégia			
Objetivo estratégico	Maximizar o uso do potencial hidroenergetico complementando com geração térmica e uso de fontes renováveis de energia		
Desenvolvimento estratégico			
Desenvolvimento da expansão de geração elétrica	Desenvolvimento de projetos a gás natural	Desenvolvimento de projetos hidroelétricos que tem estudo e concessão	Desenvolvimento de grandes projetos hidroelétricos

Fonte: Elaboração própria a partir do *Plan Referencial de Electricidad 2008-2017* (MEM, 2010b)

8.3.2 Resultados da projeção de expansão da geração elétrica

A Figura 8.5 mostra a projeção da participação da potência efetiva para os cenários de demanda pessimista (P), tendencial (T) e otimista (O). No cenário pessimista, a participação das usinas térmicas é de 53,6% em 2011 e 42,0% em 2020. Nos cenários tendencial e otimista, em 2020, esta participação será de 43,0% e 46,0%, respectivamente. Além disso, as energias renováveis são introduzidas na geração elétrica, as quais em 2020 terão uma participação nos cenários pessimista, tendencial e otimista de 5,8%, 5,6% e 5,1%, respectivamente.

A Figura 8.6 mostra a projeção da participação da produção de energia elétrica para os cenários de demanda pessimista (P), tendencial (T) e otimista (O). Tais cenários mostram que a produção de eletricidade será predominantemente hidroelétrica, e a maioria da produção de origem térmica será a gás natural (MEM, 2010b). A produção de origem térmica de outros energéticos (óleo combustível e óleo Diesel) existirá em pequena proporção, principalmente no início do período de projeção e será para fornecer energia em horários de ponta e estiagem.

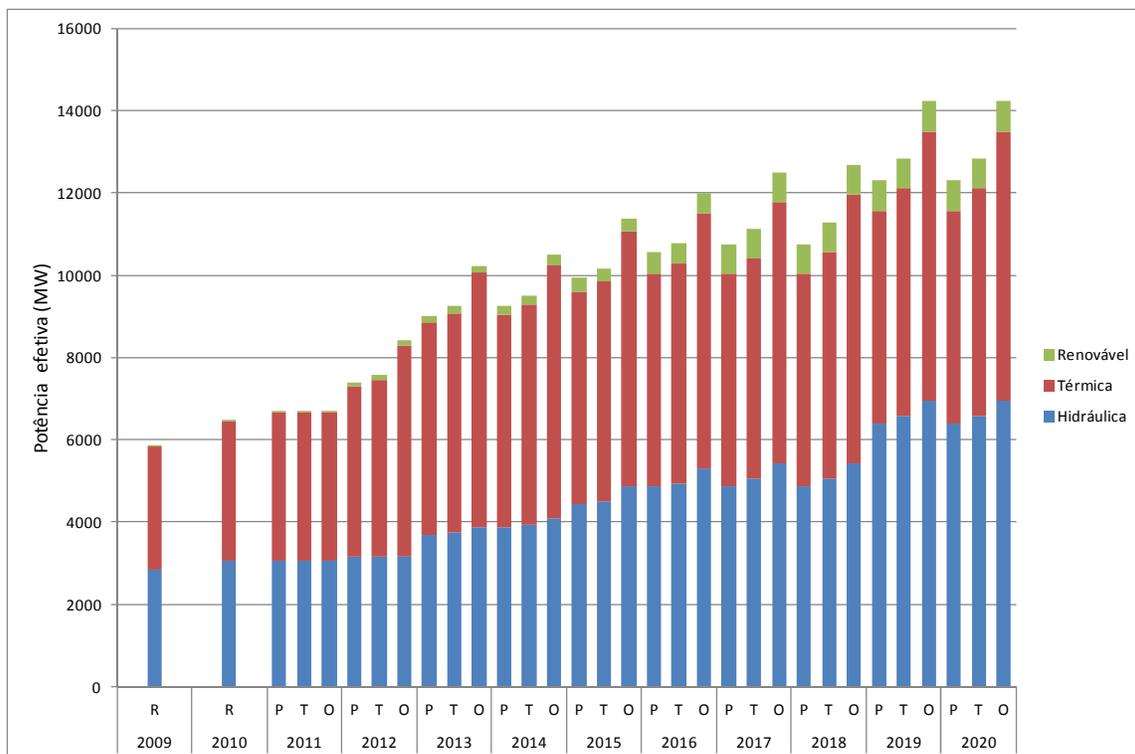


Figura 8.5 – Projeção da potência efetiva no período 2011-2020

Fonte: Elaboração própria a partir do *Plan Referencial de Electricidad 2008-2017* (MEM, 2010b)

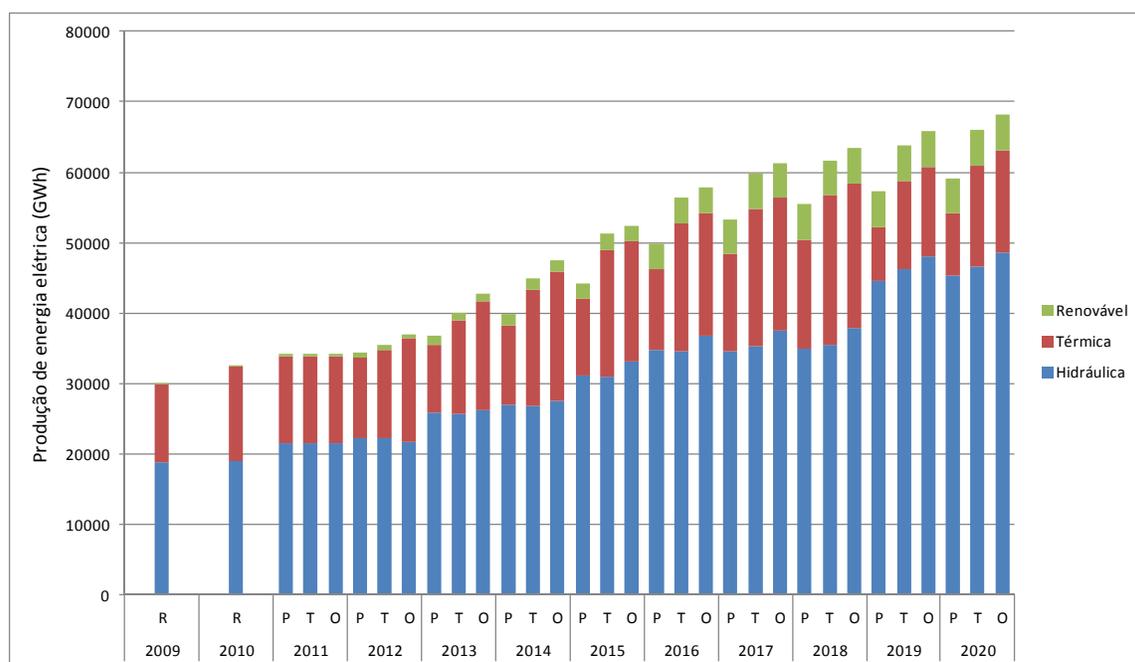


Figura 8.6 – Projeção da produção de energia elétrica no período 2011-2020

Fonte: Elaboração própria a partir do *Plan Referencial de Electricidad 2008-2017* (MEM, 2010b)

8.3.3 Cenários de consumo de gás natural no setor elétrico

As projeções da expansão elétrica, realizadas por MEM (2010b), não consideram a introdução de sistemas de cogeração para o fornecimento de energia elétrica. Porém, para avaliar o uso da cogeração, são introduzidos cenários de sensibilidade às projeções de potência efetiva e consumo de gás natural calculadas por MEM (2010b) nos cenários pessimista, tendencial e otimista. Dessa forma, os cenários definidos por MEM (2010b) são de referência e, para cada um deles, adicionam-se outros dois cenários – moderado e avançado, os quais consideram a entrada da cogeração no sistema e utilizam os resultados obtidos no capítulo 7 deste trabalho. Os cenários de introdução da cogeração têm como hipótese principal que sua penetração substituirá parcialmente o fornecimento de energia elétrica através de usinas termoelétricas a gás natural.

As Figuras 8.7 e 8.8 apresentam a projeção da participação da potência efetiva e do consumo de gás natural nos cenários pessimista referencial, moderado e avançado. Nestes, é indicada a pequena penetração da cogeração no sistema. No período de análise, sua participação na potência efetiva no País não será maior que 1%. O consumo de gás natural nos cenários moderado e avançado não são tão diferentes em comparação com o pessimista referencial, calculado por MEM (2010b). A variação na tendência de consumo de gás natural é explicada pela produção de eletricidade ser, prioritariamente, através de usinas hidroelétricas. Porém, esta hipótese baseia-se na introdução de novas usinas hidroelétricas e projeções hidrológicas.

As Figuras 8.9 e 8.10 mostram a projeção da participação da potência efetiva e do consumo de gás natural nos cenários tendencial referencial, moderado e avançado. Nestes, há uma maior penetração da cogeração em comparação com o cenário pessimista. Assim, em 2020, espera-se uma participação de até 3,2% da cogeração na potência efetiva no País. Quanto ao gás natural, observa-se uma diminuição em seu consumo nos cenários moderado e avançado comparando-se com o tendencial referencial, ambos mostrados por MEM (2010b). A diferença no consumo de gás natural nos cenários apresentados aconteceria basicamente devido à penetração da geração distribuída, já que parte da produção de eletricidade planejada para ser gerada por usinas térmicas seria gerada no setor industrial e terciário de grande porte através de instalações de cogeração.

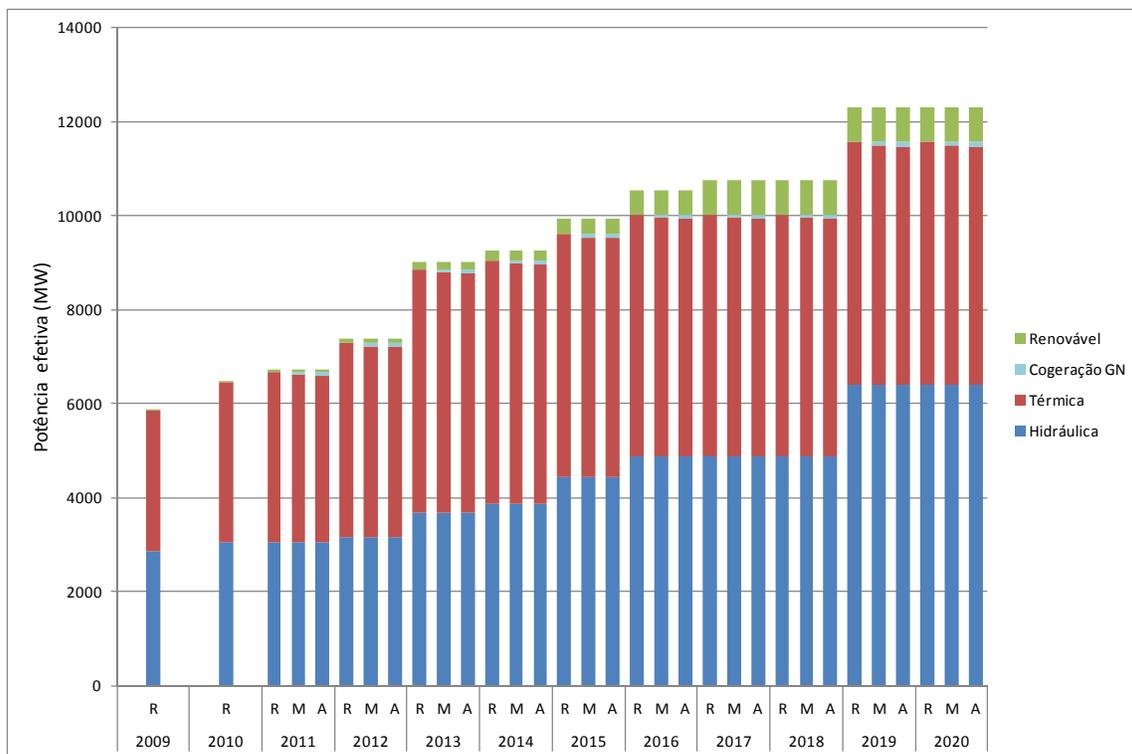


Figura 8.7 – Projeção da potência efetiva nos cenários pessimista referencial, moderado e avançado no período 2011-2020

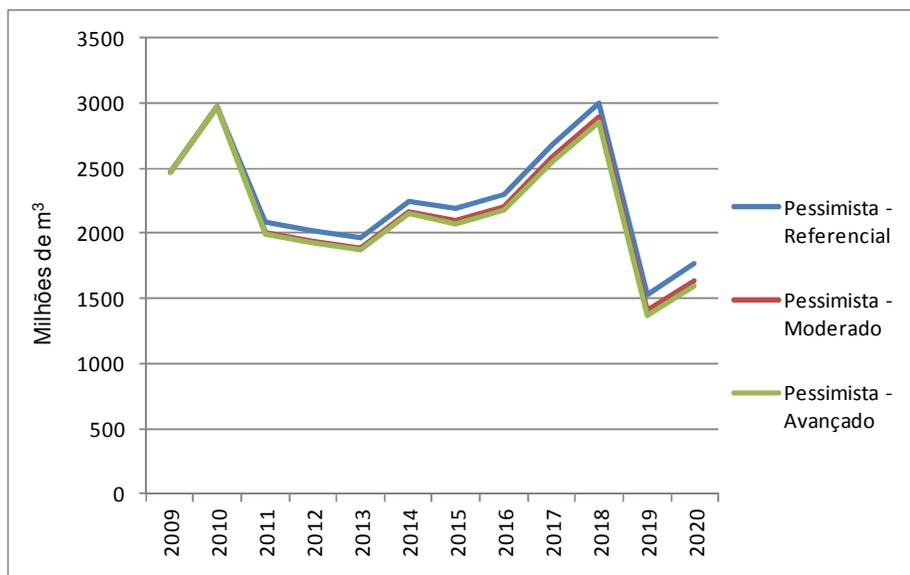


Figura 8.8 - Projeção de consumo de gás natural no setor elétrico nos cenários pessimista referencial, moderado e avançado no período 2011-2020

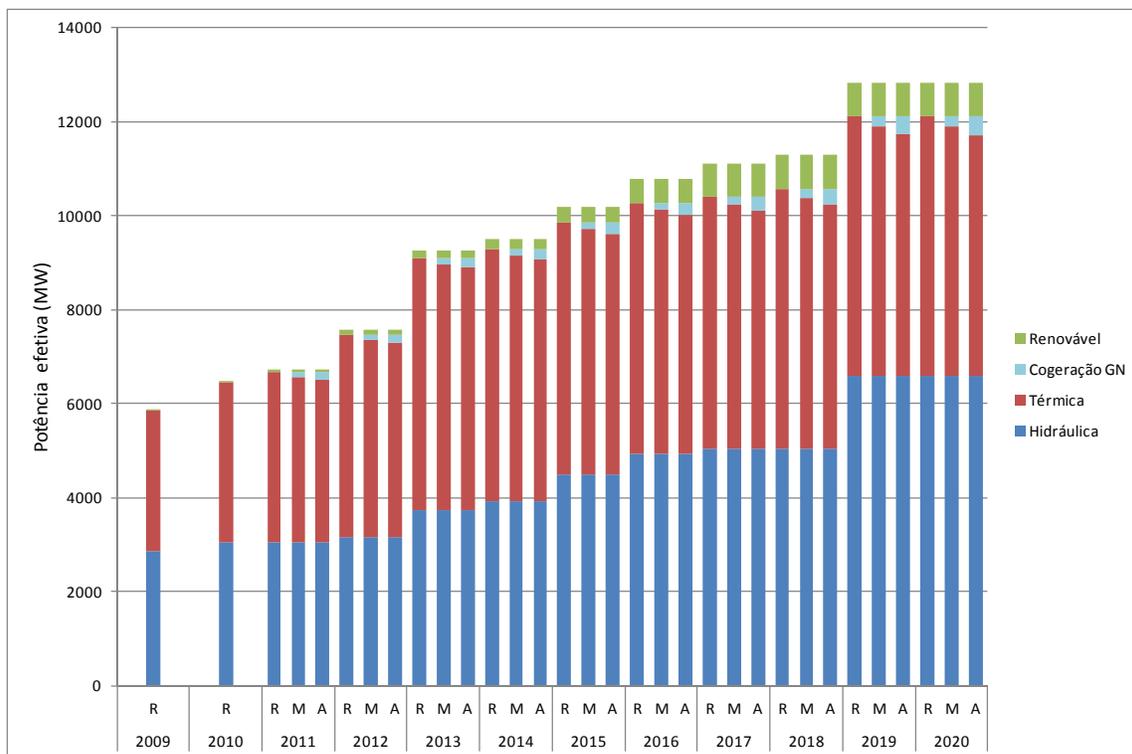


Figura 8.9 – Projeção da potência efetiva nos cenários tendencial referencial, moderado e avançado no período 2011-2020

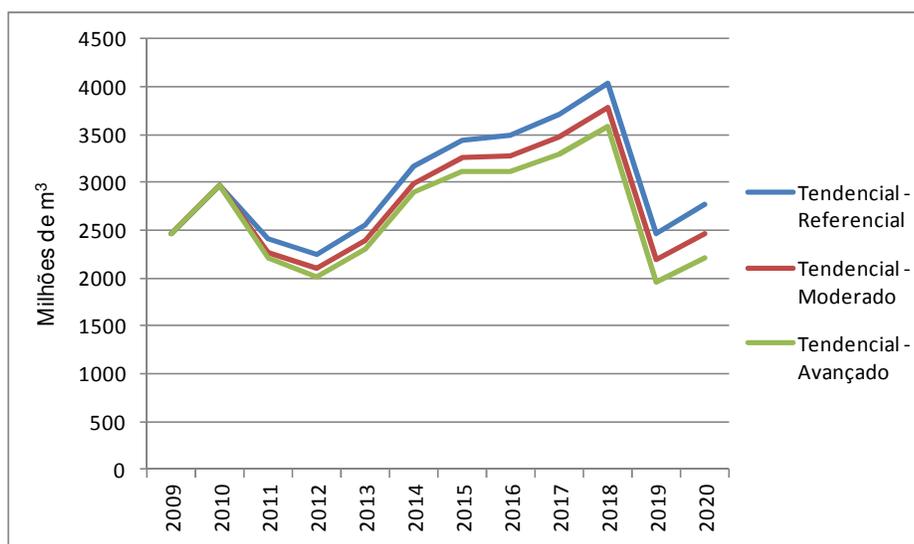


Figura 8.10 - Projeção de consumo de gás natural no setor elétrico nos cenários tendencial referencial, moderado e avançado no período 2011-2020

As Figuras 8.11 e 8.12 apresentam a projeção da participação da potência efetiva e do consumo de gás natural nos cenários otimista referencial, moderado e avançado. Nestes, acontece a maior penetração da cogeração; sua participação poderá ser de até 6,9% da potência efetiva no País em 2020. Esta participação seria no cenário otimista avançado, no qual o uso das fontes renováveis de energia também teria uma posição de destaque com uma participação de 5,1%. Uma maior utilização da cogeração tem como consequência um menor uso de gás natural no setor elétrico em comparação com a projeção otimista referencial mostrada por MEM (2010b).

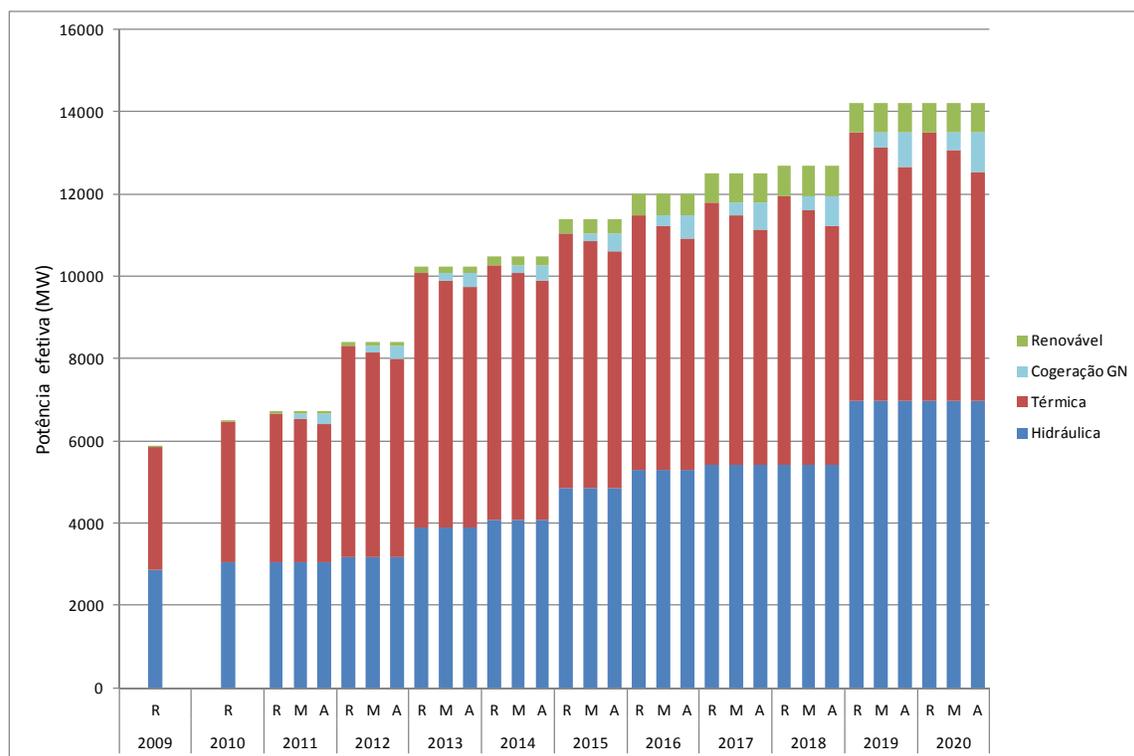


Figura 8.11 – Projeção da potência efetiva nos cenários otimista referencial, moderado e avançado no período 2011-2020

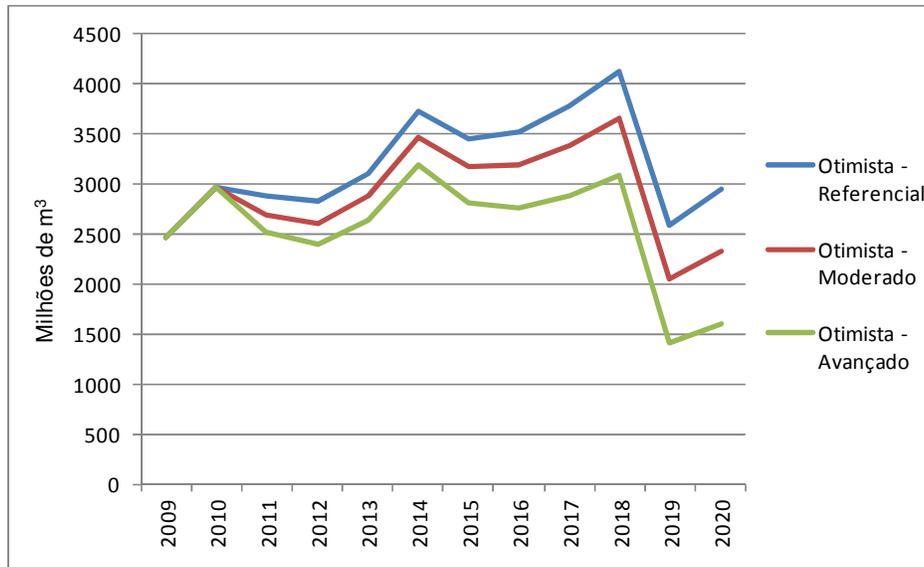


Figura 8.12 - Projeção de consumo de gás natural no setor elétrico nos cenários otimista referencial, moderado e avançado no período 2011-2020

8.4 Conclusões preliminares

Os resultados mostram que, no caso do desenvolvimento da maioria dos projetos de cogeração a gás natural viáveis e da entrada em operação de novas usinas com energia renovável, estas tecnologias poderiam participar com até 12% da potência efetiva no País. Assim, teria-se uma geração elétrica mais eficiente e limpa no futuro.

As projeções de expansão da geração elétrica, realizadas por MEM (2010b), consideram a construção de novas usinas hidroelétricas de médio e grande porte, sendo que o atraso na viabilização desses projetos ocasionaria um maior consumo de gás natural, já que o diferencial de produção de eletricidade seria fornecido pelas usinas termoeletricas.

9 CONCLUSÕES

9.1 Conclusões finais

Esta seção procura integrar e complementar as conclusões preliminares apresentadas nos capítulos precedentes.

A análise da matriz energética peruana e o cálculo dos indicadores de sustentabilidade energética, realizados neste trabalho, evidenciam a necessidade do País de priorizar as políticas energéticas que visam melhorar os indicadores de autonomia energética, produtividade energética, cobertura elétrica, cobertura de necessidades energéticas básicas e uso de fontes renováveis de energia. Além disso, comprovou-se que, nos últimos anos, o País importou, em média, 30% da oferta de energia, sendo a principal importação de hidrocarbonetos. Em 2009, o petróleo representou 73,9% e o óleo Diesel 13,3% das importações totais de energéticos no País.

Em vista disso, a penetração do gás natural na matriz energética deveria se orientar para a substituição do petróleo e seus derivados, especialmente nos setores de transporte, industrial e terciário. Esta ação deveria ajudar a melhorar o nível de autonomia energética e, com isso, reduzir o grau de dependência das importações energéticas e riscos de desequilíbrio na balança de pagamentos do País, além de prováveis economias dos usuários potenciais deste energético.

Por outro lado, o emprego do gás natural abre as oportunidades de um melhor uso eficiente da energia, principalmente nos setores industrial e terciário, através da instalação de sistemas de cogeração e, dessa forma, contribuir na melhoria do indicador de produtividade energética, já que seria possível um menor consumo de energia por PIB produzido. No setor residencial, a penetração do gás natural deveria ajudar a cobrir as necessidades energéticas básicas, tendo como objetivo a substituição dos energéticos atualmente utilizados, mas com um menor preço.

Nas seções anteriores, avaliou-se a penetração do gás natural através de diferentes cenários que consideram as projeções de crescimento econômico do País nas hipóteses pessimista, tendencial e otimista, calculadas pelo IEDEP/CCL (2010), e internaliza os prováveis cenários de desenvolvimento da indústria de gás natural em diferentes setores econômicos por meio das hipóteses referencial, moderada e avançada.

Quanto aos resultados dos cenários trabalhados nesta tese, há a pergunta: qual destes seria mais provável acontecer? Não há uma resposta única, já que, como discutido no capítulo 4, existe

a impossibilidade científica de se conhecer o futuro de sistemas sócio-técnicos complexos como os energéticos. Porém, as hipóteses utilizadas neste trabalho restringem a abrangência dos eventos futuros possíveis e ajuda a melhorar as decisões presentes, mostrando ações que podem ser implementadas para uma maior penetração do gás natural.

No entanto, considerando-se a taxa de crescimento da economia do País nos últimos anos e as projeções do PIB peruano, estimadas por organismos internacionais, como o Banco Mundial (RPP, 2011a), o Fundo Monetário Internacional (GESTIÓN, 2011b) e o HSBC (LA REPUBLICA, 2012), é mais provável que tal crescimento esteja próximo ao considerado na hipótese tendencial deste estudo (6%).

Quanto à penetração do gás natural, nos últimos anos e na atualidade, há fatos indicativos de que o setor não continuará com a tendência das políticas energéticas passadas, por exemplo: negociações para a priorização do desenvolvimento do mercado interno do gás natural entre o MEM e empresas que fazem parte da cadeia da indústria deste energético (GESTIÓN, 2011a); espera de confirmação de novas reservas de gás natural, segundo o MEM, nos campos 57, 56, 88 e 64, produtos das explorações que estão sendo realizadas no País (RPP, 2011b) e os avanços nas explorações do Campo 58 (oficialmente sem reservas confirmadas, mas com grandes expectativas); novos projetos de gasodutos de grande porte, como o Kuntur, para transportar gás dos campos 56, 57 e 58 para a parte sul do País (GESTIÓN, 2011c) e até para o desenvolvimento da indústria petroquímica (GESTIÓN, 2011d); não aprovação pelo Congresso da República do Projeto de Lei para a ampliação do prazo da importação de veículos usados (RPP, 2011c); projetos de construção de novos postos de GNV (CPGNV, 2011); sucesso no projeto de transporte público “Metropolitano” com ônibus a GNV e novos estudos para a ampliação deste sistema em outros distritos de *Lima* e *Callao* (El COMERCIO, 2011); compromissos governamentais para um maior uso de gás natural no setor residencial (GESTIÓN, 2011e); recente entrada em operação – novembro de 2011- do segundo sistema de cogeração a gás natural no Peru. Dessa forma, a penetração deste energético no País poderia se desenvolver dentro do cenário tendencial moderado. A Tabela 9.1 mostra os consumos de gás natural neste cenário.

Tabela 9.1 – Comparação de uso atual do gás natural e perspectiva de sua utilização no cenário tendencial-moderado em 2020

	Transporte		Residencial e terciário de pequeno porte		Industrial e terciário de grande porte		Geração elétrica	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020
Numero de veículos a GNV (miles), conexões de GN em moradias e instalações comerciais de pequeno porte (miles) e conexões de GN em instalações industriais e comerciais de grande porte (un)	104	337	29	1802	126	440		
% veículos a GNV, % de moradias e instalações comerciais de pequeno porte que utilizam GN, e % de instalações industriais e comerciais de grande porte que utilizam GN ^(a)	5,6%	12,7%	0,4%	21,6%	22,2%	43,3%		
Consumo de gás natural (Mm ³) ^(b)	157	1527	6	579	730	1729	2388	2460
Potência elétrica instalada pela cogeração a gás natural (MW)					30	250		
Consumo evitado de óleo Diesel (acumulado no período 2011-2020) - miles de m ³		4571				1313		
Consumo evitado de óleo combustível (acumulado no período 2011-2020) - miles de m ³						7018		
Consumo evitado de gasolina (acumulado no período 2011-2020) - miles de m ³		7431						
Consumo evitado de GLP (acumulado no período 2011-2020) - miles de m ³				5163				

^(a) As porcentagens são calculadas em nível nacional, mas, no caso das instalações industriais e comerciais de grande porte, somente foram consideradas aquelas localizadas nas regiões de *Lima e Callao, Ica, Kuntur e Centro-Norte*.

^(b) Os dados considerados como consumo atual de gás natural são os disponíveis no Anuário Estatístico de Hidrocarbonetos 2008 (DGH, 2009).

Os resultados mostram avanços de uma maior penetração do gás natural na matriz energética peruana. Assim, em 2020, 12,7% da frota veicular no País usará GNV, o que seria maior ao que se tem atualmente no Brasil (3,4%) e na Colômbia (6,9%), mas menor que Argentina (15,3%) e Paquistão (61,1%). Porém, para se alcançar tais resultados, é necessário trabalhar em regulamentações e incentivos para a: proibição da livre importação de veículos usados; a continuidade de tratados de livre-comércio com os Estados Unidos e a China, para uma diminuição dos impostos de importação e uma maior taxa de renovação da frota (6,0%) a partir de 2014; o serviço público de transporte limitado a ônibus com capacidade superior a 30 passageiros; os incentivos ao uso de GNV em táxis; o limite de antiguidade de veículos usados para táxis (não pode ter mais de 10 anos de fabricação), o que limitaria, indiretamente, o uso de veículos de pequeno porte a óleo Diesel; a expansão do projeto Metropolitano I (800 ônibus a gás natural) em outros distritos, como o projeto Metropolitano II (750 ônibus) e Metropolitano III (800 ônibus).

O setor residencial e terciário de pequeno porte seria o de maior crescimento em relação aos outros setores (Tabela 9.1). Para isso, as políticas deveriam se direcionar no seguinte: programas publicitários para o uso de gás natural nas moradias, tendo como tópicos a segurança e a economia; maiores investimentos para a ampliação das redes de gás natural; diminuição dos custos de conexão em 20%, através da eliminação dos impostos municipais; financiamento dos custos de conexão. Contudo, no cenário tendencial-moderado, espera-se, no máximo, que as famílias urbanas dos setores socioeconômicos A, B e C usem gás natural. Uma maior penetração deste energético seria conseguida, provavelmente, através de subsídios nos custos de conexão para famílias urbanas dos setores socioeconômicos D e E, os quais representam 53,8% da população urbana total.

No caso do setor industrial e terciário de grande porte, a análise econômica mostrou que, na maioria dos segmentos analisados, o uso do gás natural tem consideráveis vantagens econômicas; somente no caso dos *shoppings centers* e supermercados seria mais difícil sua viabilidade econômica. A Tabela 9.1 mostra o crescimento no emprego do gás natural nestes setores, no cenário tendencial-moderado, incluindo o uso de sistemas de cogeração. Porém, para conseguir esta penetração, é necessário trabalhar em políticas energéticas que buscam dar maior segurança aos investidores quanto à garantia do fornecimento do gás natural no médio e longo prazo. Neste cenário, espera-se substituir parte do consumo de óleo combustível e óleo Diesel nos setores industrial e terciário, já que o consumo destes energéticos cairia de 28%, em 2009, para 11,2%, em 2020. Além disso, a participação da cogeração na produção de energia elétrica no País seria de 2,5%, em 2020, mas estes valores são pequenos se comparados aos alcançados pela Espanha (11%), em 2007, e pelos Estados Unidos (12%), em 2010. Para um maior uso de sistemas de cogeração nestes setores, como discutido no cenário avançado, é preciso trabalhar no seguinte: na revisão da atual regulamentação que define os cogeneradores qualificados e, assim, ter maiores instalações industriais e comerciais de grande porte com acesso a preços de gás natural na boca do poço, semelhantes aos geradores elétricos, possibilidade de venda de excedentes de energia elétrica e, com isso, sistemas de cogeração projetados na base da carga térmica; fomentar a entrada de empresas interessadas em projetos BOT, a fim de ajudar na tomada de decisões dos gerentes das indústrias e comércios com potencial de cogeração; maior apoio e participação do governo através da introdução de programas de eficiência energética e regulamentações para uma maior participação das empresas de distribuição elétrica em projetos de cogeração. Dessa forma,

colocando-se em prática todas essas condições, em 2020, a participação da cogeração na produção de energia elétrica no Peru seria, no máximo, de 9,9% (cenário otimista-avançado).

Quanto ao uso do gás natural na geração elétrica, a Tabela 9.1 mostra que, em 2020, o consumo deste energético será similar ao atual. Segundo as projeções de expansão da geração elétrica, realizadas por MEM (2010b), considera-se um aumento moderado no consumo do gás até 2018 e uma posterior diminuição, quando ocorrerá o início da operação de novas usinas hidroelétricas de médio e grande porte. Porém, este cenário depende dos cronogramas de construção destas usinas, sendo uma das maiores dificuldades a aprovação do estudo de impacto ambiental e aceitação destas pelas populações próximas aos empreendimentos. Já que nos dois últimos anos, tem havido manifestações contra de este tipo de projetos, como o caso de *Tambo 40* (1287 MW), *Inambari* (2000 MW) e *Pakitzapango* (2200MW), todos estes dentro do convênio energético Peru–Brasil para o fornecimento de eletricidade ao Peru e exportação de excedentes ao Brasil, assinado em 16 de junho de 2010, em Manaus. Em vista disso, é provável que alguns projetos hidroelétricos sejam construídos após a data considerada pelo MEM (2010b), tendo como consequência um maior consumo de gás natural, já que o diferencial de produção de eletricidade seria fornecido pelas usinas termoeletricas.

A Figura 9.1 mostra que a utilização do gás natural aumentará de 3.280 Mm³, em 2008, para 6.295 Mm³, em 2020 (cenário tendencial moderado). Esta comparação é realizada considerando-se a utilização deste energético nos setores de transporte, residencial (incluindo terciário de pequeno porte), industrial (incluindo terciário de grande porte) e de geração elétrica. Assim, em 2020, espera-se uma melhor distribuição da utilização do gás natural, similar às tendências mundiais mostradas no capítulo 3, já que a penetração deste energético seria maior nos setores de transporte, residencial e industrial e não empregada majoritariamente na geração elétrica, como é na atualidade. Além disso, como apresentado na Tabela 9.1, a maior penetração do gás natural permitirá substituir combustíveis derivados do petróleo e, conseqüentemente, reduções de emissões de CO₂, pois, segundo o IPCC (1996), os fatores de emissões de dióxido de carbono do gás natural seriam menores se comparados aos do óleo Diesel, óleo combustível, gasolina e GLP.

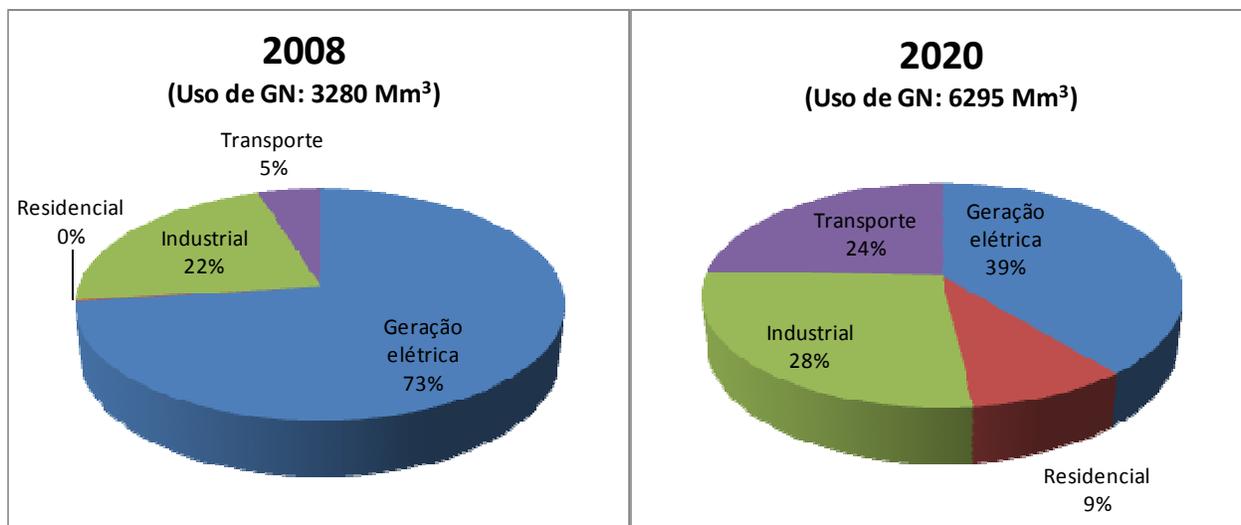


Figura 9.1 – Comparação de uso do gás natural 2008 e 2020 (cenário tendencial-moderado)

A Figura 9.2 apresenta o consumo interno do gás natural, nos cenários tendencial-moderado (TM) e otimista-avançado (OA), e sua exportação. Além disso, mostra a evolução da utilização da reserva deste energético, tendo como referência as reservas de gás natural em 2009, apresentadas pelo MEM (2010), e considerando no período de análise não vai ter incorporação de novas reservas. No caso da exportação do gás natural, os valores foram calculados levando-se em conta o contrato de transporte de 17,55 Mm³/dia do energético entre *TGP*¹ e *Peru LNG*², para o período 2010–2033 (Equilibrium, 2011). Os resultados mostram uma maior utilização do gás natural para exportação, a qual começa a ser mais equilibrada se comparada ao consumo interno, a partir de 2016. No final de 2020, espera-se uma utilização das reservas de gás (Referência: 2009) de 38,6% (cenário tendencial-moderado + exportação) ou, no máximo, de 43,1% (cenário otimista-avançado + exportação). Segundo a Lei da Promoção do Desenvolvimento da Indústria de Gás Natural - n° 27.133/1999, as empresas produtoras de gás têm que garantir o seu fornecimento ao mercado nacional em um período não menor que 20 anos. Dessa forma, os resultados mostram a existência de reservas para um maior desenvolvimento do mercado interno de gás natural no curto e médio prazo. Contudo, no longo prazo, é necessário continuar avaliando as reservas e o desenvolvimento da utilização do gás, para assim poder adotar medidas, se fossem

¹ TGP (*Transportadora de Gas del Perú S.A.*) - empresa peruana, responsável pelo desenho, construção e operação do sistema de transporte de gás natural e líquidos de gás natural de Camisea.

² Peru LNG - empresa responsável pela exportação do gás natural e proprietária da planta de liquefação de gás Pampa Melchorita.

necessárias, a fim de garantir o fornecimento deste energético para o consumo interno, no futuro. Como discutido acima, nos últimos anos, iniciaram-se diversas explorações de gás natural no País, e o esperado é que haja um aumento em suas reservas, no curto prazo. No entanto, é preciso levar em consideração a garantia de fornecimento do gás natural no mercado interno, no futuro, antes de se destinarem os volumes destas novas descobertas para projetos de exportação de gás natural.

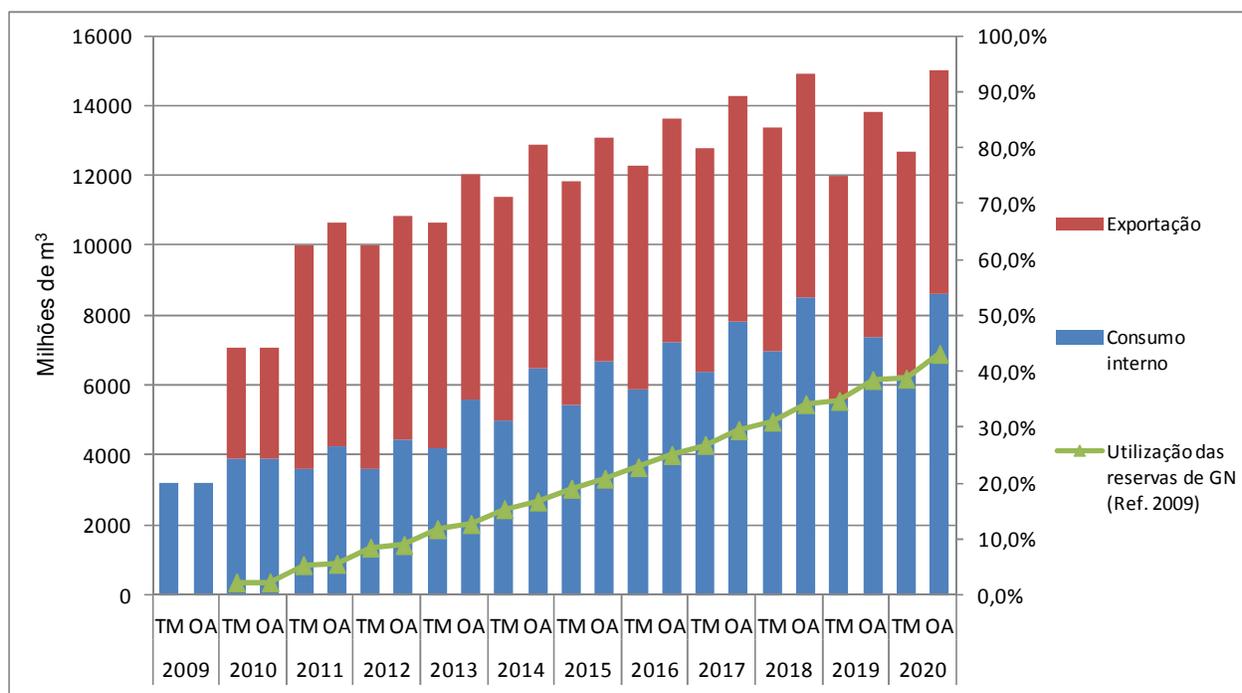


Figura 9.2 – Evolução da utilização do gás natural para o consumo interno e exportação nos cenários tendencial-moderado e otimista-avançado

9.2 Sugestões para futuros trabalhos

A penetração do gás natural na matriz energética peruana vai diminuir a dependência dos combustíveis derivados do petróleo. Porém, este energético não será suficiente para melhorar a qualidade de vida da população, especialmente da área rural. Dessa forma, conjuntamente com as iniciativas para se aumentar o uso de gás natural no País, seriam necessárias políticas para uma maior penetração das fontes renováveis de energia e programas de eficiência energética.

Para futuros trabalhos, é recomendável estudar o seguinte:

- Aprofundar em maiores detalhes em quanto a barreiras para uma maior penetração do gás natural nos setores analisados neste trabalho, assim como uma maior profundidade na segmentação das instalações industriais e comerciais, e em cenários de mudanças do diferencial de preço dos combustíveis derivados do petróleo (GLP, gasolina, óleo Diesel e óleo combustível) em relação ao preço do gás natural;
- Análise técnico-econômica e social da penetração de gás natural em regiões ou cidades onde não se tem planejada a construção de gasodutos, isto através do fornecimento de gás por gasodutos virtuais;
- Análise da produção de metanol a partir do gás natural considerando seu uso no mercado de produção de biodiesel no Peru;
- Análise da construção de usinas termelétricas de grande porte para exportação de energia elétrica a países limítrofes;
- Análise de uso potencial de veículos elétricos para o setor de transportes, considerando a produção da energia elétrica necessária. Além disso, avaliar os ganhos ambientais pela redução da poluição, especialmente nas maiores cidades do País como Lima, Trujillo e Arequipa.

Quanto às fontes renováveis de energia, é recomendada a elaboração dos seguintes estudos:

- Estimativa do potencial técnico e econômico da produção de etanol e biodiesel no País. Da mesma forma, a inclusão de propostas de normativas para a mistura de etanol na gasolina e biodiesel no Diesel, com prazos razoáveis e sustentáveis de implementação;
- Estudo do potencial técnico e econômico de uso de energia solar fotovoltaica e/ou eólica nos programas de eletrificação rural no País, especialmente nas regiões isoladas.

Referências

ACCEP (Asociación de Centros Comerciales y de Entretenimiento del Perú), 2010. Información de miembros de la Asociación de Centros Comerciales y de Entretenimiento del Perú. ACCEP, Lima, Perú.

ACP (Asociación de Clínicas Particulares), 2010. Información de clínicas particulares miembros de la ACP. ACP, Lima, Perú.

AGUDELO, J. R.; MORENO, R.; BEDOYA, I. D. Influencia de la configuración del Kit de conversión en el desempeño mecánico-ambiental de un motor de encendido provocado (MEP) bicomcombustible gasolina-gas natural vehicular. **Revista Facultad de Ingeniería - Universidad de Antioquia**, v. 31, p. 102-115, 2004.

ALMEIDA, A. T.; LOPES A. C.; CARVALHO, A.; MARIANO, J.; JAHN, A.; BROEGE, D. Examining the potential of natural gas demand-side measures to benefit customers, the distribution utility, and the environment: two case studies from Europe. **Energy**, v.29, n.7, p. 979-1000, 2004.

ANP, 2002. Panorama da indústria de gás natural no Brasil: aspectos regulatórios e desafios, Agencia Nacional do Petróleo, Brasília, Brasil.

AQUINO, C. Situación de la Economía Peruana. Palestras ministradas em 2008. Eletrônico. Universidad Nacional Mayor de San Marcos. Disponível em: <http://www.economiaasiatica.com/>. Acesso em: 10 de setembro de 2009.

APEIM, 2011. Niveles Socioeconómicos 2005-2010. Asociación Peruana de Empresas de Investigación de Mercados. Disponível em: <http://www.apeim.com.pe/niveles.html>. Acesso em: 15 de agosto de 2011.

APHORNRATANA S.; EAMES W. Thermodynamic analysis of absorption refrigeration cycles using the second law of thermodynamics method. **Int. J. Refrigeration**, v.18, n.4, p. 244-252, 1995.

BALESTIERI, J. P. **Cogeração: Geração combinada de eletricidade e calor**. Santa Catarina: Editora da Universidade Federal de Santa Catarina, 2002. 279 p.

BARBERII, E. E. **El Pozo ilustrado**. Caracas: Editorial Binev, 2001. 669 p.
BENSUSSAN, Jaques Alberto. **Planejamento Prospectivo: Um Programa de Investimentos em Energia para o estado do Rio Grande do Sul, 1995/2015**. 1994. 186p. Tese (Doutorado) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

BCRP. Estadísticas Económicas. Eletrônico. Banco Central de Reserva del Perú. Disponível em: <http://www.bcrp.gob.pe/estadisticas/cuadros-anuales-historicos.html>. Acesso em: 09 de agosto de 2011.

BP (British Petroleum), 2011. **BP Statistical Review of World Energy**. BP, London, UK.

BRANDÃO, José Expedito. **Previsão de demanda por gás natural veicular: Uma modelagem baseada em dados de preferência declarada e revelada**. 2005. 274p. Dissertação (Mestrado) – Centro de tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza.

C2ES. Cogeneration/Combined Heat and Power (CHP). The Center for Climate and Energy Solutions. Disponível em: <http://www.c2es.org/docUploads/CogenerationCHP.pdf>. Acesso em: 26 de dezembro de 2011.

CALIDDA, 2004. Estudio de Demanda. Gas Natural de Lima y Callao S.R.L., Lima, Perú.

CENERGIA (Centro de Conservación de la Energía y del Ambiente), 2006. Estudio de Tendencias en el Uso y Promoción de Gas Natural: Generación Distribuida. Cenergia, Lima, Perú.

CEPAL, OLADE, GTZ. **Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe**. Santiago de Chile: Editora das Nações Unidas, 2003. 230 p.

COES, 2011. Estadística de Operaciones 2010. Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, Lima, Perú.

COGEN ESPAÑA. Marco económico de la cogeneración española. Disponível em: <http://www.cogenspain.org/index.php/Cogen-Espana/marco-economico-de-la-cogeneracion-espanola.html>. Acesso em: 17 de dezembro de 2011.

COHEN, J. T. Diesel vs. compressed natural gas for school buses: a cost-effectiveness evaluation of alternative fuels. **Energy Policy**, v.33, n.13, p.1709-1722, 2005.

COMMEND. Modeling Software. Community for Energy, Environment and Development. Disponível em: <http://www.energycommunity.org/default.asp?action=71>. Acesso em: 11 de marco de 2012.

CONAE, 1999. Metodología para el Análisis de Previabilidad en los Sistemas de Cogeneración. Serie Eficiencia Energética en Sistemas Industriales. Comisión Nacional para el Ahorro de Energía. México.

CONCEIÇÃO, Guilherme. **A viabilidade técnica, econômica e ambiental da inserção do gás natural veicular em frotas do transporte coletivo urbano de passageiros**. 2006. 268p. Dissertação (Mestrado) - COPPE, Universidade Federal de Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

CONPET. Projeto Ônibus a gás. Programa Nacional da Racionalização do uso dos derivados do petróleo e do gás natural – Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <http://www.conpet.gov.br/projetos/onibus.php?segmento=corporativo>. Acesso em: 30 de novembro de 2007.

CPGNV. Desarrollo del GNV en el Perú. Eletrônico. Cámara Peruana del Gas Natural Vehicular. Disponível em: <http://www.cpgnv.org.pe/estadisticasnacional2010.php>. Acesso em: 18 de dezembro de 2011.

DA – WEN SUN. Thermodynamic design data and optimum design maps for absorption refrigeration systems. **Applied Thermal Engineering**, v.17, n.3, p.211-221, 1997.

Día 1. Crecimiento de supermercados en el Perú. Eletrônico. El Comercio Journal. Disponible en : <http://elcomercio.pe/impres/edicion/2011-09-12/ecpr120911d01>. Acesso en: 12 de setiembre de 2011.

DGE (Dirección General de Electricidad), 2008. Plan Referencial de Electricidad 2007-2017. MEM, Lima, Perú.

DGE, 2010. Anuario Estadístico de Electricidad 2009. Ministerio de Energía y Minas, Lima, Perú.

DGH (Dirección General de Hidrocarburos), 2009. Anuario Estadístico de Hidrocarburos 2008. Ministerio de Energía y Minas, Lima, Perú.

DGH, 2010. Anuario Estadístico de Hidrocarburos 2009. Ministerio de Energía y Minas, Lima, Perú.

DORGAN, C.B.; LEIGHT, S.P.; DORGAN, C.E. **Application Guide for Absorption cooling/refrigeration using recovered heat**. Atlanta: ASHRAE (American Society of Heating, Refrigeration and Air Conditioning Engineers, Inc.), 1995. 186p.

EDUCOGEN. **The European Educational Tool on Cogeneration**. Cogen Europe, 2001. 175 p.

EERE, 2006. EAct and Clean Cities: What is connection?. Energy Efficiency and Renewable Energy - DOE. Disponível em : <http://www.nrel.gov/docs/fy06osti/40080.pdf>. Acesso em: 26 de junho de 2008.

EERE. Clean Cities Goals and Accomplishments. Energy Efficiency and Renewable Energy - DOE. Disponível em: <http://www1.eere.energy.gov/cleancities/accomplishments.html>. Acesso em: 15 de dezembro de 2011.

EES, 2011. Engineering Equation Solver. F-Chart Software LLC. Disponível em: <http://www.mhhe.com/engcs/mech/ees/download.html>. Acesso em: 12 de abril de 2011.

EIA (U.S. Energy Information Administration), 2010. **International Energy Outlook**. U.S. Department of Energy, Washington DC, US.

EL COMERCIO. Segunda ruta del Metropolitano unirá 9 distritos. Eletrônico. El Comercio Journal. Disponível em: http://elcomercio.pe/lima/706555/noticia-segunda-ruta-metropolitano-unira-distritos_1. Acesso em: 31 de janeiro de 2011.

EQUILIBRIUM. Transportadora de gas del Perú S.A. Relatório de classificação de risco do 13 de dezembro de 2011. Disponível em: <http://www.equilibrium.com.pe/Tgp.pdf>. Acesso em: 10 de janeiro de 2012.

ERDOGDU, E. Natural gas demand in Turkey. **Applied Energy**, v.87, n.1, p.211-219, 2010.

ESSALUD (El Seguro Social de Salud del Perú), 2010. Información de hospitales miembros de Essalud. Essalud, Lima, Perú.

EUDY, L. Natural gas in transit fleets: A Review of the transit experience. NREL - National Renewable Energy Laboratory, Colorado, USA, 2002.

FERNANDES, E.; FONSECA, M. V.; ALONSO, S. P. Natural Gas in Brazil's energy matrix: demand for 1995-2010 and usage factors. **Energy Policy**, v.33, n.3, p.365-386, 2005.

FILHO, Alberto Dantas. **Substituição de Diesel por Gás Natural em Ônibus do Transporte Público Urbano**. 2006. 144p. Dissertação (Mestrado) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Engenharia, Universidade de São Paulo, São Paulo.

FUTURE COGEN. The future of CHP in the European Market - The European Cogeneration Study, 2001. Disponível em: http://www.cogen.org/publications/reports_and_studies.htm. Acesso em: 15 de outubro de 2003.

GARCIA, H. B., 2008. Energías Renovables en el Perú: Situación Actual y Perspectivas. Ministerio de Energía y Minas, Lima, Perú.

GART (Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria), 2006. Operación del Sector Hidrocarburos - Año 7 Agosto 2006. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Lima, Perú.

GART. Tarifas do gás natural em Lima e Callao. Disponível em: <http://www2.osinerg.gob.pe/>. Acesso em: 19 de agosto de 2011a.

GART. Tarifas de energia e potência elétrica aplicados a clientes finais. Disponível em: <http://www2.osinerg.gob.pe/Tarifas/Electricidad/PliegosTarifariosUsuarioFinal.aspx?Id=150000>. Acesso em: 19 de agosto de 2011b.

GASPOINT. Detalhes de equipamentos. Disponível em: <http://www.gaspoint.com.br/gnv/kits/KitLovato.asp>. Acesso em: 11 de março de 2012.

GESTIÓN, J. Masificación de uso de gas natural. Entrevista a Ministro de Energía y Minas, Primer Ministro y Presidente del Perú en 2011. Electrónico. Gestión Journal. Disponível em :

<http://gestion.pe/>. Acesso em: 27 de julho de 2011a, 28 de julho de 2011a, 03 de agosto de 2011a, 25 de agosto de 2011a, 12 de setembro de 2011a y 23 de setembro de 2011a,

GESTIÓN, J. FMI: Perú será la cuarta economía de mayor expansión en América. Eletrônico. Gestión Journal. Disponível em: <http://gestion.pe/noticia/1305642/fmi-peru-cuarta-economia-mayor-expansion-america>. Acesso em: 20 de setembro de 2011b.

GESTIÓN, J. Desarrollo del gas en el sur requiere US\$ 13 mil mlls. Eletrônico. Gestión Journal. Disponível em: <http://gestion.pe/noticia/1312557/desarrollo-gas-sur-requiere-us-13-mil-mlls>. Acesso em: 04 de outubro de 2011c.

GESTIÓN, J. Odebrecht concretó la compra de Kuntur para el gasoducto del sur. Eletrônico. Gestión Journal. Disponível em: <http://gestion.pe/noticia/747824/odebrecht-concreto-compra-kuntur-gasoducto-sur>. Acesso em: 25 de abril de 2011d.

GESTIÓN, J. Las reservas del lote 88 se orientarán al consumo interno. Eletrônico. Gestión Journal. Disponível em: <http://gestion.pe/noticia/948987/reservas-lote-88-se-orientaran-al-consumo-interno>. Acesso em: 28 de julho de 2011e.

GFGN (Gerencia de Fiscalización de Gas Natural), 2009. Boletín informativo de Gas Natural 2009-II. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Lima, Perú.

GFGN, 2010. Boletín informativo de Gas Natural 2010-II. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Lima, Perú.

GFGN. Empresas Concesionarias. Eletrônico. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. Disponível em: <http://www2.osinerg.gob.pe/Pagina%20Osinergmin/Gas%20Natural/Contenido/Redes004.html>. Acesso em: 10 de agosto de 2011.

GONZALES, R.P.; NEBRA, S.A. Indústria de gás natural na América do Sul: Retrospectiva e tendências. In: IV Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Itajubá-MG, Brasil, março 25-26, 2004.

GONZALES, Raul Palomino. **Cogeração a partir de gás natural: Uma abordagem política, econômica, energética, exergética e termoeconômica.** 2004. 144p. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

GUJARATI, D. N. **Basic econometrics.** Boston: McGraw-Hill, 2003. 1002 p.

GUARINELO, F. **Avaliação Termoeconômica de um Sistema de Cogeração proposto para um Pólo Industrial.** 1997. 172p. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

HEYWOOD, J.B. **Internal Combustion Engine Fundamentals.** New York: McGraw-Hill, 1988. 930 p.

HINNELLS, M. Combined heat and power in industry and buildings. **Energy Policy**, v.36, n.12. p.4522-4526, 2008.

HIRSH, R.F. PURPA: The Spur to Competition and Utility Restructuring. **The Electricity Journal**, v.12, n.7, p.60-72, 1999.

IAEA, IEA, EUROSTAT, **Indicadores Energéticos del desarrollo sostenible: directrices y metodologías.** Viena: Editora da International Atomic Energy Agency, 2008. 183p.

IANGV. Diffusion of Natural Gas Vehicles in Italy. In: IX IANGV Biennial congress and exhibition, Buenos Aires, 2004a.

IANGV. Regulatory Experience and the NGV Development in Argentina. In: IX IANGV Biennial congress and exhibition, Buenos Aires, 2004b.

IANGV. Natural gas vehicle statistics. International Association for Natural Gas Vehicles Disponível em: <http://www.iangv.org/tools-resources/statistics.html>. Acesso em: 15 de dezembro de 2011.

IEDEP/CCL, 2010. Perú en el primer mundo: cifras y políticas, Instituto de Economía y Desarrollo Empresarial (IEDEP) de la Cámara de Comercio de Lima (CCL).

INEI, 2009a. Resultados Censales: Censos Nacionales 1981, 1993 e 2007. Eletrônico. Instituto Nacional de Estadísticas e Informática. Disponible en: <http://www.inei.gob.pe>. Acesso em: 14 de outubro de 2009.

INEI, 2009b. PERU: Estimaciones y Proyecciones de Población por Departamento, Sexo y Grupos quinquenales de edad 1995-2025, Instituto Nacional de Estadísticas e Informática-INEI, 2009.

IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change). Climate Change 1992: The Supplementary Report to The IPCC Scientific Assessment. Cambridge University Press, Cambridge, 1992.
IPCC. Revised 1996: IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual. Disponível em: <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/invs6.html>. Acesso em: 20 de dezembro de 2011.

IPP (Max-Planck-Institut für Plasmaphysik). Global long-term energy scenarios: lessons learnt. Report No. 16/13, 2007.

Ipsos Apoyo, 2008. Censo de establecimientos comercial 2007. Consultora Ipsos APOYO Opinión y Mercado, Lima, Perú.

JIANG, B.; WENYING C.; YUEFENG, Y.; LEMIN, Z.; VICTOR, D. The future of natural gas consumption in Beijing, Guangdong and Shanghai: An assessment utilizing MARKAL. **Energy Policy**, v.36, n.9, p.3286-3299, 2008.

KALOGIROU, S. Artificial intelligence in renewable energy systems modelling and prediction. In: World Renewable Energy Congress VII, Cologne, Germany, 29 June – 5 July, 2003.

KNIGHT, V. M.; YOUNG, C. F. Custo da Poluição gerada pelos ônibus urbanos na RMSP. In: XXXIV Encontro Nacional de Economia, Salvador, Brasil, dezembro 05-08, 2006.

LA REPUBLICA. Perú será la 26 economía del mundo en 2050, según informe del banco HSBC. Eletrônico. La Republica. Disponível em: <http://www.larepublica.pe/11-01-2012/peru-sera-la-26-economia-del-mundo-en-2050-segun-banco-hsbc>. Acesso em: 12 de janeiro de 2012.

LAU, H.C.W.; CHENG, E.N.M.; LEE, C.K.M.; HO, G.T.S. A fuzzy logic approach to forecast energy consumption Change in a manufacturing system. **Expert Systems with Applications**, v.34, n.3, p.1813-1824, 2008.

LEMAR, P.L. The potential impact of policies to promote combined heat and power in US industry. **Energy Policy**, v.29, n.14, p.1243-1254, 2001.

LOUVIERE, J.J.; HENSHER, D.A.; SWAIT, J.D. **Stated Choice Methods: Analysis and Application**. Cambridge: Cambridge University Press, 2000. 399 p.

MACHADO, G.B.; MORALES, M.E.; CORDEIRO DE MELO, T.C.; LASTRES, L.M. Panorama da Utilização do gás natural veicular em veículos pesados no Brasil. In: IV Congresso Latino Americano e do Caribe de Gás e Eletricidade, Rio de Janeiro, Brasil, abril 26-28, 2004.

MAURO JUNIOR, L.; ANIBAL DE ALMEIDA, S.C. Conversão de motores diesel para gás natural. In: 11th Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering, Rio de Janeiro, Brasil, dezembro 05-08, 2006.

MEM (Ministerio de Energía y Minas), 2005. DS-064-2005-EM – Reglamento de Cogeneración. MEM, Lima, Perú.

MEM, 2008. Elaboración de Proyectos de Guías de Orientación del Uso Eficiente de la Energía y de Diagnóstico Energético. MEM, Lima, Perú.

MEM, 2010a. Balance Nacional de Energía 2009. MEM, Lima, Perú.

MEM, 2010b. *Peru Sector Eléctrico 2009: Documento promotor*. MEM, Lima, Perú.

MIRASGEDIS, S.; SARAFIDIS, Y.; GEORGOPOULOU, E.; LALAS, D.P.; PAPASTAVROS, C. Mitigation policies for energy related greenhouse gas emissions in Cyprus: the potential role of natural gas imports. **Energy Policy**, v.32, n.8, p.1001-1011, 2004.

NAKATA, T. Energy-economic models and the environment. **Progress in Energy and Combustion Science**, v.30, n.4, p.417-475, 2004.

NAKATA, T.; SILVA, D.; RODIONOV, M. Application of energy system models for designing a low-carbon society. **Progress in Energy and Combustion Science**, v.37, n.4, p.462-502, 2011.

OLADE, CEPAL, GTZ. **Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe: Enfoques para la política energética**. Quito: Editora da Organización Latinoamericana de Energía, 1997. 144 p.

O'RYAN, R. Diseño de un Modelo de Proyección de Demanda Energética Global Nacional de Largo Plazo, Comisión Nacional de Energía-CNE, 2008.

OSINERGMIN (Organismo supervisor de la inversión en energía y minería), 2008-2010. Informe mensual estadístico del Mercado Libre de Electricidad. Osinergmin, Lima, Perú.

OSINERGMIN. Preços de combustíveis líquidos, GLP e GNV. Disponível em: <http://facilito.osinerg.gob.pe/portal/pages/scop/menuPrecios.jsp>. Acesso em: 17 de agosto de 2011.

PAMPLONA, E.O.; LUIS DE AVILA, P.; RICCI, M.R. Avaliação econômica e de risco do uso de GNV (Gás Natural Veicular) em frotas de ônibus urbano. In: XXVI Encontro Nacional de Engenharia de Produção, Fortaleza, Brasil, outubro 09-11, 2006.

PARIKH, J.; PUROHIT P.; MAITRA, P. Demand projection of petroleum products and natural gas in India. **Energy**, v.32, n.10, p.1825-1837, 2007.

PELLIZA, Giovani. **Análise de Veículos convertidos para o uso do combustível gás natural**. 2003. 123p. Dissertação (Mestrado) - Escola de Engenharia, Universidade Federal de Rio Grande do Sul, Porto Alegre.

RPP. Perú será la estrella de la región con el más alto crecimiento. Eletrônico. Radio Programas del Peru. Disponível em: http://www.rpp.com.pe/2011-06-08-peru-sera-la-estrella-de-la-region-con-el-mas-alto-crecimiento-noticia_373536.html. Acesso em: 08 de junho de 2011a.

RPP. MEM espera confirmación de nuevas reservas de gas este año. Eletrônico. Radio Programas del Peru. Disponível em: http://www.rpp.com.pe/2011-01-11-mem-espera-confirmacion-de-nuevas-reservas-de-gas-este-ano-noticia_326239.html. Acesso em: 11 de janeiro de 2011b.

RPP. Congreso rechaza prórroga a importación de autos usados por Zofratacna. Eletrônico. Radio Programas del Peru. Disponível em: http://www.rpp.com.pe/2011-05-12-congreso-rechaza-prorroga-a-importacion-de-autos-usados-por-zofratacna-noticia_364942.html. Acesso em: 12 de maio de 2011c.

SALA, J. **Cogeneración: Aspectos termodinámicos, tecnológicos y económicos**. Bilbao: Servicio Editorial de la Universidad del País Vasco, 1994. 565 p.

SANCHEZ, Luis Tembleque. La cogeneración en un sistema liberalizado. In: Jornadas sobre la cogeneración en la industria química de procesos, 1997, Tarragona, España.

SANTAMARÍA, J.A.; IBARRA, J.G.; ROMERO, J.G.; CORREDOR, L.A. Influencia de la tecnología de conversión sobre el comportamiento de motores de gasolina convertidos a gas natural. **Ingeniería & Desarrollo - Universidad del Norte**, v.11, p.28-41, 2002.

SAUER, I. Usos finais e demanda de energia. Notas de Aula ministradas em 2008. Eletrônico. Universidade de São Paulo. Disponível em: <http://professorildosauer.wordpress.com/ene-5703-usos-finais-e-demanda-de-energia/>. Acesso em: 16 de agosto de 2011.

SCHWOB, M.; MORALES, M.E.; HENRIQUES, M.; ESTEVES, R. Avaliação e Otimização de dispositivos de conversão e adaptação de motores para o gás natural. In: 2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, Rio de Janeiro, Brasil, junho 15-18, 2003.

SCHWOB, M.; HENRIQUES, M.; SZKLO, A. Technical potential for developing natural gas use in the Brazilian red ceramic industry. **Applied Energy**, v.86, n.9, p.1524-1531, 2009.

SCOP (Sistema de Control de Órdenes de Pedido), 2008. Demanda total de combustibles líquidos y GLP en Lima Metropolitana. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Lima, Perú.

SEISLER, J.M., 2000. International NGV Markets. European Natural Gas Vehicles, The Netherlands. Disponível em : <http://www.engva.org/marketing/view.phtml?page=169.phtml>. Acesso em: 20 de janeiro de 2006.

SENAMHI, 2003. Atlas de Energía Solar del Perú. Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología, Lima, Perú.

SHP (Sociedad de Hoteles del Perú), 2010. Información de miembros de la Sociedad de Hoteles del Perú. SHP, Lima, Perú.

SNI (Sociedad Nacional de Industria), 2009. Solicitud de información e información disponible a través de los comités de fabricantes de alimentos, bebidas, cerámica y cementos, papel, química-farmacéutica, textil, vidrio y plástico, y pesquería. SNI, Lima, Perú.

SOARES, J.; SZKLO, A.; TOLMASQUIM, M. Economic potential of natural gas-fired cogeneration – analysis of Brazil’s chemical industry. **Energy Policy**, v.32, n.12, p.1415-1428, 2004.

STOECKER, W. F.; JONES, J. W. **Refrigeração e Ar Condicionado**. São Paulo: McGraw-Hill do Brasil, 1985. 481p.

SUGANTHI, L.; SAMUEL, A. Energy models for demand forecasting - A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.16, n.2, p.1223-1240, 2012.

SUNARP; OGPP, 2011a. Parque vehicular estimado según departamento o región 2001-2010. Ministerio de Transportes y Comunicaciones. Disponible em: <http://www.mtc.gob.pe/estadisticas/index.html>. Acesso em: 18 de agosto de 2011.

SUNARP; OGPP, 2011b. Parque vehicular nacional estimado, según clase de vehículo 2001 - 2010. Ministerio de Transportes y Comunicaciones. Disponible em: <http://www.mtc.gob.pe/estadisticas/index.html>. Acesso em: 18 de agosto de 2011.

SZKLO, A.; SOARES, J.; TOLMASQUIM, M. Energy consumption indicators and CHP technical potential in the Brazilian hospital sector. **Energy Conversion and Management**, v.45, n.13-14, p. 2075-2091, 2004.

UPME (Unidad de Planeación Minero Energética), 2004. Proyecciones de Demanda de gás natural sector residencial y comercial. Ministerio de Minas y Energía, Bogota, Colômbia.

USCHPA. National CHP Roadmap: Doubling Combined Heat and Power Capacity in the United States by 2010, 2001. Disponible em: http://www.energetics.com/5thchpworkshop/pdfs/chp_roadmap.pdf. Acesso em: 28 de junho de 2004.

WALTER, A.C. **Viabilidade e perspectivas da cogeração e da geração termoelétrica junto ao setor suco - alcooleiro.** 1994. 263p. Tese (doutorado) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

WATT, G. M. Natural gas vehicle transit bus fleets: The current international experience. IANGV - International Association for Natural Gas Vehicles (Inc.). Gas Technology Services, Australia, 2001.

VEIRANO, Marcelo Siqueira. **A Penetração do Gás Natural na Região Administrativa de Campinas - SP.** 1993. 92p. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

ZARNIKAU, J.; REILLEY, B. The Evolution of the Cogeneration Market in Texas. **Energy Policy**, v. 24, n.1, p.67-79, 1996.

ANEXO A – Variáveis para a projeção do número de veículos

A Tabela Anexo A.1 mostra as variáveis exógenas, PIB e população, que foram usadas nos modelos econométricos necessários para a estimativa de projeção do número de veículos no Peru. O PIB desde 1995 até 2010 foi obtido da publicação do BCRP (2011). As estimativas do IEDEP/CCL (2010) foram usadas para a projeção do PIB desde 2011 até 2020 nos cenários pessimista, tendencial e otimista. Os dados históricos e as projeções da população foram obtidos do INEI (2009b).

Tabela Anexo A.1 – Variáveis para a projeção do número de veículos

Ano	PIB	PIB	PIB	População (miles)
	MMUS\$ (1994) Pessimista	MMUS\$ (1994) Tendencial	MMUS\$ (1994) Otimista	
1995	48754	48754	48754	23926
1996	49982	49982	49982	24348
1997	53413	53413	53413	24768
1998	53061	53061	53061	25182
1999	53546	53546	53546	25589
2000	55126	55126	55126	25984
2001	55245	55245	55245	26367
2002	58015	58015	58015	26739
2003	60357	60357	60357	27103
2004	63361	63361	63361	27460
2005	67687	67687	67687	27811
2006	72926	72926	72926	28151
2007	79420	79420	79420	28482
2008	87206	87206	87206	28807
2009	87958	87958	87958	29132
2010	95694	95694	95694	29462
2011	99330	101435	103732	29798
2012	103104	107521	112445	30136
2013	107022	113972	121891	30475
2014	111089	120811	132129	30814
2015	115311	128059	143228	31152
2016	119692	135743	155259	31489
2017	124241	143888	168301	31826
2018	128962	152521	182439	32162
2019	133862	161672	197763	32496
2020	138949	171372	214376	32824

ANEXO B – Variáveis para a projeção do número de moradias

A Tabela Anexo B.1 mostra as variáveis de número de moradias e população que foram usadas nos modelos de regressão necessários para a estimativa do número de moradias nas principais regiões de desenvolvimento da indústria do gás natural. O número de moradias desde 1995 até 2007 foi obtido da publicação do INEI (2009a) e as projeções da população foram obtidas do INEI (2009b).

Tabela Anexo B.1 – Variáveis para a projeção do número de moradias

Ano	Lima		Ica		Kuntur		Centro-Norte	
	Numero de Moradias	População (miles)						
1995	1643651	7704893	130343	607707	854839	3632975	859196	4086499
1996	1697625	7879011	134550	617871	876204	3688555	880204	4139135
1997	1751599	8051888	138757	627872	897569	3744005	901213	4190104
1998	1805574	8222903	142964	637745	918934	3798725	922221	4240045
1999	1859548	8391431	147171	647528	940298	3852122	943229	4289596
2000	1913523	8556834	151379	657255	961663	3903599	964237	4339392
2001	1967497	8719168	155586	666976	983028	3953062	985245	4389693
2002	2021471	8878841	159793	676667	1004392	4000910	1006253	4440071
2003	2075446	9035794	164000	686254	1025757	4047282	1027261	4490144
2004	2129420	9189947	168207	695663	1047122	4092321	1048270	4539525
2005	2183394	9341219	172414	704822	1068487	4136169	1069278	4587827
2006	2237369	9487211	176621	713692	1089851	4178237	1090286	4634659
2007	2291343	9627964	180828	722321	1111216	4218429	1111294	4680276
2008		9767087		730767		4257628		4725268
2009		9908228		739087		4296727		4770226
2010		10054952		747338		4336609		4815740
2011		10207786		755508		4377338		4861957
2012		10364319		763558		4418322		4908486
2013		10523796		771507		4459467		4955100
2014		10685466		779372		4500677		5001582
2015		10848566		787170		4541857		5047714
2016		11013808		794919		4583113		5093702
2017		11181709		802610		4624508		5139694
2018		11351188		810213		4665883		5185374
2019		11521194		817700		4707081		5230427
2020		11690657		825042		4747944		5274536

APÊNDICE A – Modelo de projeção da frota veicular

A projeção da quantidade de veículos no modelo econométrico considerado neste estudo foi feita em relação ao PIB e à população. Assim, a equação base da análise de regressão é:

$$Q = a.X + b.Y + C \quad (\text{Apêndice A.1})$$

onde:

a = PIB (MMUS\$)

b = População (miles)

Q = Quantidade de veículos

X= X Variable 1 (Tabelas Apêndice A.1, AP.2 e AP.3)

Y= X Variable 2 (Tabelas Apêndice AP.1, AP.2 e AP.3)

C= Intercept (Tabelas Apêndice AP.1, AP.2 e AP.3)

As Tabelas Apêndice A.1, A.2 e A.3 mostram os resultados da estatística de regressão, de acordo com os padrões estatísticos adotados, o modelo é consistente e será adotado para o cálculo da variável.

Tabela Apêndice A.1 – Resultados de estatística de regressão (cenário pessimista)

<i>Regression Statistics</i>	
Multiple R	0,99597046
R Square	0,99195717
Adjusted R Square	0,99071981
Standard Error	27,9275769
Observations	16

ANOVA					
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>
Regression	2	1250528,911	625264,4555	801,672946	2,4275E-14
Residual	13	10139,34419	779,9495528		
Total	15	1260668,255			

	<i>Coefficients</i>	<i>Standard Error</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95,0%</i>	<i>Upper 95,0%</i>
Intercept	-2159,12349	222,3546484	-9,710269196	2,528E-07	-2639,49151	-1678,755481	-2639,491505	-1678,755481
X Variable 1	0,00617077	0,001293667	4,76998522	0,00036604	0,00337598	0,008965572	0,003375976	0,008965572
X Variable 2	0,11429419	0,01111731	10,28074192	1,3037E-07	0,09027671	0,138311682	0,090276706	0,138311682

Tabela Apêndice A.2 – Resultados de estatística de regressão (cenário moderado)

<i>Regression Statistics</i>	
Multiple R	0,99597046
R Square	0,99195717
Adjusted R Sq	0,99071981
Standard Error	27,9275769
Observations	16

ANOVA					
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>
Regression	2	1250528,91	625264,456	801,672946	2,4275E-14
Residual	13	10139,3442	779,949553		
Total	15	1260668,26			

	<i>Coefficients</i>	<i>Standard Error</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95,0%</i>	<i>Upper 95,0%</i>
Intercept	-2159,12349	222,354648	-9,7102692	2,528E-07	-2639,491505	-1678,755481	-2639,491505	-1678,75548
X Variable 1	0,00617077	0,00129367	4,76998522	0,00036604	0,003375976	0,008965572	0,003375976	0,00896557
X Variable 2	0,11429419	0,01111731	10,2807419	1,3037E-07	0,090276706	0,138311682	0,090276706	0,13831168

Tabela Apêndice A.3 – Resultados de estatística de regressão (cenário avançado)

<i>Regression Statistics</i>	
Multiple R	0,99597046
R Square	0,99195717
Adjusted R Sq	0,99071981
Standard Error	27,9275769
Observations	16

ANOVA					
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>
Regression	2	1250528,91	625264,456	801,672946	2,4275E-14
Residual	13	10139,3442	779,949553		
Total	15	1260668,26			

	<i>Coefficients</i>	<i>Standard Error</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95,0%</i>	<i>Upper 95,0%</i>
Intercept	-2159,12349	222,354648	-9,7102692	2,528E-07	-2639,49151	-1678,75548	-2639,49151	-1678,75548
X Variable 1	0,00617077	0,00129367	4,76998522	0,00036604	0,00337598	0,00896557	0,00337598	0,00896557
X Variable 2	0,11429419	0,01111731	10,2807419	1,3037E-07	0,09027671	0,13831168	0,09027671	0,13831168

APÊNDICE B – Modelo de projeção do número de moradias

A projeção do número de moradias no modelo de regressão considerado neste estudo foi feita em relação à população. Assim, a equação base da análise de regressão é:

$$Q = a.X + C \quad (\text{Apêndice B.1})$$

onde:

a = População (miles)

Q = Numero de moradias

X= X Variable 1 (Tabelas Apêndice B.1, B.2, B.3 e B.4)

C= Intercept (Tabelas Apêndice B.1, B.2, B.3 e B.4)

As Tabelas Apêndice B.1, B.2, B.3 e B.4 mostram os resultados da estatística de regressão, de acordo com os padrões estatísticos adotados, o modelo é consistente e será adotado para o calculo da variável.

Tabela Apêndice B.1 – Resultados de estatística de regressão (região Lima e Callao)

<i>Regression Statistics</i>					
Multiple R		0,999540809			
R Square		0,999081829			
Adjusted R Square		0,998998359			
Standard Error		6652,555921			
Observations		13			

ANOVA					
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>
Regression	1	5,29721E+11	5,29721E+11	11969,34369	4,6519E-18
Residual	11	486821503,1	44256500,28		
Total	12	5,30208E+11			

	<i>Coefficients</i>	<i>Standard Error</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95,0%</i>	<i>Upper 95,0%</i>
Intercept	-951437,6526	26743,92924	-35,57583644	1,04054E-12	-1010300,64	-892574,6612	-1010300,644	-892574,6612
X Variable 1	0,335547974	0,00306704	109,4044957	4,65194E-18	0,32879746	0,342298484	0,328797464	0,342298484

Tabela Apêndice B.2 – Resultados de estatística de regressão (região Ica)

<i>Regression Statistics</i>	
Multiple R	0,999806102
R Square	0,999612241
Adjusted R Square	0,99957699
Standard Error	336,9768498
Observations	13

ANOVA					
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>
Regression	1	3220050814	3220050814	28357,15082	4,0602E-20
Residual	11	1249087,37	113553,3973		
Total	12	3221299901			

	<i>Coefficients</i>	<i>Standard Error</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95,0%</i>	<i>Upper 95,0%</i>
Intercept	-136647,5395	1737,908994	-78,62755756	1,75309E-16	-140472,651	-132822,4276	-140472,6514	-132822,4276
X Variable 1	0,438566943	0,002604381	168,3958159	4,0602E-20	0,43283474	0,444299148	0,432834738	0,444299148

Tabela Apêndice B.3 – Resultados de estatística de regressão (regiões da área Kuntur)

<i>Regression Statistics</i>	
Multiple R	0,998664219
R Square	0,997330223
Adjusted R Square	0,997087516
Standard Error	4490,285413
Observations	13

ANOVA					
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>
Regression	1	82852295711	82852295711	4109,194075	1,65E-15
Residual	11	221789294	20162663,09		
Total	12	83074085005			

	<i>Coefficients</i>	<i>Standard Error</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95,0%</i>	<i>Upper 95,0%</i>
Intercept	-734978,7303	26829,63974	-27,3942825	1,78937E-11	-794030,369	-675927,0914	-794030,3692	-675927,0914
X Variable 1	0,435817691	0,00679871	64,10299583	1,65003E-15	0,42085383	0,450781551	0,42085383	0,450781551

Tabela Apêndice B.4 – Resultados de estatística de regressão (regiões da área Centro-Norte)

<i>Regression Statistics</i>	
Multiple R	0,99991631
R Square	0,999832627
Adjusted R Square	0,999817412
Standard Error	1105,526631
Observations	13

ANOVA					
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>
Regression	1	80310811987	80310811987	65710,62521	3,9965E-22
Residual	11	13444080,45	1222189,132		
Total	12	80324256068			

	<i>Coefficients</i>	<i>Standard Error</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95,0%</i>	<i>Upper 95,0%</i>
Intercept	-872221,4249	7252,565727	-120,2638429	1,64393E-18	-888184,214	-856258,6354	-888184,2145	-856258,6354
X Variable 1	0,423283955	0,001651254	256,340838	3,99652E-22	0,41964957	0,426918341	0,419649568	0,426918341

APÊNDICE C – Equações de análise energética de um sistema de cogeração

Nesta parte é mostrado as equações base para a análise energética utilizada neste trabalho. O sistema de cogeração é mostrado na Figura Apêndice C.1 a qual é composto basicamente por um motor de combustão interna, uma caldeira de recuperação, um sistema de refrigeração por absorção e uma torre de resfriamento. Maiores detalhes são mostrados por Gonzales (2004).

Equacionamento do motor de combustão interna

Baseados em dados de desempenho do motor a carga parcial foram desenvolvidas equações para o cálculo da temperatura dos gases de escape, fluxo mássico dos gases de escape, calor perdido por radiação, calor disponível na refrigeração da camisa e lubrificante em função da carga do motor, representadas respectivamente pelas equações Apêndice C.1, C.2, C.3, C.4 e C.5.

$$T_{esc} = -539,29.q^2 + 1135,9.q + 48,375 \quad (\text{Apêndice C.1})$$

$$\dot{m}_{esc} = (211,86.q^2 + 5175,2.q - 136,094)/3600 \quad (\text{Apêndice C.2})$$

$$\dot{Q}_{irrad} = -250,39.q^2 + 724,73.q - 264,63 \quad (\text{Apêndice C.3})$$

$$\dot{Q}_{cam} = -1001,5.q^2 + 2425,9.q - 442,37 \quad (\text{Apêndice C.4})$$

$$\dot{Q}_{lub} = -385,21.q^2 + 766,83.q - 264,63 \quad (\text{Apêndice C.5})$$

Além disso, para terminar o modelamento termodinâmico são necessárias equações de balanço de massa e energia, as quais são dadas por:

$$\dot{m}_5 = \dot{m}_2 + \dot{m}_4 \quad (\text{Apêndice C.6})$$

$$\dot{Q}_{cam} + \dot{Q}_{lub} + \dot{Q}_{irrad} - \dot{W}_{motor} = \dot{m}_5.h_5 - \dot{m}_2.h_2 - \dot{m}_4.h_4 \quad (\text{Apêndice C.7})$$

$$\dot{m}_{33} = \dot{m}_{34} \quad (\text{Apêndice C.8})$$

$$\dot{Q}_{cam} + \dot{Q}_{lub} = \dot{m}_{33}.h_{33} - \dot{m}_{34}.h_{34} \quad (\text{Apêndice C.9})$$

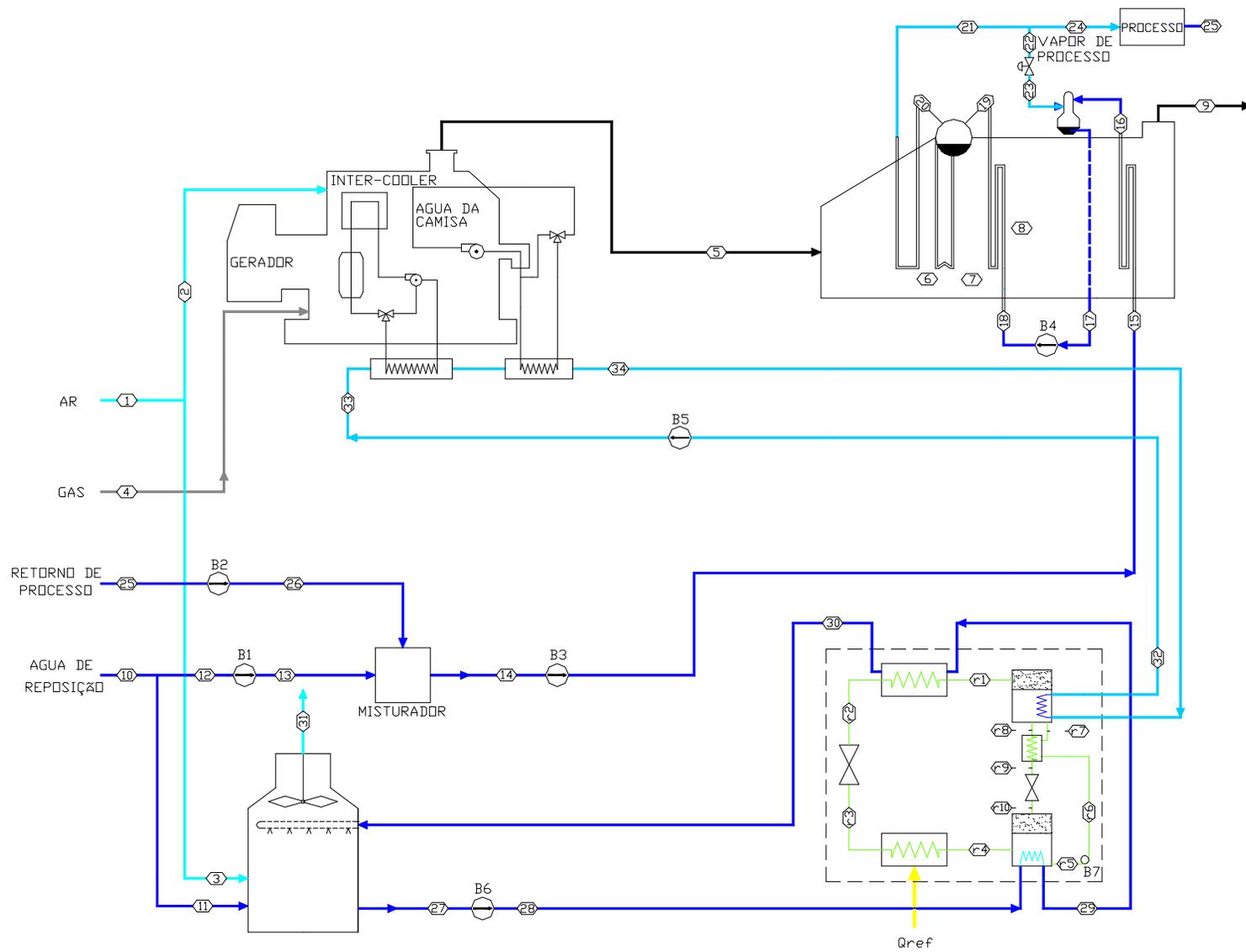


Figura Apêndice C.1 - Sistema de cogeração

q : porcentagem de carga (0,75 – 1)

\dot{Q}_{cam} : calor tirado pela água de refrigeração do motor (kW);

\dot{Q}_{lub} : calor tirado do sistema de lubrificação (kW);

\dot{Q}_{irrad} : calor irradiado pelas paredes laterais do motor (kW);

\dot{m}_5, \dot{m}_{esc} : vazão dos produtos de combustão (kg/s);

\dot{m}_2 e \dot{m}_4 : vazão de ar e combustível, respectivamente, necessários para a combustão (kg/s);

h_2, h_4 e h_5 : entalpia específica no ponto 2, 4 e 5 respectivamente (kJ/kg).

O gás natural foi considerado como uma mistura de metano, etano e propano com as seguintes frações molares: $y_{CH_4} = 0,8959$, $y_{C_2H_6} = 0,0601$ e $y_{C_3H_8} = 0,044$. Então, com esta composição do gás natural o hidrocarboneto equivalente é: $C_xH_y = C_{1,1481}H_{4,2962}$.

O ar foi considerado como uma mistura de oxigênio, nitrogênio e água, os quais tem composição y_{O_2} , y_{N_2} e y_{H_2O} respectivamente, tais que $y_{O_2} + y_{N_2} + y_{H_2O} = 1$. O ar seco é considerado como uma composição volumétrica de 21 % de oxigênio e 79 % de nitrogênio. A fração de água no ar é proporcional à umidade relativa do meio, e pode ser calculada com a seguinte equação:

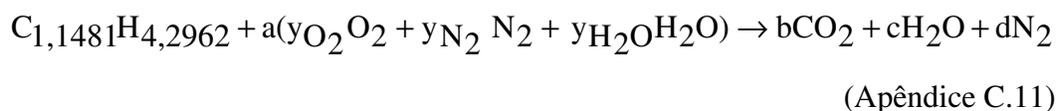
$$y_{H_2O} = \varphi \left(\frac{P_v}{P_b} \right) \quad (\text{Apêndice C.10})$$

φ : umidade relativa do ar;

P_v : pressão de vapor de saturação na temperatura local (kPa);

P_b : pressão atmosférica local (kPa).

Para determinar a relação ar/combustível estequiométrico (AC_{esteq}) é usado, em base a 1 kmol de combustível com a quantidade estequiométrica de ar, a seguinte equação de combustão completa:



Para o cálculo da relação ar/combustível estequiométrico (AC_{esteq}), a relação ar/combustível real (AC_{real}) e o excesso de ar (e_{ar}) foram utilizadas as seguintes equações:

$$AC_{\text{esteq}} = a \left(\frac{M_{\text{ar}}}{M_{\text{comb}}} \right)$$

(Apêndice C.12)

$$AC_{\text{real}} = \frac{\dot{m}_{\text{ar}}}{\dot{m}_{\text{comb}}} = \frac{\dot{m}_2}{\dot{m}_4}$$

(Apêndice C.13)

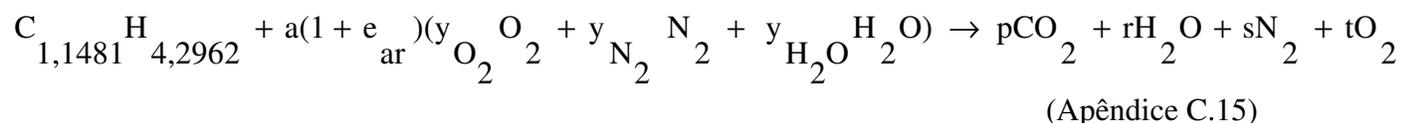
$$e_{\text{ar}} = \frac{AC_{\text{real}} - AC_{\text{esteq}}}{AC_{\text{esteq}}}$$

(Apêndice C.14)

M_{ar} : massa molecular de ar (kg/kmol);

M_{comb} : massa molecular de combustível (kg/kmol).

A reação real de combustão é:



As frações molares dos produtos da combustão são:

$$\begin{aligned}
 y_{\text{CO}_2\text{prod}} &= \frac{p}{p+r+s+t} & ; & & y_{\text{H}_2\text{Oprod}} &= \frac{r}{p+r+s+t} ; \\
 y_{\text{N}_2\text{prod}} &= \frac{s}{p+r+s+t} & ; & & y_{\text{O}_2\text{prod}} &= \frac{t}{p+r+s+t}
 \end{aligned}
 \tag{Apêndice C.16}$$

Os fluxos de quilomols (kmol/s) dos reagentes e produtos estão definidos por:

$$\begin{aligned}
 \dot{N}_{\text{C}_{1,1481}\text{H}_{4,2962}} &= \frac{\dot{m}_4}{M_{\text{comb}}} & ; & & \dot{N}_{\text{ar}} &= \frac{\dot{m}_2}{M_{\text{ar}}} \\
 \dot{N}_{\text{CO}_2\text{prod}} &= y_{\text{CO}_2\text{prod}} \left(\frac{\dot{m}_5}{M_{\text{prod}}} \right) & ; & & \dot{N}_{\text{H}_2\text{Oprod}} &= y_{\text{H}_2\text{Oprod}} \left(\frac{\dot{m}_5}{M_{\text{prod}}} \right) \\
 \dot{N}_{\text{N}_2\text{prod}} &= y_{\text{N}_2\text{prod}} \left(\frac{\dot{m}_5}{M_{\text{prod}}} \right) & ; & & \dot{N}_{\text{O}_2\text{prod}} &= y_{\text{O}_2\text{prod}} \left(\frac{\dot{m}_5}{M_{\text{prod}}} \right)
 \end{aligned}
 \tag{Apêndice C.17}$$

M_{prod} : massa molecular dos produtos da combustão (kg/kmol);

A equação Apêndice C.18 mostra o balanço de energia no motor:

$$\begin{aligned}
 \dot{Q}_{\text{cam}} + \dot{Q}_{\text{lub}} + \dot{Q}_{\text{irrad}} - \dot{W}_{\text{motor}} &= \dot{N}_{\text{CO}_2\text{prod}} h_{\text{CO}_2} + \dot{N}_{\text{H}_2\text{Oprod}} h_{\text{H}_2\text{O}} \\
 + \dot{N}_{\text{N}_2\text{prod}} h_{\text{N}_2} + \dot{N}_{\text{O}_2\text{prod}} h_{\text{O}_2} &- \dot{N}_{\text{C}_{1,1481}\text{H}_{4,2962}} h_{\text{C}_{1,1481}\text{H}_{4,2962}} - \dot{N}_{\text{ar}} h_{\text{ar}}
 \end{aligned}
 \tag{Apêndice C.18}$$

Na equação Apêndice C.18, foram utilizadas as Tabelas Janaff do EES, nas quais as entalpias de formação estão somadas às entalpias de cada gás.

Equacionamento da caldeira de recuperação

A caldeira de recuperação recebe do motor, à temperatura T_5 , o fluxo de gases de exaustão; com isto ela deve gerar vapor para ser utilizado depois no processo. A água de alimentação do HRSG é composta do fluxo de retorno do condensado, fluxo 25, e da água de reposição, fluxo 12, isto devido às perdas decorrentes na utilização do vapor.

O equacionamento do HRSG está baseado nos balanços de energia do superaquecedor, do evaporador, dos economizadores de alta e baixa pressão, que estão representados respectivamente pelas equações Apêndice C.21, C.24, C.27 e C.30. Além disso, tendo em vista que nas caldeiras de recuperação é fundamental a verificação das restrições associadas ao *pinch point* e *approach point*, estas foram fixada em 20°C e 3°C respectivamente.

Segundo Macchi et al.¹ (apud Guarinelo, 1997), as perdas totais de calor para o meio ambiente no HRSG, através de irradiação e convecção, são 0,7 % da energia total trocada na caldeira. Tais perdas foram distribuídas nos quatro subsistemas da caldeira através do rendimento térmico (η_{term}).

O balanço de massa e energia no superaquecedor é dado por:

$$\dot{m}_5 = \dot{m}_6 \quad (\text{Apêndice C.19})$$

$$\dot{m}_{21} = \dot{m}_{20} \quad (\text{Apêndice C.20})$$

$$(\dot{m}_5 \cdot h_5 - \dot{m}_6 \cdot h_6) \cdot \eta_{term} = \dot{m}_{21} \cdot h_{21} - \dot{m}_{20} \cdot h_{20} \quad (\text{Apêndice C.21})$$

\dot{m}_5 e \dot{m}_6 : fluxo de gases quentes que flui ao longo da caldeira (kg/s);

\dot{m}_{20} e \dot{m}_{21} : fluxo mássico de vapor a ser superaquecido entre os pontos 20 e 21 (kg/s);

h_5 , h_6 , h_{20} e h_{21} : entalpias específicas dos pontos 5, 6, 20 e 21 respectivamente (kJ/kg).

η_{term} : 0,982

¹ Macchi et al. An assessment of thermodynamic performance of mixed gas-steam cycles: part A – Intercooled and steam-injected cycles. **Journal of Engineering for Gas Turbines and Power**. v. 117, p.489-498, 1995.

O balanço de massa e energia no evaporador:

$$\dot{m}_6 = \dot{m}_7 \quad (\text{Apêndice C.22})$$

$$\dot{m}_{20} = \dot{m}_{19} \quad (\text{Apêndice C.23})$$

$$(\dot{m}_6.h_6 - \dot{m}_7.h_7).\eta_{\text{term}} = \dot{m}_{20}.h_{20} - \dot{m}_{19}.h_{19} \quad (\text{Apêndice C.24})$$

\dot{m}_6 e \dot{m}_7 : fluxo de gases quentes que flui ao longo da caldeira (kg/s);

\dot{m}_{19} e \dot{m}_{20} : fluxo mássico de água que entra ao evaporador (kg/s);

h_5 , h_6 , h_{20} e h_{21} : entalpias específicas dos pontos 5, 6, 20 e 21 respectivamente (kJ/kg).

O balanço de massa e energia no economizador de alta pressão:

$$\dot{m}_7 = \dot{m}_8 \quad (\text{Apêndice C.25})$$

$$\dot{m}_{19} = \dot{m}_{18} \quad (\text{Apêndice C.26})$$

$$(\dot{m}_7.h_7 - \dot{m}_8.h_8).\eta_{\text{term}} = \dot{m}_{19}.h_{19} - \dot{m}_{18}.h_{18} \quad (\text{Apêndice C.27})$$

\dot{m}_7 e \dot{m}_8 : fluxo de gases quentes que flui ao longo da caldeira (kg/s);

\dot{m}_{18} e \dot{m}_{19} : fluxo mássico de água que entra no economizador de alta pressão (kg/s);

h_7 , h_8 , h_{18} e h_{19} : entalpias específicas dos pontos 7, 8, 18 e 19 respectivamente (kJ/kg).

O balanço de energia no economizador de baixa pressão:

$$\dot{m}_8 = \dot{m}_9 \quad (\text{Apêndice C.28})$$

$$\dot{m}_{16} = \dot{m}_{15} \quad (\text{Apêndice C.29})$$

$$(\dot{m}_8.h_8 - \dot{m}_9.h_9).\eta_{\text{term}} = \dot{m}_{16}.h_{16} - \dot{m}_{15}.h_{15} \quad (\text{Apêndice C.30})$$

\dot{m}_8 e \dot{m}_9 : fluxo de gases quentes que flui ao longo da caldeira (kg/s);

\dot{m}_{15} e \dot{m}_{16} : fluxo mássico de água que entra no economizador de baixa pressão (kg/s);

h_8, h_9, h_{15} e h_{16} : entalpias específicas dos pontos 8, 9, 15 e 16 respectivamente (kJ/kg).

O balanço de energia no desaerador e válvula de expansão são dados por:

$$\dot{m}_{17} = \dot{m}_{23} + \dot{m}_{16} \quad (\text{Apêndice C.31})$$

$$0 = \dot{m}_{17}.h_{17} - \dot{m}_{23}.h_{23} - \dot{m}_{16}.h_{16} \quad (\text{Apêndice C.32})$$

$$\dot{m}_{23} = \dot{m}_{22} \quad (\text{Apêndice C.33})$$

$$0 = \dot{m}_{23}.h_{23} - \dot{m}_{22}.h_{22} \quad (\text{Apêndice C.34})$$

\dot{m}_{17} : fluxo mássico de água que sai do desaerador e entra na bomba de alimentação (kg/s);

\dot{m}_{23} : fluxo mássico de vapor;

h_{16}, h_{17}, h_{22} e h_{23} : entalpias específicas dos pontos 16, 17, 22 e 23 respectivamente (kJ/kg).

Equacionamento do sistema de refrigeração por absorção

O sistema de refrigeração por absorção foi modelado em regime permanente através de equações de balanços de massa e energia. Os balanços de massa e energia são dados por:

Absorvedor

$$\dot{m}_{r5} = \dot{m}_{r4} + \dot{m}_{r10} \quad (\text{Apêndice C.35})$$

$$\dot{m}_{r5} = \frac{X_c}{X_c - X_d} \dot{m}_{r4} \quad (\text{Apêndice C.36})$$

$$\dot{m}_{28} = \dot{m}_{29} \quad (\text{Apêndice C.37})$$

$$\dot{Q}_{abs} = \dot{m}_{r5}.h_{r5} - \dot{m}_{r4}.h_{r4} - \dot{m}_{r10}.h_{r10} = \dot{m}_{28}.h_{28} - \dot{m}_{29}.h_{29} \quad (\text{Apêndice C.38})$$

Bomba

$$\dot{m}_{r6} = \dot{m}_{r5} \quad (\text{Apêndice C.39})$$

$$-\dot{W}_{B7} = \dot{m}_{r6}.h_{r6} - \dot{m}_{r5}.h_{r5} \quad (\text{Apêndice C.40})$$

Trocador de calor

$$\dot{m}_{r7} = \dot{m}_{r6} \quad (\text{Apêndice C.41})$$

$$\dot{m}_{r8} = \dot{m}_{r9} \quad (\text{Apêndice C.42})$$

$$\dot{Q}_{tc} = \dot{m}_{r7} \cdot h_{r7} - \dot{m}_{r6} \cdot h_{r6} = \dot{m}_{r8} \cdot h_{r8} - \dot{m}_{r9} \cdot h_{r9} \quad (\text{Apêndice C.43})$$

Válvula de expansão da solução

$$\dot{m}_{r10} = \dot{m}_{r9} \quad (\text{Apêndice C.44})$$

$$0 = \dot{m}_{r10} \cdot h_{r10} - \dot{m}_{r9} \cdot h_{r9} \quad (\text{Apêndice C.45})$$

Gerador

$$\dot{m}_{r1} + \dot{m}_{r8} = \dot{m}_{r7} \quad (\text{Apêndice C.46})$$

$$\dot{m}_{34} = \dot{m}_{32} \quad (\text{Apêndice C.47})$$

$$\dot{Q}_{ger} = \dot{m}_{r1} \cdot h_{r1} + \dot{m}_{r8} \cdot h_{r8} - \dot{m}_{r7} \cdot h_{r7} = \dot{m}_{34} \cdot h_{34} - \dot{m}_{32} \cdot h_{32} \quad (\text{Apêndice C.48})$$

Condensador

$$\dot{m}_{r2} = \dot{m}_{r1} \quad (\text{Apêndice C.49})$$

$$\dot{m}_{29} = \dot{m}_{30} \quad (\text{Apêndice C.50})$$

$$\dot{Q}_{cond} = \dot{m}_{r2} \cdot h_{r2} - \dot{m}_{r1} \cdot h_{r1} = \dot{m}_{29} \cdot h_{29} - \dot{m}_{30} \cdot h_{30} \quad (\text{Apêndice C.51})$$

Válvula de expansão do refrigerante

$$\dot{m}_{r3} = \dot{m}_{r2} \quad (\text{Apêndice C.52})$$

$$0 = \dot{m}_{r3} \cdot h_{r3} - \dot{m}_{r2} \cdot h_{r2} \quad (\text{Apêndice C.53})$$

Evaporador

$$\dot{m}_{r4} = \dot{m}_{r3} \quad (\text{Apêndice C.54})$$

$$\dot{Q}_{ref} = \dot{m}_{r4} \cdot h_{r4} - \dot{m}_{r3} \cdot h_{r3} \quad (\text{Apêndice C.55})$$

O coeficiente de performance (COP) é dado por:

$$\text{COP} = \frac{\dot{Q}_{ref}}{\dot{Q}_{ger} + \dot{W}_{B7}} \quad (\text{Apêndice C.56})$$

Equacionamento dos outros equipamentos

Bombas:

$$\dot{m}_{13} = \dot{m}_{12} \quad (\text{Apêndice C.57})$$

$$-\dot{W}_{B1} = \dot{m}_{13}.h_{13} - \dot{m}_{12}.h_{12} \quad (\text{Apêndice C.58})$$

$$\dot{m}_{26} = \dot{m}_{25} \quad (\text{Apêndice C.59})$$

$$-\dot{W}_{B2} = \dot{m}_{26}.h_{26} - \dot{m}_{25}.h_{25} \quad (\text{Apêndice C.60})$$

$$\dot{m}_{15} = \dot{m}_{14} \quad (\text{Apêndice C.61})$$

$$-\dot{W}_{B3} = \dot{m}_{15}.h_{15} - \dot{m}_{14}.h_{14} \quad (\text{Apêndice C.62})$$

$$\dot{m}_{18} = \dot{m}_{17} \quad (\text{Apêndice C.63})$$

$$-\dot{W}_{B4} = \dot{m}_{18}.h_{18} - \dot{m}_{17}.h_{17} \quad (\text{Apêndice C.64})$$

$$\dot{m}_{33} = \dot{m}_{32} \quad (\text{Apêndice C.65})$$

$$-\dot{W}_{B5} = \dot{m}_{33}.h_{33} - \dot{m}_{32}.h_{32} \quad (\text{Apêndice C.66})$$

$$\dot{m}_{28} = \dot{m}_{27} \quad (\text{Apêndice C.67})$$

$$-\dot{W}_{B6} = \dot{m}_{28}.h_{28} - \dot{m}_{27}.h_{27} \quad (\text{Apêndice C.68})$$

As bombas foram consideradas com 60 % de eficiência isentrópica.

Misturador:

$$\dot{m}_{14} = \dot{m}_{26} + \dot{m}_{13} \quad (\text{Apêndice C.69})$$

$$0 = \dot{m}_{14}.h_{14} - \dot{m}_{26}.h_{26} - \dot{m}_{13}.h_{13} \quad (\text{Apêndice C.70})$$

Torre de resfriamento:

$$\dot{m}_{27} = \dot{m}_{30} \quad (\text{Apêndice C.71})$$

$$\dot{m}_{31} = \dot{m}_3 + \dot{m}_{11} \quad (\text{Apêndice C.72})$$

$$-\dot{W}_V = \dot{m}_{31}.h_{31} + \dot{m}_{27}.h_{27} - \dot{m}_3.h_3 - \dot{m}_{30}.h_{30} - \dot{m}_{11}.h_{11} \quad (\text{Apêndice C.73})$$