

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA DA ESCOLA
POLITÉCNICA DA USP

ISAC SOLER GIBIN JUNIOR

INSERÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM GÁS NATURAL EM
REGIÕES METROPOLITANAS: ESTUDO DE CASO EM BAIRRO DA
REGIÃO METROPOLITANA DE SÃO PAULO.

São Paulo
2013

ISAC SOLER GIBIN JUNIOR

INSERÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM GÁS NATURAL EM
REGIÕES METROPOLITANAS: ESTUDO DE CASO EM BAIRRO DA
REGIÃO METROPOLITANA DE SÃO PAULO.

Monografia apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São
Paulo para obtenção do título de
Especialista em Energias Renováveis,
Geração Distribuída e Eficiência
Energética.

Orientador: Prof. Msc. Ronaldo
Andreos

São Paulo
2013

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: GIBIN Jr., Isac S.

Título: Inserção da Geração Distribuída com Gás Natural em Regiões Metropolitanas: Estudo de Caso em Bairro da Região Metropolitana de São Paulo.

Monografia apresentada ao Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética

Aprovado em:

Banca Examinadora

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

EU AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Gibin Jr., Isac S.

Inserção da geração distribuída com gás natural em regiões metropolitanas: estudo de caso em bairro da região metropolitana de São Paulo./ Isac Soler Gibin Junior; orientador: Ronaldo Andreos – São Paulo, 2013.

Dissertação (Especialização – Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da USP).
IEE da Universidade de São Paulo

1. Energia. 2. Geração Distribuída. 3. Cogeração. 4. Gás Natural.

RESUMO

Gibin Jr., Isac S. **Inserção da geração distribuída com gás natural em regiões metropolitanas: estudo de caso em bairro da região metropolitana de São Paulo**. 2013. X f. Dissertação (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) – Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da USP, São Paulo, 2013.

Esta dissertação analisa a viabilidade técnico-econômica de uma central de cogeração a gás natural através de estudo de caso feito a partir de empreendimentos do setor terciário que serão construídos em bairro da Região Metropolitana de São Paulo. Nesta área de aproximadamente 0,5 km², serão construídos 12 Torres Corporativas, 3 Torres de Escritórios, 1 *Shopping* e 2 Hotéis. As demandas de energia elétrica, ar condicionado e água quente (banho), são dados de projeto e foram levantadas junto aos incorporadores. Para a simulação da operação anual, foram adotados fatores de consumo de energia médios para cada tipo específico de empreendimento, obtidos através de outros empreendimentos já em operação. As tecnologias adotadas no estudo foram gerador do tipo Motor de Combustão Interna (MCI), resfriadores de líquido por absorção (ABS) e elétrico. Através dos investimentos iniciais e do fluxo de caixa, são apresentados o retorno dos investimentos (*payback*), taxa interna de retorno (TIR) e valor presente líquido (VPL). Foram estudados *benchmarks* de Geração Distribuída internacionais, o Plano Decenal de Energia (PDE 2021) do Ministério de Minas e Energia (MME), o atual cenário de gás natural no Brasil e expectativa de cenário futuro, além das legislações brasileiras de geração distribuída, cogeração qualificada e compra e venda de energia. O estudo conclui que, para os atuais padrões de tarifas de gás natural e energia elétrica, não há atratividade financeira para projetos de geração distribuída através de cogeração a gás natural. No entanto, esta monografia apresenta ideias que podem contribuir para a mudança deste cenário.

Palavras-chave: geração distribuída, cogeração, gás natural, viabilidade técnico-financeira.

ABSTRACT

Gibin Jr., Isac S. **Insertion of distributed generation powered by natural gas in metropolitan regions: case study in a neighborhood of the metropolitan region of São Paulo.** 2013. X f. Dissertation (Specialization on Renewables Energies, Distributed Generation and Energetic Efficiency) – Continued Education Program of Polytechnic School of USP, São Paulo, 2013.

This dissertation analyzes the technical and economic feasibility of a cogeneration plant powered by natural gas through a case study made from tertiary sector enterprises that will be built in a neighborhood of the metropolitan region of São Paulo. In this area of approximately 0.5 km², 18 commercial towers will be built, consisting of 12 corporate towers, 3 office towers, 1 shopping mall and 2 hotels. The electricity, air conditioner and hot water (bath) demands are data from the projects data and were obtained by developers. Average energy consumption factors were used to simulate the annual operation, which were based on other ongoing constructions. The technologies adopted in the study were Internal Combustion Engine (ICE) generator, absorption (ABS) and electrical chillers. By the initial investments and cash flow, the return on investment (payback), internal rate of return (IRR) and net present value (NPV) are presented. It was made a study of the international benchmarks of distributed generation, the Decennial Energy Plan (PDE2021) of the Ministry of Mines and Energy (MME), the current Brazilian natural gas scenario and expectation of future scenario, besides of Brazilian laws about distributed generation, qualified cogeneration and trading energy. The study concludes that for the current standards of natural gas and electricity rates, there is no economic attractiveness for projects of distributed generation powered by natural gas. However, this monograph suggests insights that could improve this scenario.

Key-Words: distributed generation, cogeneration, natural gas, technical and economic feasibility.

LISTA DE FIGURAS

Figura 01: Processo de Cogeração de Energia Utilizando MCI	3
Figura 02: Representação esquemática de cogeração com produção simultânea de energia elétrica e água gelada.	5
Figura 03: Representação esquemática de cogeração com produção simultânea de energia elétrica e água quente.	6
Figura 04: Representação esquemática de cogeração com produção simultânea de energia elétrica, água quente e água gelada.	7
Figura 05: Ciclo Otto.	8
Figura 06: Ciclo Frigorífico por Absorção.	10
Figura 07: Esquema Simplificado de um Sistema Elétrico Interligado com Geração Distribuída.	11
Figura 08: Matriz Elétrica do Japão por Fonte Primária de Energia.	17
Figura 09: Geração de Energia Elétrica Total no Japão por Fonte.	18
Figura 10: Custo total de geração de energia elétrica.....	18
Figura 11: Número anual de novos sites e incremento de capacidade em cogeração no Japão.....	19
Figura 12: Capacidade instalada de cogeração no Japão por fonte energética nos segmentos comercial e industrial.	20
Figura 13: Participação, por capacidade instalada, das tecnologias nas usinas cogeradoras do Japão nos segmentos comercial e industrial.	21
Figura 14: Participação, por unidades, das tecnologias nas usinas cogeradoras do Japão nos segmentos comercial e industrial.....	22
Figura 15: Número de instalações e capacidade elétrica instalada de cogeração no Japão por tipo de empreendimento comercial.....	23
Figura 16: Plano diretor para expansão da cogeração 2030.....	24
Figura 17: Matriz Energética da Alemanha: Produção de Eletricidade e Calor.....	25
Figura 18: Produção de Energia Primária no Brasil em 2012..	29
Figura 19: Oferta Interna de Energia no Brasil em 2012.	29
Figura 20: Consumo de Energia por Fonte no Brasil em 2012.....	30
Figura 21: Capacidade Instalada das Usinas por Fonte Outubro de 2013 e Geração Elétrica por Fonte no Brasil em 2012.	31
Figura 22: Geração das Centrais Elétricas Autoprodutoras por Fonte em 2012..	32
Figura 23: Consumo de Energia e Eletricidade por Setor no Brasil em 2012.....	33
Figura 24: Produção e Consumo de Energia Elétrica por Região em 2013..	34
Figura 25: Potencial Hidráulico Total e Reservas Comprovadas de Gás Natural por Região.....	34
Figura 26: Balanço de Gás Natural no Brasil.	35

Figura 27: Participação do gás natural importado contra gás natural nacional na oferta total ao mercado brasileiro.	36
Figura 28: Produção de gás natural nacional: participação de gás natural associado e não associado, e de origem continental ou marítima..	36
Figura 29: Produção de gás natural nacional: participação por estado da união.	37
Figura 30: Dez campos com maior produção de gás natural em julho de 2013 e suas localizações.....	37
Figura 31: Dez maiores concessionários na produção de gás natural no Brasil em julho de 2013.....	38
Figura 32: Evolução do consumo de gás natural por segmento.....	39
Figura 33: Consumo de gás natural por segmento de janeiro a julho de 2013.	39
Figura 34: Preços internacionais do gás natural..	40
Figura 35: Representação Esquemática do Processo de Projeção da Demanda de Energia do PDE 2021.	42
Figura 36: Participação Regional na Capacidade Instalada do SIN.	47
Figura 37: Capacidade de Armazenamento de Energia Hidraulica do SIN (% Armazenamento Máximo).	49
Figura 38: Distribuição do Parque Térmico por Faixa de CVU e por Subsistema (MW).	49
Figura 39: Brasil – Consumo total de gás natural em MMm³/dia.....	51
Figura 40: Previsão de produção bruta potencial nacional de gás natural no período de 2012-2021.	53
Figura 41: Balanço de gás natural no Brasil – Malha integrada (exclui região Norte).	54
Figura 42: Regiões Sudeste, Sul e Centro Oeste: Projeção do balanço de gás natural..	54
Figura 43: Estimativas de preços de gás natural internalizado via GNL (moeda maio 2011), utilizando metodologia netback value.....	56
Figura 44: Projeção de Preços do Gás Natural: hipótese de competitividade de 75% (moeda maio 2011).	56
Figura 45: Histórico de preços semanais de PLD para carga Média do Sistema Sudeste/Centro-Oeste desde 30/12/2006 até 08/11/2013.	69
Figura 46: Porcentagem de incidência de bandeiras, caso a regra tivesse sido aplicada de 30/12/2006 até 08/11/2013.	69
Figura 47: Aumento acumulativo das tarifas de energia e TUSD da AES Eletropaulo entre 2007 e 2013.	71
Figura 48: Tabela de margens máximas e custo de gás natural e transporte para o segmento de cogeração na área de concessão da Comgás.	75
Figura 49: Evolução das Tarifas de Gás Natural para Cogeração na área de Concessão da COMGÁS.....	76

Figura 50: Área potencial para construção de usina de Geração Distribuída a Gás Natural.....	81
Figura 51: Sistema de condicionado de ar utilizando resfriador de líquidos.....	93
Figura 52: Configuração da usina de cogeração proposta.....	99
Figura 53: Fluxo de caixa livre cenário da cogeração operando somente no horário de ponta da concessionária.....	106
Figura 54: Benefícios que poderiam ser aplicados as unidades cogedoras localizadas na RMSP devido ao custo evitado de perdas nas Redes Básicas de Eletricidade.....	108
Figura 55: Fluxo de caixa livre caso houvesse pagamento de benefícios para a energia gerada na cogeração devido ao custo evitado de perdas de energia nas Redes Básicas.	109
Figura 56: Fluxo de caixa livre caso houvesse pagamento de benefícios para a energia gerada na cogeração baseada no PLD.....	110

LISTA DE TABELAS

Tabela 01: Custos de Aquisição, Instalação e Manutenção de Geradores a Gás Natural.....	10
Tabela 02: Custos de Aquisição, Instalação e Manutenção de Resfriadores Líquidos por Absorção.....	10
Tabela 03: Capacidade instalada de cogeração no Japão por fonte energética.	20
Tabela 04: Capacidade instalada de cogeração no Japão por tecnologia empregada.	21
Tabela 05: Número de usinas cogeração no Japão por tecnologia empregada.	22
Tabela 06: Preço bônus de eletricidade da Lei da Cogeração.	26
Tabela 07: Preço bônus de eletricidade garantido para Cogeração a biogás na Alemanha sob a nova EEG.	28
Tabela 08: Evolução da Matriz Elétrica do Setor Comercial (%).	33
Tabela 09: Preços do gás natural nacional e importado para as distribuidoras e consumidores industriais.	40
Tabela 10: Brasil: Elasticidade-renda do consumo de energia elétrica.	43
Tabela 11: Brasil: Consumo de Eletricidade na Rede por Classe.	43
Tabela 12: Brasil: Consumo de eletricidade na rede por subsistema (GWh).	44
Tabela 13: Subsistemas e SIN: Carga de Energia Média (MW).	44
Tabela 14: Subsistemas e SIN: Carga de Demanda Instantânea Máxima (MW). ...	45
Tabela 15: Subsistemas e SIN: Índices de Perdas de Eletricidade (%).	45
Tabela 16: Capacidade Instalada por Fonte de Geração (MW), e aumento da Capacidade Instalada por Fonte de Geração (%) em 2011 e 2021.	48
Tabela 17 – Brasil e Regiões: consumo final energético de gás natural (10 ³ m ³ /dia).	50
Tabela 18: Estimativa de investimentos na infraestrutura de gás natural no Brasil de 2012 a 2021.	55
Tabela 19: Indicadores de eficiência energética utilizados no PDE 2021.	57
Tabela 20: Indicadores de consumo de energia do PDE 2021.	57
Tabela 21: Brasil: consumo final de energia e eficiência energética (103 tep).....	58
Tabela 22: Brasil: consumo final de eletricidade e eficiência energética (GWh).	58
Tabela 23: Setor comercial: consumo de energia elétrica e eficiência energética. ..	59
Tabela 24: Setor comercial: consumo de energia e eficiência energética.	59
Tabela 25: Modalidades Tarifárias para o Grupo A.	58
Tabela 26: Tarifas de Energia e de TUSD para os Subgrupos A3a e A4 da AES Eletropaulo (outubro/2013).	70
Tabela 27: Demanda Elétrica e Térmica de Empreendimentos Comerciais Novos na Área em Estudo.	82

Tabela 28: Perfil de operação e de cargas elétrica e térmica anual médio de edifícios comerciais	83
Tabela 29: Perfil de operação e de cargas elétrica e térmica anual médio de shopping centers.	83
Tabela 30: Perfil de operação e de cargas elétrica e térmica anual médio de hotéis.	84
Tabela 31: Perfil de operação e de cargas elétrica e térmica anual médio por empreendimento na mesma base horária de operação.	87
Tabela 32: Fatores de cargas elétrica e térmica médios anuais considerando todos os empreendimentos comerciais em estudo como apenas um.	87
Tabela 33: Custos de operação e manutenção anual e investimentos iniciais de equipamentos de ar condicionado.	90
Tabela 34: Custos de operação e manutenção anual e investimentos iniciais de grupos moto geradores a gás natural e óleo diesel.	90
Tabela 35: Custos Anuais de Energia Elétrica para os Edifícios Comerciais.	92
Tabela 36: Custos Anuais de Energia Elétrica para o Shopping Center.	92
Tabela 37: Custos Anuais de Energia Elétrica para os Hotéis.	93
Tabela 38: Resumo dos custos anuais com energia elétrica na somatória de todos os empreendimentos.	93
Tabela 39: Custo anual com gás natural para os hotéis.	93
Tabela 40: Custo anual de reposição de água e tratamento químico dos sistemas de ar condicionado que utilizam resfriadores de líquido..	95
Tabela 41: Custo anual de manutenção dos sistemas de ar condicionado.....	95
Tabela 42: Investimentos iniciais de aquisição, instalação e infra estrutura referentes aos sistemas de ar condicionado.	96
Tabela 43: Investimentos iniciais de aquisição, instalação e infra estrutura referentes ao sistema de <i>back up</i>	97
Tabela 44: Referências de custos de operação e manutenção e investimentos iniciais (com e sem <i>back up</i>).	97
Tabela 45: Balanço energético da usina de cogeração.	98
Tabela 46: Nova demanda elétrica total com a instalação da usina de cogeração.	99
Tabela 47: Parâmetros para cálculo de requisitos para qualificar cogeração nos termos da Resolução ANEEL Normativa nº 235, de 14 de novembro de 2006.	100
Tabela 48: Geração e importação total de eletricidade anual.	101
Tabela 49: Custo anual de geração de energia a gás natural.....	101

Tabela 50: Custo anual de energia elétrica no caso da cogeração.	101
Tabela 51: Custo anual de água, esgoto e tratamento químico para as centrais de água gelada por absorção e elétrica.	102
Tabela 52: Custo anual de manutenção para as centrais de água gelada por absorção e elétrica.....	102
Tabela 53: Investimentos iniciais da central de cogeração, sistema de ar condicionado complementar elétrico e apoio emergencial a diesel.	103
Tabela 54: Compilação dos custos de operação e manutenção e investimentos iniciais da central de cogeração.	103
Tabela 55: Comparativo de custos de operação e manutenção e investimentos iniciais entre o cenário de referência e a cogeração.	104
Tabela 56: Custos de operação e manutenção entre o cenário de referência e a cogeração apenas com operação no horário da ponta da concessionária de distribuição de eletricidade.	105
Tabela 57: VPL, TIR, Payback Simples e Descontado para cenário de cogeração operando somente no horário de ponta da concessionária de distribuição de energia elétrica.	106
Tabela 58: VPL, TIR, Payback Simples e Descontado caso houvesse pagamento de benefícios para a energia gerada na cogeração devido ao custo evitado de perdas de energia nas Redes Básicas.	109
Tabela 59: PLD médio anual no período de 2007 a 2013. Fonte: CCEE, 2013.	110
Tabela 60: VPL, TIR e Payback Simples e Descontado caso houvesse pagamento de benefícios para a energia gerada na cogeração baseada no PLD.	111
Tabela 61: Redução de Demanda Elétrica e Consumo de Eletricidade Total Anual.	111

LISTA DE ABREVEATURAS E SIGLAS

ABEGÁS	Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ABS	Refrigerador líquido por Absorção
ACEJ	<i>Advanced Cogeneration and Energy Utilization Center Japan</i>
ANEEL	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BEN	Balanço Energético Nacional
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica:
CME	Custo Marginal de Expansão
CMO	Custo Marginal de Operação
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COMGÁS	Companhia de Gás de São Paulo
CVU	Custo Variável Unitário de Geração
BMWi	Ministério Federal da Economia e Tecnologia da Alemanha
EGWs	<i>Exempt Wholesale Generators</i>
EIA	<i>Energy Information Administration</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EUA	Estados Unidos da América
EEG	<i>Erneuerbare Energien Gesetz</i> (Lei Alemã das Energias Renováveis)
EEX	<i>European Energy Exchange</i>
E&P	Exploração e Produção
FAFENs	Fábricas de Fertilizantes Nitrogenados
FERC	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i>
FiT	<i>Feed-in-Tariff</i>
FUE	Fator de Utilização de Energia
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases Causadores do Efeito Estufa
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito

<i>ISOs</i>	<i>Independent System Operators</i>
<i>IEEJ</i>	<i>Institute for Energy Economics in Japan</i>
<i>JEPIC</i>	<i>Japan Electric Power Information Center</i>
MCI	Motor de Combustão Interna
MME	Ministério de Minas e Energia
<i>NEDO</i>	<i>New Energy and Industrial Technology Development Organisation</i>
OC ATE	Óleo Combustível de Alto Teor de Enxofre
ONS	Operador Nacional do Sistema
PDE 2021	Plano Decenal de Energia 2021
PAC	Plano de Aceleração do Crescimento
PIE	Produtor Independente de Energia
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
<i>PURPA</i>	<i>Public Utility Regulatory Policies Act</i>
<i>PUCs</i>	<i>Public Utilities Commision</i>
<i>PX</i>	<i>Power Exchange</i>
<i>QFs</i>	<i>Qualifying Facilities</i>
RC	Reservas Contingentes
RMSP	Região Metropolitana de São Paulo
RND-E	Recursos Não Descobertos
RSU	Resíduos Sólidos Urbanos
RT	Reservas Totais
SIN	Sistema Interligado Nacional
TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UPGNs	Unidades de Processamento de Gás Natural
VPL	Valor Presente Líquido
VR	Valor Anual de Referência

LISTA DE SÍMBOLOS E UNIDADES

€	Euros
€/kWh	Centavos de euro por kilo <i>Watt</i> -hora
GW	Giga <i>Watt</i>
GWh	Giga <i>Watt</i> -hora
MMm ³ /dia	Milhões de Metro Cúbicos por dia
MMBtu	Milhão de Btu (<i>British Thermal Unity</i>)
mmHg	Coluna de Milímetros de Mercúrio
km	Quilômetro
km ²	Quilômetro quadrado
kWh/cons	Kilo <i>Watt</i> -hora por unidade consumidora
kWh/hab	Kilo <i>Watt</i> -hora por habitante
MW	Mega <i>Watt</i>
MWh/R\$	Mega <i>Watt</i> -hora por Reais
MWh/t	Mega <i>Watt</i> -hora por tonelada
m ³ /mês	metros cúbicos por mês
R\$	Reais
SIN	Sistema Interligado Nacional
tep/R\$	Tonelada Equivalente de Petróleo por Reais
tep/t	Tonelada Equivalente de Petróleo por tonelada
TWh	Tera <i>Watt</i> -hora
TR	Tonelada de Refrigeração
US\$	Dólar Americano
¥	Iene

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1. Objetivos, Motivação e Justificativas	1
2. ESTADO DA ARTE.....	3
2.1. Cogeração	3
2.1.1. Conceito.....	3
2.1.2. Tipos de Dimensionamento	4
2.1.3. Configurações Básicas para Empreendimentos do Setor Terciário.....	4
2.2. Geração Distribuída	11
2.2.1. Conceito.....	11
2.2.2. Vantagens e Desvantagens.....	12
2.2.3. <i>Benchmarks</i> Internacionais	13
3. CENÁRIO ENERGÉTICO BRASILEIRO	29
3.1. Matriz Energética e Elétrica Brasileira.....	29
3.2. Plano Decenal de Energia 2021.....	41
3.2.1. Energia Elétrica.....	42
3.2.2. Gás Natural.....	50
3.2.3. Eficiência Energética	57
3.3. Legislação no Setor de Energia Elétrica, Gás Natural e Utilidades	60
3.3.1. Energia Elétrica.....	60
3.3.2. Aplicação em Horário de Ponta.....	71
3.3.3. Utilidades	77
4. ESTUDO DE CASO.....	81
4.1. Identificação de Potencial para Geração Distribuída em Bairro da Região Metropolitana de São Paulo.....	81
4.2. Perfis de Cargas Elétricas e Térmicas dos Empreendimentos	82
4.2.1. Edifícios Comerciais (Corporativo e Escritórios)	83
4.2.2. Shopping Centers	83
4.2.3. Hotéis	83
4.2.4. Modelagem Matemática da Simulação Operacional	86
4.3. Custos Considerados nos Estudos	90
4.4. Estudo de Caso	91
4.4.1. Estudo do Cenário de Referência.....	91
4.4.2. Estudo de Cogeração	97
4.4.3. Soluções Propostas e Resultados Comparativos	107
5. CONCLUSÕES.....	113
6. REFERÊNCIAS	115
7. ANEXO A – Legislação do Setor Elétrico	118
6. ANEXO B – Legislação do Setor de Gás Natural	135

1. INTRODUÇÃO

1.1. Objetivos, Motivações e Justificativas

Objetivos

O objetivo principal deste trabalho é:

- Realizar um estudo de caso para analisar a viabilidade técnico-econômica da implantação de uma usina de geração distribuída, operando através da cogeração a gás natural, em empreendimentos do setor terciário localizados em bairro da Região Metropolitana de São Paulo.

Também fazem parte dos objetivos deste trabalho:

- Capturar *benchmarks* internacionais para demonstrar como o tema da geração distribuída é abordado e quais os caminhos utilizados em sua disseminação;
- Identificar pontos a melhorar e propor mudanças regulatórias, no que tange a venda/exportação de energia elétrica por geradores distribuídos;
- Identificar pontos a melhorar e propor mudanças regulatórias de formar a criar condições para a comercialização e distribuição de energia térmica.

Motivações

A maior participação de termelétricas de baixa eficiência e movidas a combustíveis fósseis, irão aumentar as emissões de gases de efeito estufa da matriz elétrica brasileira, e custo de geração de energia. As grandes distâncias entre as novas usinas hidrelétricas e os centros de carga, podem aumentar o índice de falha do SIN e perdas técnicas por efeito Joule. O forte crescimento imobiliário, principalmente do setor terciário, irá demandar muita energia nova no curto prazo. A cogeração a gás natural pode contribuir para melhorar este cenário, sendo um processo mais eficiente de produção de energia, gerando energia no ponto de consumo, e tendo prazos menores para implantação.

Justificativas

A participação da hidroeletricidade na matriz energética brasileira irá diminuir nos próximos 10 anos e, além disto, irá haver mais usinas a fio d'água, as quais possuem menor poder de armazenamento e, portanto, menor capacidade de garantir energia firme (PDE2021, 2012). Segundo Andreos, R. (2013), a confiabilidade de fornecimento do sistema será garantida através de termelétricas com baixa eficiência e que utilizam combustíveis fósseis mais agressivos que o gás natural. Além disto, ainda segundo o mesmo autor, o maior potencial hídrico para expansão da oferta de energia elétrica através de usinas de grande porte se concentra na região norte do país, localizadas a mais de 3.000 km do centro de carga (regiões sul e sudeste), gerando perdas técnicas por efeito Joule de até 18%. Por fim, o autor destaca que o custo da termo geração elétrica é maior que o da hidro geração, o que faz com que o preço deste insumo tenda a subir neste período.

Em seu trabalho, Silvestrin, C. R et al. (2013), destaca também a forte expansão imobiliária, com destaque para o setor terciário em regiões metropolitanas, e sugere que a geração distribuída pode ser uma grande aliada para atender em prazos mais curtos este forte incremento de demanda de energia.

Outro fator destacado por Silvestrin, C. R. et al. (2013) é a vulnerabilidade do sistema elétrico do estado de São Paulo, tendo em 2012 importado quase metade de todo insumo consumido no estado. Outrossim, destaca que as distâncias cada vez maiores entre os pontos de geração e consumo impactam negativamente na qualidade de entrega da energia, tornando o sistema mais vulnerável a falhas e aumentando os custos de manutenção do mesmo.

Finalmente, o Plano Decenal de Energia 2021 (MME, 2012) estima que em 2021 haverá excedente na oferta de gás natural, que atingirá os 180 MMm³/dia, ao passo que o consumo não-térmico somado ao consumo termelétrico médio irão se manter em 120 MMm³/dia. Mesmo na condição de pleno despacho termelétrico a demanda não irá ultrapassar os 160 MMm³/dia. Estes fatores tendem a estabilizar o preço do gás natural em torno de US\$7/MMBtu.

2. ESTADO DA ARTE

2.1. Cogeração

2.1.1. Conceito

A cogeração é um processo de produção simultânea de energia elétrica (ou mecânica) e energia térmica útil, com aproveitamento de mais 70% da energia térmica proveniente da fonte energética primária (Boyce, M. P., 2002).

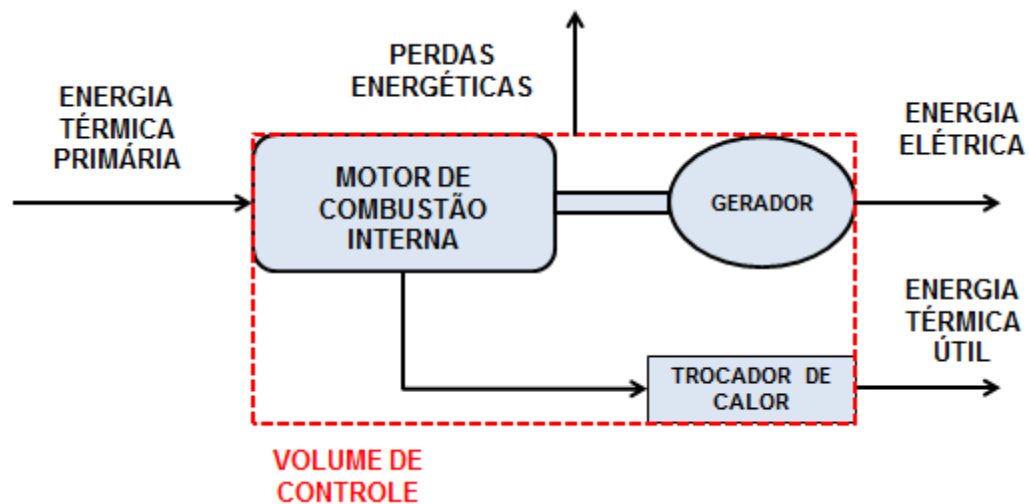


Figura 01: Processo de Cogeração de Energia Utilizando MCI.

A cogeração pode ser aplicada em quaisquer empreendimentos onde existam consumos de energia elétrica e térmica simultaneamente. De acordo com o tipo de dimensionamento feito (que serão apresentados no item 2.1.2. deste trabalho), um equipamento principal transforma a energia térmica ou química em energia elétrica, térmica ou mecânica. Este equipamento tem por objetivo a produção de energia primária e, ao cogerar, parte da energia rejeitada no ciclo termodinâmico é recuperada para produção de outra forma de energia. Desta forma, a cogeração é um processo mais eficiente de produção de energia, pois aumenta o Fator de Utilização de Energia (FUE) (Andreos, R., 2013):

$$FUE = \frac{\dot{W} + Q_u}{C} \quad (2.1)$$

Onde: FUE: Fator de Utilização de Energia
 $\dot{W}$: Trabalho
 Q_u : Calor útil
 C : Poder Calorífico do Combustível

2.1.2. Tipos de Dimensionamento

Através do processo de cogeração, além da eficiência energética, deve-se buscar o melhor balanço entre produção de energia elétrica (ou mecânica) e energia térmica para cada tipo de aplicação.

Desta forma, existem dois tipos básicos de dimensionamento de uma usina cogeneradora:

- Ciclo *Topping*: cogerações dimensionadas para atender a toda demanda de energia elétrica de um empreendimento ou processo. Nestes casos o combustível primário gera inicialmente energia elétrica, e parte do calor rejeitado é recuperado para produção simultânea de energia térmica (Kehlhofer, R. H. et al., 1999).
- Ciclo *Bottoming*: neste tipo de cogeração o combustível primário gera inicialmente energia térmica, e parte do rejeito térmico recuperado é utilizado para produção simultânea de energia elétrica (Kehlhofer, R. H. et al., 1999).

2.1.3. Configurações Básicas para Empreendimentos do Setor Terciário

Segundo Andreos, R. (2013) existem basicamente três tipos de configurações de usinas cogeneradoras no setor terciário:

- Produção simultânea de energia elétrica e energia térmica na forma de água gelada;
- Produção simultânea de energia elétrica e energia térmica na forma de água quente;

- Produção simultânea de energia elétrica e energia térmica na forma de água gelada e água quente.

2.1.3.1. Energia Elétrica e Água Gelada

A produção simultânea de energia elétrica e água gelada é o modo de cogeração energia mais comum no setor terciário (Andreos, R., 2013). Em edifícios corporativos, por exemplo, as grandes demandas são de energia elétrica, para alimentar equipamentos de trabalho e iluminação, e de energia térmica, na forma de frio, para realizar o condicionamento de ar nos escritórios. Nestes casos, é utilizado o Ciclo *Topping* para efeito de dimensionamento. A energia elétrica é gerada prioritariamente através de um motor de combustão interna (MCI), e com os rejeitos térmicos dos gases de exaustão e da água de arrefecimento do bloco do motor, é produzida água quente que irá alimentar o resfriador de líquido por absorção (ABS), que por sua vez produzirá água gelada para condicionar os ambientes desejados. Um esquema deste tipo de configuração é apresentado abaixo na Figura 02:

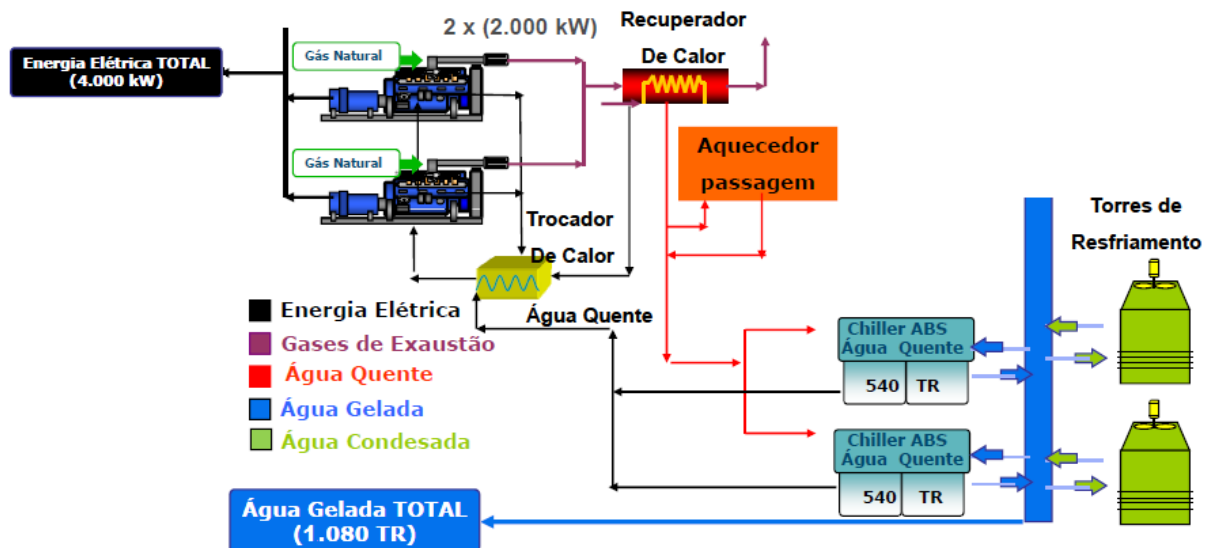


Figura 02: Representação esquemática de cogeração com produção simultânea de energia elétrica e água gelada. Fonte: Union Rhac, 2008.

2.1.3.2. Energia Elétrica e Água Quente

Aplicável em empreendimentos onde há forte demanda por energia elétrica e água quente para conforto, como por exemplo, academias, hotéis e hospitais. A representação esquemática deste tipo de configuração, utilizando MCI em Ciclo *Topping*, é ilustrada abaixo na Figura 03:

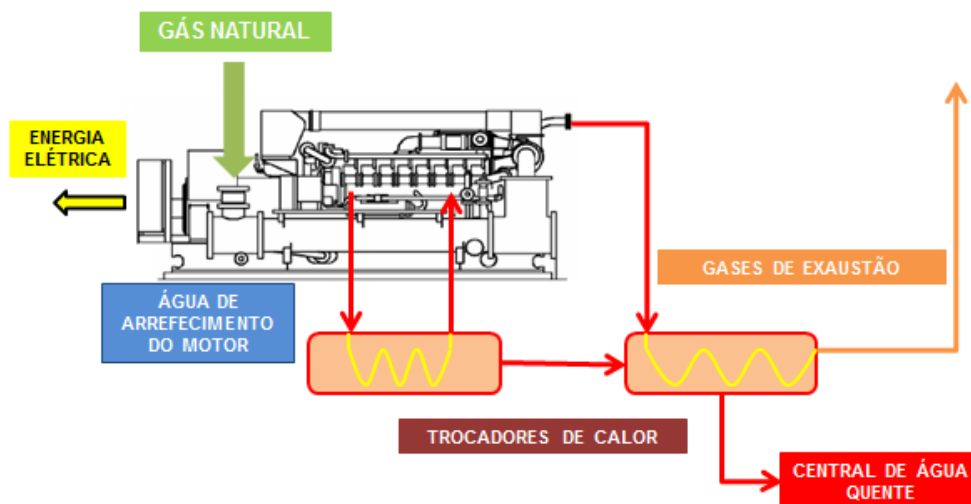


Figura 03: Representação esquemática de cogeração com produção simultânea de energia elétrica e água quente. Elaboração Própria.

2.1.3.3. Energia Elétrica, Água Quente e Água Gelada

A produção simultânea e sequenciada de energia elétrica, água quente e água gelada também é encontrada na literatura com o termo trigerção (Rocha, M. S. et al., 2010), embora este processo caiba perfeitamente na definição de cogeração, pois apenas energia elétrica e energia térmica estão sendo produzidas de forma simultânea e sequenciada. Hospitais são empreendimentos onde esta aplicação pode ser encaixada de maneira eficiente, pois demandam de maneira contínua e quase que constante energia elétrica para equipamentos e iluminação, além de frio para condicionamento dos ambientes internos, quartos de recuperação, centros de tratamento intensivo, salas de operação, etc, e água quente para conforto (banho) e limpeza de roupas, equipamentos e ambientes. A representação esquemática desta configuração, utilizando MCI em Ciclo *Topping*, é ilustrada abaixo na Figura 04:

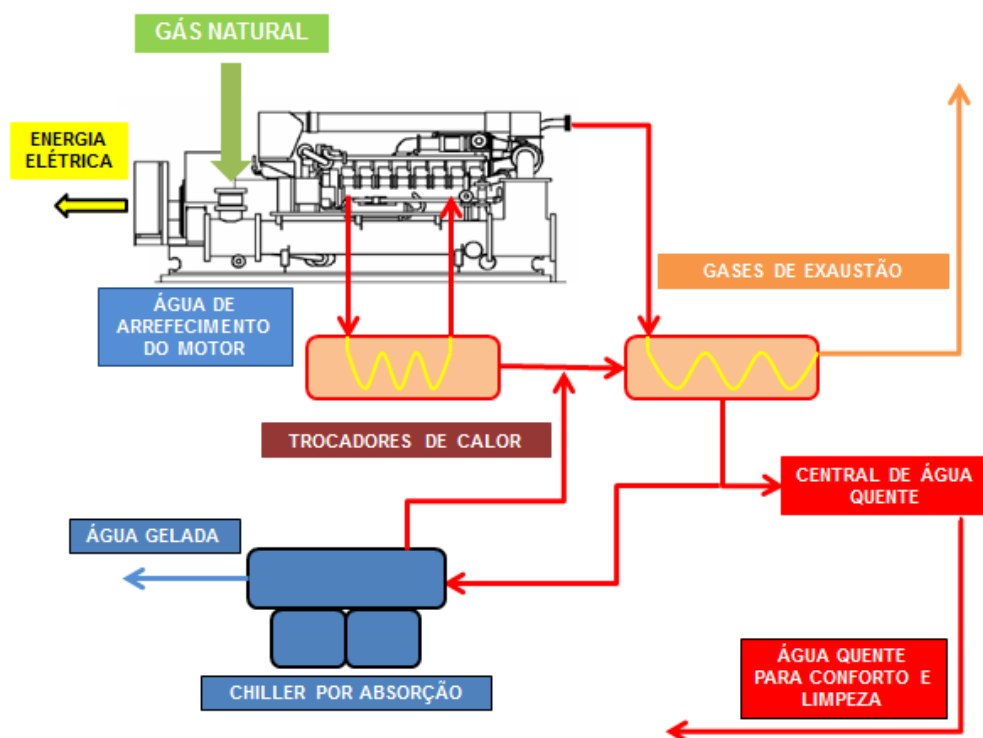


Figura 04: Representação esquemática de cogeração com produção simultânea de energia elétrica, água quente e água gelada. Elaboração Própria.

2.1.4. Equipamentos Utilizados em Cogeração no Setor Terciário

Como pôde ser observado no item anterior, além dos trocadores (ou recuperadores) de calor que são equipamentos secundários, os principais equipamentos utilizados para cogerar em empreendimentos do setor terciário são de fato os Motores de Combustão Interna (MCI) e os resfriadores de líquido (*chillers*) por absorção (ABS).

2.1.4.1. Motor de Combustão Interna (MCI)

Motores de combustão interna (MCI) são aqueles em que a energia química dos combustíveis é liberada dentro do motor e usada diretamente para produzir trabalho (Ferguson, C.R.; Kirkpatrick, A. T., 2000).

Existem dois ciclos termodinâmicos mais utilizados nos MCI: Otto e Diesel (Ferguson, C.R.; Kirkpatrick, A. T., 2000). Os MCI a gás natural, objeto deste

trabalho, utilizam o ciclo Otto necessariamente, portanto neste será apresentado apenas este ciclo.

Os MCI que trabalham através do Ciclo Otto também são conhecidos como motores de ignição por centelha, pois é necessário o uso de uma centelha para iniciar a combustão da mistura ar-combustível. Conforme mostrado na Figura 05, o Ciclo Otto apresenta quatro tempos operando na seguinte sequência:

- I. Quando o pistão está no ponto mais alto de seu curso uma válvula se abre liberando a entrada de uma mistura de ar-combustível. Esta válvula permanece aberta até que o pistão chegue ao ponto mais baixo de seu curso;
- II. Neste momento a válvula se fecha, e o pistão inicia uma nova subida fazendo a compressão desta mistura, até que o pistão atinja novamente o ponto mais alto do seu curso;
- III. Agora a centelha é liberada e inicia-se a combustão da mistura ar-combustível, liberando energia dentro do cilindro do motor e produzindo trabalho. O pistão inicia nova descida;
- IV. Quando o mesmo atinge o ponto mais baixo de seu curso novamente, uma segunda válvula se abre para liberar os gases resultantes da combustão da mistura ar-combustível, até que o pistão atinja novamente o ponto mais alto de seu curso e inicie o ciclo novamente (Ferguson, C.R.; Kirkpatrick, A. T., 2000).

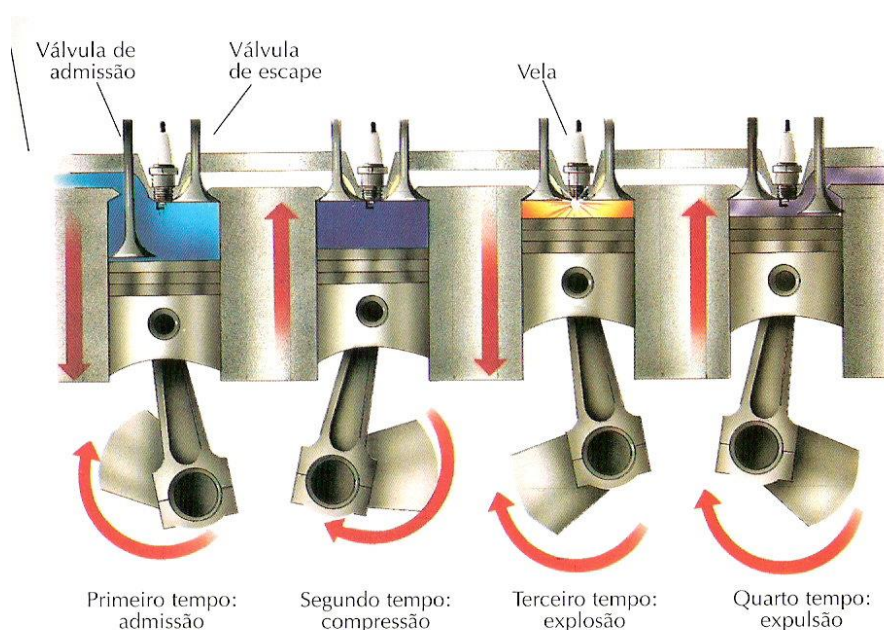


Figura 05: Ciclo Otto. Fonte: TABUENCA, T B., 1996.

O rendimento elétrico dos MCI a gás natural varia entre 25% e 45%, e na cogeração o FUE pode chegar a 85% (Andreos, R., 2013).

2.1.4.2. Resfriadores de Líquido por Absorção (ABS)

Os resfriadores de líquido por absorção (ABS) podem utilizar a água como fluido refrigerante, e o seu ciclo frigorífico apresenta quatro estágios principais:

- I. O refrigerante (água) em estado líquido é aspergido sobre os tubos do evaporador, no lado casco do evaporador que está em quase vácuo (6 mmHg), provocando a sua evaporação e consequente retirada de calor sensível da água gelada que passa dentro dos tubos do evaporador (e que será utilizada portanto para climatizar os ambientes desejados), baixando a sua temperatura, em média, de 12,5°C para 7°C;
- II. Ao mesmo tempo, solução concentrada de brometo de lítio (LiBr) é aspergida no lado casco do absorvedor. Por diferença de pressão e pela afinidade química, a solução concentrada de LiBr absorve o vapor d'água (refrigerante), atingindo o seu limite de absorção. O resfriamento provocado pela passagem da água de torre condensa a solução que se acumula no fundo do trocador;
- III. A solução fraca ou diluída de LiBr acumulada é bombeada para o gerador, onde, aquecida através de uma fonte de calor externa (queima direta de gás natural, água quente, vapor d'água ou gases quentes), é separada através da evaporação do refrigerante (água);
- IV. A solução concentrada de LiBr retorna para o absorvedor, reiniciando o ciclo, e o refrigerante (água) vaporizado flui para o condensador onde retorna ao estado líquido através da perda de calor latente pelo resfriamento provocado pela circulação da água de torre e também reinicia o ciclo (Andreos, R., 2013).

A característica particular do sistema de absorção consiste em requerer um consumo muito pequeno de energia elétrica, contudo, deve-se dispor de uma fonte térmica de temperatura relativamente alta (100°C). O equipamento envolvido em um sistema de absorção é maior e mais pesado que um sistema de compressão de

vapor, e pode ser economicamente justificado nos casos onde é disponível uma fonte térmica adequada e que, de outro modo seria desperdiçada (Wylen, G. V. et al., 1995), como é o caso da cogeração.

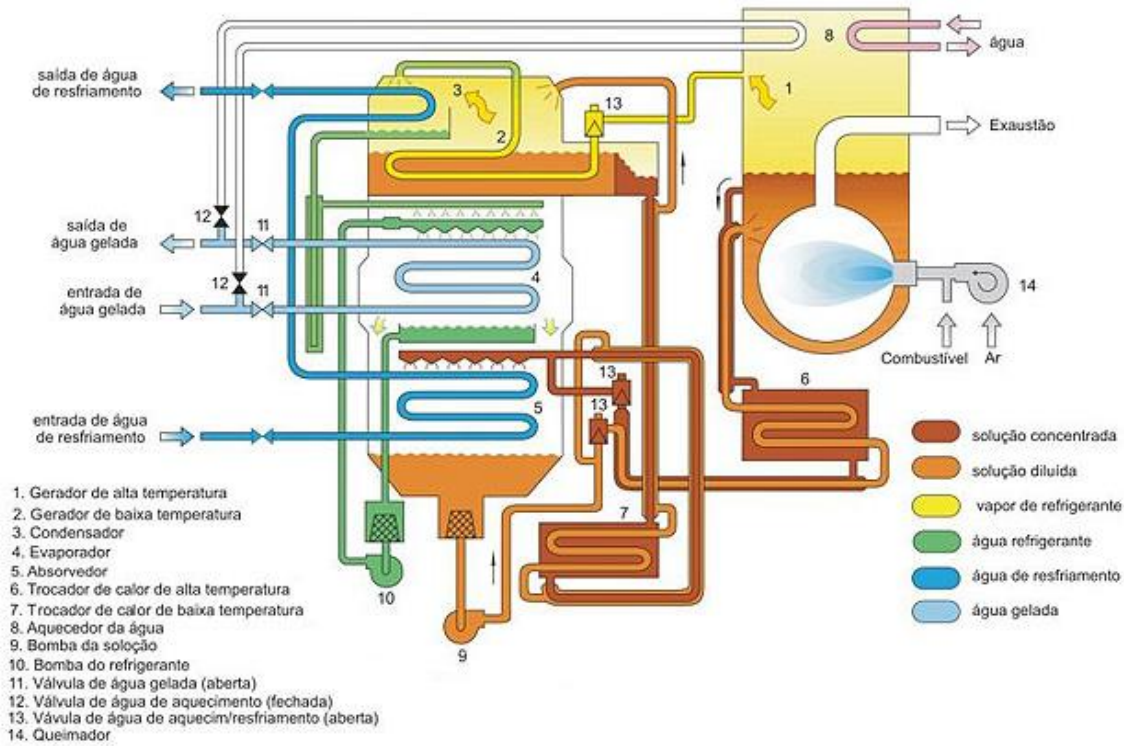


Figura 06: Ciclo Frigorífico por Absorção. Fonte: Broad.

2.1.5. Custos de Aquisição, Instalação e Manutenção

Neste item serão apresentados custos de aquisição, instalação e manutenção médios, obtidos através de pesquisa com agentes do mercado.

Tabela 01: Custos de Aquisição, Instalação e Manutenção de Geradores a Gás Natural.

Aquisição (R\$/kW)	Instalação (R\$/kW)	Manutenção (R\$/MWh)
1.700	800	65

Tabela 02: Custos de Aquisição, Instalação e Manutenção de Resfriadores de Líquido por Absorção.

Aquisição (R\$/TR)	Instalação (R\$/TR)	Manutenção (R\$/TR/ano)	Instalações Elétricas (R\$/kW)	Bombas e Torres de Resfriamento (R\$/TR)
1.110	1.000	69	500	500

2.2. Geração Distribuída

2.2.1. Conceito

Geração distribuída (GD) pode ser definida como a denominação genérica de um tipo de geração de energia elétrica que se diferencia da realizada pela geração centralizada (GC) por ocorrer em locais em que não seria instalada uma usina geradora convencional, contribuindo para aumentar a distribuição geográfica da geração de energia elétrica em determinada região. Adicionalmente, uma fonte de energia elétrica é considerada caso particular de GD quando ela:

- I. Está conectada diretamente à rede de distribuição;
- II. Está conectada do lado de um consumidor conectado a algum ponto do sistema elétrico;
- III. Supre cargas elétricas de uma instalação eletricamente isolada;
- IV. Está conectado diretamente à rede de transmissão, desde que, neste caso, ela não possa ser considerada caso pertencente à geração centralizada (ABREU, Y. V.; OLIVEIRA, M. A. G.; GUERRA, S. M. G., 2010. p. 80).

A Figura 06 apresenta um esquema simplificado de um sistema elétrico interligado com presença de geração distribuída.



Figura 07: Esquema Simplificado de um Sistema Elétrico Interligado com Geração Distribuída. Fonte: ABREU, Y. V.; OLIVEIRA, M. A. G.; GUERRA, S. M. G., 2010. p. 82.

2.2.2. Vantagens e Desvantagens

Vantagens

De acordo com Barja (2006), a geração distribuída pode ajudar a mitigar alguns problemas da matriz elétrica, tais como:

- Redução de perdas técnicas na linha de transmissão por Efeito *Joule*;
- Aumento da confiabilidade do suprimento aos consumidores próximos à geração local, por adicionar fonte não sujeita a falhas na transmissão e distribuição;
- Atendimento mais rápido ao crescimento da demanda (ou à demanda reprimida) por ter um tempo de implantação inferior ao de acréscimos à geração centralizada e reforços das respectivas redes de transmissão e distribuição;
- Melhoria na estabilidade do sistema elétrico, pela existência de reservas de geração distribuídas, consequentemente, exigindo menores reservas centrais;
- Redução dos custos, e adiamento e/ou prorrogação no investimento para reforçar o sistema de transmissão;
- Redução de impactos ambientais da geração, pelo uso de combustíveis menos poluentes, pela melhor utilização dos combustíveis tradicionais e, em certos tipos de cogeração, com a eliminação de resíduos industriais poluidores.

Desvantagens

As desvantagens da GD apontadas por Andreos (2013, p. 60) são:

- Complexidade de operação da rede de distribuição devido ao fluxo bidirecional de energia;
- Alteração nos procedimentos de distribuição na operação, controle e proteção da rede;
- Possibilidade de oscilação do nível de tensão da rede;
- Possibilidade de distorção harmônica na rede;
- Alto custo de implantação para o investidor;
- Longo tempo de retorno dos investimentos.

2.2.3. *Benchmarks* Internacionais

Neste item serão apresentados exemplos de países que obtiveram sucesso na inserção da GD em seus sistemas elétricos interligados.

2.2.3.1. Estados Unidos da América¹

Segundo Pires (1999), a inserção da GD nos EUA se deu através da introdução de reformas provenientes, principalmente, de dois marcos regulatórios: o *Public Utilities Regulatory Policy Act (PURPA Act)*, de 1978, e o *Energy Policy Act*, de 1992.

Em 1978 o Congresso norte-americano aprovou o *PURPA Act*, que, entre outras medidas, visava reduzir o excesso de capacidade instalada das empresas elétricas, reduzir as tarifas de eletricidade, encorajar a conservação de energia e estimular a entrada de produtores independentes de eletricidade com base em fontes energéticas renováveis (PIRES, J. C. L., 1999, p. 12).

Isto ocorreu, pois, naquele período, houve uma intensificação de investimentos em usinas de geração de fonte nuclear. Este fato, por sua vez, foi suscitado por expectativas de forte crescimento da demanda por energia elétrica combinadas a uma projeção de aumento dos preços do petróleo, que em ocorrendo, tornariam a opção pela fonte nuclear economicamente vantajosa em relação à térmica. Contudo, em decorrência da crise econômica avaliada no período, a demanda real ficou abaixo da projetada anteriormente e, conseqüentemente, gerou um excesso de oferta energética no país (AGUIAR F°, F. L., 2007).

Os reguladores norte-americanos pretendiam reverter esta tendência com o *PURPA Act*, os órgãos reguladores somente autorizariam a construção de usinas geradoras se o seu custo fosse menor ao de aquisição de energia de plantas independentes de novos agentes setoriais, denominados *qualifying facilities (QFs)* (PIRES, J. C. L., 1999, p. 12). Estes últimos eram definidos por critérios de tecnologia e de tamanho e deveriam obedecer a limites de capacidade instalada. Os efeitos da falta de

¹ Com base em PIRES (1999).

estímulos para a redução de custos advindos do regime tarifário a que as concessionárias eram submetidas fizeram com que, basicamente, os *QFs* fossem empresas com uma única unidade de geração e que não tinham nenhum ativo de transmissão ou de distribuição, tais como: produtores independentes, autoprodutores, cogeneradores, etc. estes agentes conseguiram obter rendas econômicas neste período, pois, na maioria das vezes, seus custos eram inferiores aos custos evitados das concessionárias (Klimanm, M. 1995). Desta forma, o custo marginal do sistema era definido em processos licitatórios, realizados pelas concessionárias, nos quais os *QFs* ofertavam seus blocos de energia e tinham a garantia de que toda a energia gerada seria adquirida pelo custo evitado das concessionárias. Outro mecanismo também utilizado no período imediatamente após a implantação do *PURPA Act* foram os contratos bilaterais de longo prazo entre concessionárias e proprietários das *QFs* (PIRES, J. C. L., 1999, p. 12).

A boa herança do *PURPA Act* foi a diversificação e expansão do mercado de geração, com a entrada dos produtores independentes de energia em um ambiente antes restrito as concessionárias de geração (PIRES, J. C. L., 1999, p. 12). De acordo com Klimanm (1995), o número de instalações existentes duplicou entre 1979 e 1983, passando de 576 para 1200 e, neste mesmo período, a capacidade instalada em *QFs* passou de aproximadamente 27,4 GW para 47,8 GW.

No entanto, segundo Pires (1999), o *PURPA Act* reforçou a manutenção do fenômeno de sobre-capacidade combinado ao aumento das tarifas, em função de três fatores:

- A forma como muitos estados da federação aplicaram o conceito de custo evitado, muitas vezes incentivava a entrada de plantas não-econômicas;
- O *PURPA Act* manteve a política de determinação das tarifas pelo critério da remuneração pelo custo do serviço;
- A inexistência de garantia de acesso de terceiros às redes de transmissão, fazendo com que as concessionárias pudessem inviabilizar contratos de venda de energia de um produtor independente com grandes consumidores ou até mesmo com outras concessionárias.

Sendo assim, o *Energy Policy Act*, de 1992, estabeleceu dois princípios regulatórios para suprir as lacunas deixadas pelo *PURPA Act*: garantia de livre acesso aos sistemas de transmissão e constituição de amplos mercados atacadistas. As principais diretrizes do *Energy Policy Act* são:

- Criação de uma nova classe de geradores, denominada *Exempt Wholesale Generators (EWGs)*, os quais possuem apenas ativos de geração; não têm as obrigações de investimentos nem as limitações geográficas de atuação impostas às concessionárias; só podem transacionar no mercado de atacado; e não têm qualquer garantia de venda de sua energia produzida;
- Estabelecimento de autoridade legal da *Federal Energy Regulatory Commission (FERC)* para as seguintes ações: garantia de acesso aos sistemas de transmissão em condições não discriminatórias; concessão do *status* de *EWG*; e prescrição de regras estaduais que, eventualmente, sejam inconsistentes com os princípios do *Energy Policy Act*;
- Incentivo a programas de conservação de energia e de gerenciamento de demanda;
- Estímulo à adoção de novo regime tarifário que promova a redução de custos das distribuidoras e permita que melhorias de desempenho sejam compartilhadas pelos consumidores cativos;
- Definição de critérios de transição para incorporação dos *stranded costs*², que podem ser definidos como oriundos daquelas obrigações financeiras históricas assumidas pelas concessionárias para atendimento do mercado em regime de monopólio natural e que se tornam irrecuperáveis em um mercado competitivo (PIRES, J. C. L., 1999, p. 13-15).

Na prática, no entanto, a garantia de livre acesso dependia do julgamento caso a caso da *FERC*, muitas vezes em processos lentos e nos quais os entrantes reclamavam de discriminação dos administradores das redes de transmissão, ao passo que, por sua vez, estes últimos alegavam razões técnicas para negar eventuais pedidos de acesso.

² Alguns exemplos são os custos ambientais, os referentes ao gerenciamento de demanda e os direitos de propriedade não amortizados (PIRES, J. C. L., 1999).

Para solucionar este problema, a *FERC* definiu, através das Diretrizes 888/1996 e 889/1997, as seguintes medidas complementares para facilitar o acesso aos sistemas de transmissão e estimular as transações do mercado atacadista de energia:

- Estímulo à constituição de operadores independentes do sistema, os *Independent System Operators (ISOs)*, pessoa jurídica cuja função é gerenciar os ativos de transmissão dos proprietários que cedem seus ativos em troca de receitas obtidas pelo ISO;
- Foi sugerida a formação de Bolsas de Energia – *Power Exchange (PX)* –, mercado no qual se realizariam transações de curto prazo de compra e venda de eletricidade entre geradores e consumidores livres, constituindo assim preços referência de energia;
- Tarifação de acesso ao sistema de transmissão, que emite finais econômicos eficientes para orientar as decisões de investimento e uso do sistema, remunera os proprietários das linhas de transmissão e, por fim, possibilite o uso não discriminatório da rede;
- Autorização para a cobertura dos *stranded costs* por meio de decisões administrativas das *Public Utilities Commission (PUCs)* ou negociadas com as concessionárias;
- Estímulo à abertura dos mercados cativos de energia elétrica para a competição (PIRES, J. C. L., 1999, p. 15-18).

As reformas do setor elétrico dos Estados Unidos foram bem-sucedidas no que se refere à entrada de novos agentes na geração de energia elétrica e ao estímulo à utilização de plantas mais eficientes e ambientalmente aceitáveis. Em julho de 2013, os produtores independentes de energia (*QFs*), foram responsáveis por aproximadamente 38% da geração de energia no país (*EIA*, 2013). Foi essencial para os novos agentes de geração a constituição de mercados atacadistas de eletricidade, pois trouxeram benefícios para os grandes consumidores e para as concessionárias sem capacidade de geração significativa, que assim puderam

negociar contratos mais favoráveis e reduzir seus custos de fornecimento de eletricidade (PIRES, J. C. L., 1999, p. 22-23).

O grande desafio regulatório deu-se nos segmentos de transmissão e distribuição, pois a competição entre os mercados atacadista e varejista de energia depende tanto da regulação técnica quanto econômica do acesso a estas redes, para garantir, respectivamente, confiabilidade ao sistema e remuneração justa e não discriminatória aos proprietários da rede. A regulação técnica é um aspecto muito importante, já que o setor elétrico é sensível às suas peculiaridades técnicas. Os desafios ocorrem especialmente pelo aumento da complexidade no mercado atacadista de energia elétrica, que é provocado pelo aumento do número de transações e de agentes participantes (PIRES, J. C. L., 1999, p. 23-24).

2.2.3.2. Japão

O Japão tinha 282 GW de capacidade total de geração de energia elétrica em 2010, sendo o terceiro maior do mundo atrás somente de EUA e China. Neste mesmo ano foram gerados aproximadamente 1 TWh de energia elétrica no país, dos quais 63 por cento provinham de termelétricas, 27 por cento de usinas nucleares, 7 por cento de fontes hidrelétricas e 3 por cento de fontes renováveis, conforme mostra a Figura 08 (EIA, 2012):

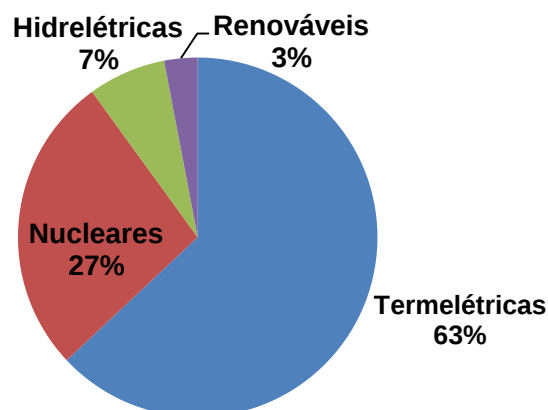


Figura 08: Matriz Elétrica do Japão por Fonte Primária de Energia. Fonte EIA, 2012.

Em março de 2011 um terremoto de 9.0 graus de magnitude acompanhado de um *tsunami* atingiram a costa japonesa provocando uma série de falhas na usina nuclear de Fukushima e causando a imediata perda de 10 GW de capacidade de geração de energia elétrica no país. Desde então, várias usinas nucleares no Japão estão sendo paralisadas para inspeções e manutenções e, em março de 2013, apenas os reatores 3 e 4 da usina de Ohi estavam em operação. Um grande esforço tem sido feito para substituir a geração nuclear por outras fontes, incluindo gás natural, óleo combustível e também renováveis intermitentes, conforme pode ser visto na Figura 09. Este esforço, no entanto, não foi suficiente para evitar um aumento maior que 20% no custo de energia para os setores comercial e industrial no ano de 2011. O alto preço dos combustíveis fósseis é a principal razão para este aumento nos custos de geração de energia, conforme mostra a Figura 10 (IEA, 2013, p. 5-6).

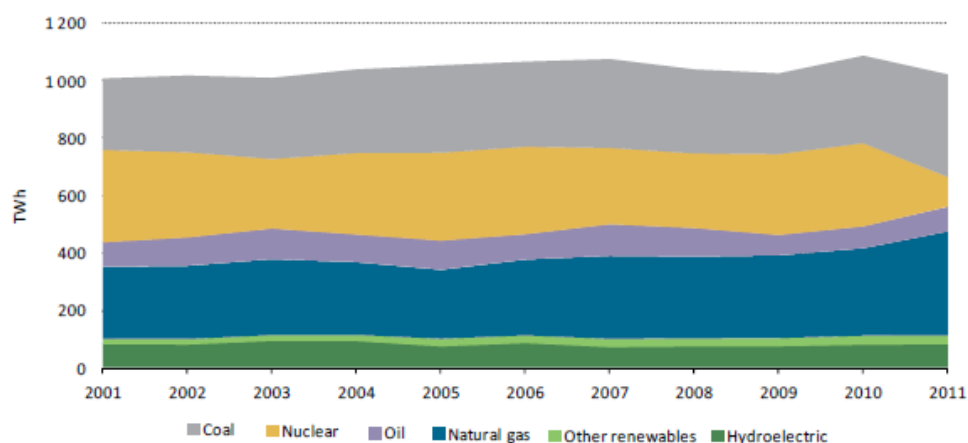


Figura 09: Geração de Energia Elétrica Total no Japão por Fonte. Fonte: World Bank, 2012; Japan Electric Power Information Center, Inc. (JEPIC), 2012. Elaboração: IEA, 2013, p. 5.

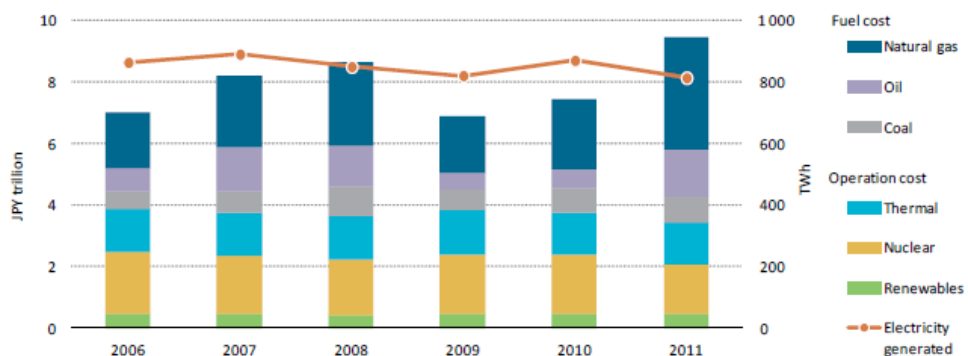


Figura 10: Custo total de geração de energia elétrica. Fonte: Institute for Energy Economics in Japan (IEEJ), 2012. Elaboração: IEA, 2013, p. 6.

O Japão tem uma das maiores capacidades instaladas de cogeração no mundo (Silvestrin et al., 2013). Até março de 2013, o país possuía um total de 9.350 usinas com pouco mais de 9,85 GW de capacidade instalada, responsáveis por aproximadamente 4% de toda sua energia elétrica gerada³.

Conforme mostra a Figura 11, o crescimento da cogeração no país sofreu uma queda entre os anos de 2004 e 2011. Isto é reflexo da queda de competitividade da solução devido aos baixos preços de eletricidade (pré *Fukushima*) e aos altos custos do gás natural que, em sua maioria, é importado na forma de gás natural liquefeito (GNL) [IEA, 2013, p. 8 *apud New Energy and Industrial Technology Development Organisation* (NEDO), 2013]. Outro fator observado na Figura 11 é que, exceto pelos anos de 2004 e 2006, o número de sites é maior que a capacidade instalada em MW, o que sugere que a cogeração vem ganhando espaço no segmento comercial, onde as demandas energéticas por instalação são menores.

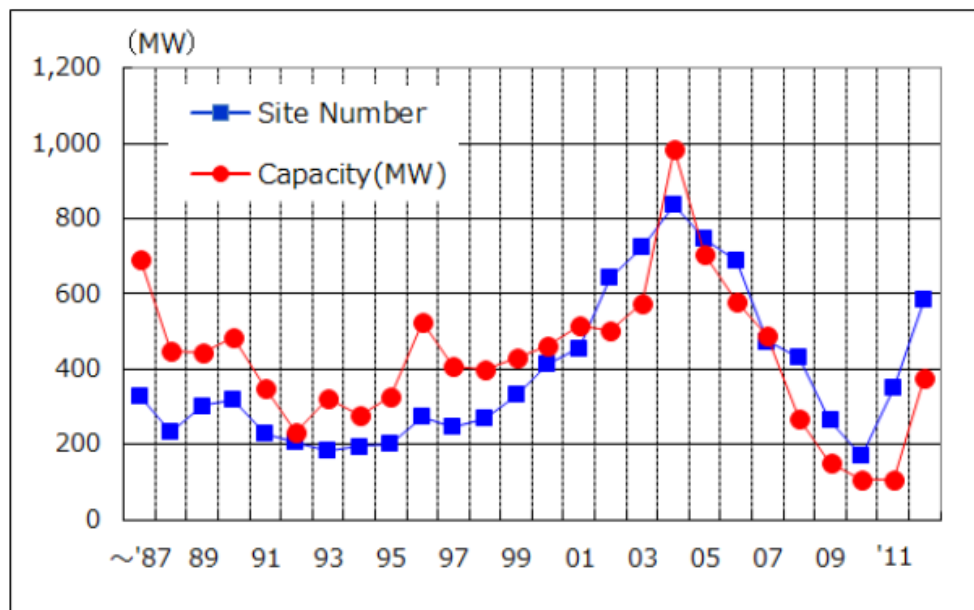


Figura 11: Número anual de novos sites e incremento de capacidade em cogeração no Japão. Fonte e elaboração: ACEJ, 2013.

O gás natural aparece como principal insumo energético para cogeração no país, com mais de 5,14 GW (ou 52,2%) do total de plantas instaladas, seguido pelo óleo

³ Advanced Cogeneration and Energy Utilization Center Japan (ACEJ), 2013. Disponível em <<http://www.ace.or.jp>>. Acesso em 27/09/2013.

diesel com 3,21 GW (32,6%), gás liquefeito de petróleo (GLP) com 429 (4,4%), e os 1,07 GW (10,83%) restantes provenientes de diversas outras fontes. No segmento comercial, o gás natural lidera com quase 62% da capacidade das plantas instaladas, e no segmento industrial com 49,6%. Estes índices evidenciam a boa aplicabilidade e competitividade do gás natural como insumo energético da cogeração, principalmente no segmento comercial. Os dados são apresentados na Tabela 03 e na Figura 12⁴.

Tabela 03: Capacidade instalada de cogeração no Japão por fonte energética. Fonte: ACEJ, 2013. Elaboração própria.

Combustíveis	Comercial MW	Industrial MW	Total MW
Gás Natural	1.277	3.865	5.142
GLP	48	381	429
Petróleo	667	2.547	3.214
Outros	69	998	1.067
Total	2.061	7.791	9.852

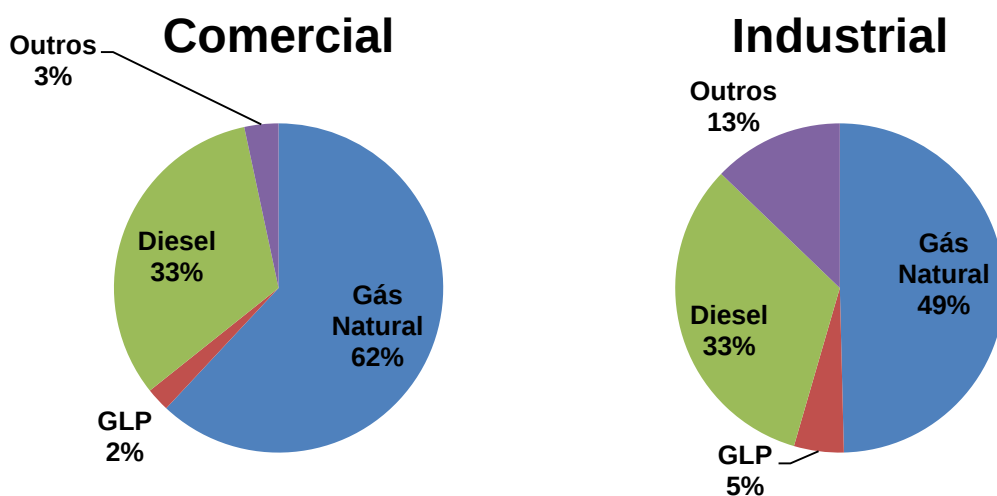


Figura 12: Capacidade instalada de cogeração no Japão por fonte energética nos segmentos comercial e industrial. Fonte: ACEJ, 2013. Elaboração própria.

Em relação às tecnologias empregadas, as turbinas a gás lideram quando a base comparativa é a capacidade instalada em MW com 43,2% do total. Este índice é impulsionado principalmente pelo segmento industrial, onde seu índice chega a 48,3%. Já no mercado comercial, quem lidera são os moto geradores a gás com

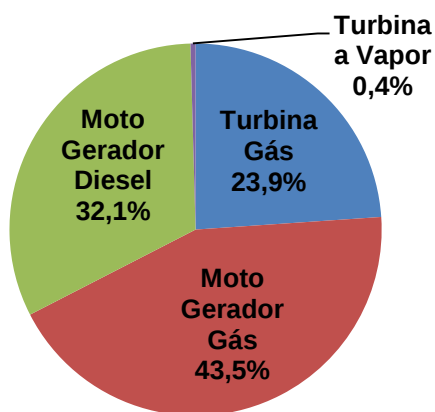
⁴ Advanced Cogeneration and Energy Utilization Center Japan (ACEJ), 2013. Disponível em <<http://www.ace.or.jp>>. Acesso em 27/09/2013.

43,5% da capacidade instalada neste segmento. Contudo, quando a base comparativa é o número de unidades cogeneradoras, os moto geradores a gás lideram com 61,8% do total, impulsionados desta vez pelo segmento comercial onde esta tecnologia é utilizada em 74,7% das usinas cogeneradoras. No segmento industrial quem lidera é óleo diesel, estando presente em 49,3% das usinas⁵. Estes índices evidenciam que os moto geradores tem melhor aplicabilidade em usinas menores e, portanto, são mais indicados para o segmento comercial. Todos dados citados são apresentados nas Tabelas 04 e 05 e nas Figuras 13 e 14.

Tabela 04: Capacidade instalada de cogeração no Japão por tecnologia empregada. Fonte: ACEJ, 2013. Elaboração própria.

Tecnologia	Comercial MW	Industrial MW	Total MW
Turbina Gás	493	3.761	4.254
Moto gerador Gás	897	1.719	2.616
Moto gerador diesel	662	2.170	2.832
Turbina a Vapor	9	141	150
Total	2.061	7.791	9.852

Comercial (MW)



Industrial (MW)

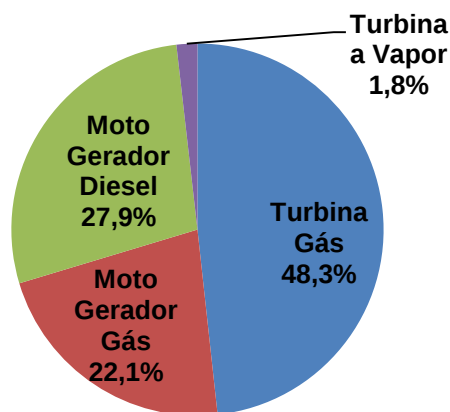


Figura 13: Participação, por capacidade instalada, das tecnologias nas usinas cogeneradoras do Japão nos segmentos comercial e industrial. Fonte: ACEJ, 2013. Elaboração própria.

⁵ Advanced Cogeneration and Energy Utilization Center Japan (ACEJ), 2013. Disponível em <<http://www.ace.or.jp>>. Acesso em 27/09/2013.

Tabela 05: Número de usinas cogeração no Japão por tecnologia empregada. Fonte: ACEJ, 2013. Elaboração própria.

Tecnologia	Comercial	Industrial	Total
Turbina Gás	513	785	1.298
Moto gerador Gás	7.545	1.366	8.911
Moto gerador diesel	1.982	2.134	4.116
Turbina a Vapor	58	40	98
Total	10.098	4.325	14.423

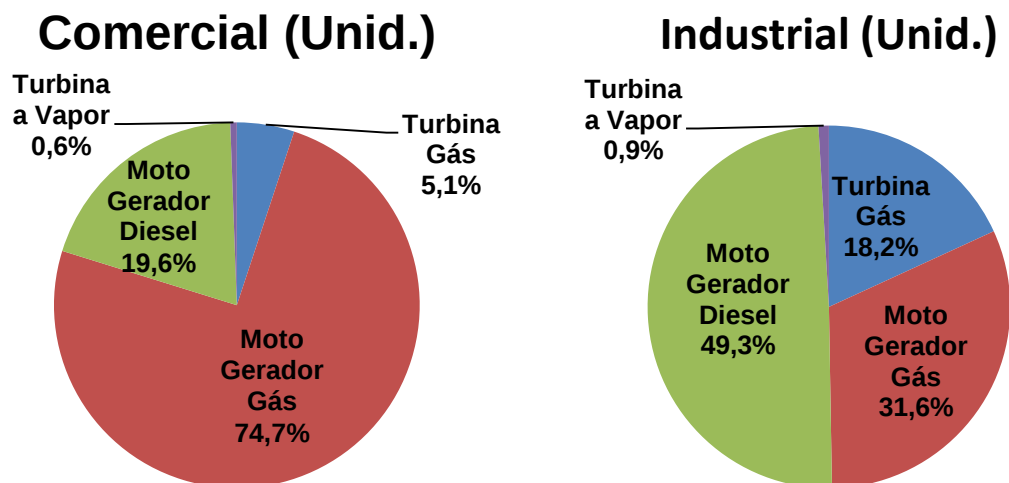


Figura 14: Participação, por unidades, das tecnologias empregadas nas usinas cogradoras do Japão nos segmentos comercial e industrial. Fonte: ACEJ, 2013. Elaboração própria.

De acordo com os dados apresentados acima, o setor terciário no Japão detêm 70% das usinas cogradoras, mas que correspondem a apenas 20,9% da capacidade instalada. Por tipo de empreendimento, os hospitais lideram com 1.693 unidades, seguidos pelos restaurantes e academias com, respectivamente, 1.175 e 910 unidades cada. Em capacidade instalada, os hospitais também lideram com 367,2 MW, mas desta vez seguidos pelos edifícios comerciais e os *Daigaku Honyaku Center (DHC)*, com 334,8 e 317,3 MW cada⁶. Pode-se concluir que a cogeração tem sido uma aliada no que tange a segurança energética, visto que empreendimentos comerciais que necessitam de segurança de fornecimento, como hospitais e edifícios comerciais, buscam esta solução principalmente após o desastre natural de 2011 (IEA, 2013, p. 9). O número de empreendimentos e capacidade por tipo de empreendimentos são apresentados na Figura 15.

⁶ Advanced Cogeneration and Energy Utilization Center Japan (ACEJ), 2013. Disponível em <<http://www.ace.or.jp>>. Acesso em 27/09/2013.

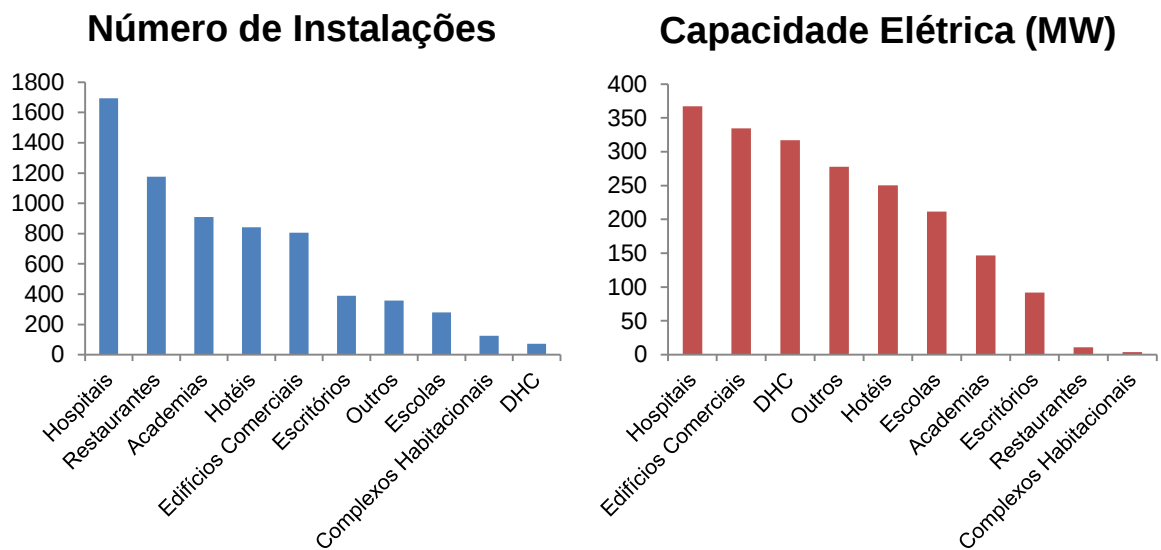


Figura 15: Número de instalações e capacidade elétrica instalada de cogeração no Japão por tipo de empreendimento comercial. Fonte: ACEJ, 2013. Elaboração própria.

Por muitos anos, a política energética do Japão tem focado três áreas: abastecimento, eficiência e sustentabilidade. O Plano Estratégico de Energia, introduzido em junho de 2010, estabeleceu uma meta de autossuficiência energética de 36% em 2030, frente aos 18% registrados em 2010. Após o acidente de Fukushima, o governo estabeleceu que todos os empreendimentos, exceto os menores, deveriam reduzir seu consumo energético em 15% (conceito de geração de energia por eficiência). Além disto, para estimular o desenvolvimento de energias renováveis, estabeleceu o mecanismo de *Feed-in-Tariff (FiT)*, o qual permite que as distribuidoras de eletricidade comprem a energia elétrica gerada através de fontes renováveis pagando um preço prêmio durante um determinado período (IEA, 2013, p. 14).

Em julho de 2012, o Ministro da Economia, Comércio e Indústria do Japão, identificou os pontos-chaves para um desenvolvimento ainda maior da cogeração no país, incentivando a compra de equipamentos, e criando um esforço para reduzir o custo dos combustíveis. Uma medida importante foi a alocação de US\$ 250 milhões, para investimentos em plantas de geração distribuída as quais podem exportar energia para o *grid*. Deste montante, US\$ 60 milhões serão para promover sistemas eficientes de cogeração a gás natural na indústria e comércio. Além disto, pequenas e médias empresas que investirem em geração distribuída poderão optar por uma

isenção fiscal de 7% na aquisição de equipamentos (válido apenas para empresas com capital social total menor ou igual a ¥30 milhões), ou uma taxa de depreciação acelerada. Um orçamento de aproximadamente ¥25 bilhões também foi aprovado para investimento em células combustíveis para uso residencial. O governo criou procedimentos especiais para conexão de sistemas de cogeração ao *grid*, que inclui o desenvolvimento de diretrizes para os procedimentos administrativos necessários para o fornecimento de energia elétrica a terceiros. E por fim, o Banco de Desenvolvimento do Japão criou um linha crédito com juros baixos para projetos de cogeração (IEA, 2013, p. 15-17).

Todas as medidas acima fazer parte do plano diretor para desenvolvimento da cogeração 2030, conforme mostra a Figura 16:



Figura 16: Plano diretor para expansão da cogeração 2030. Fonte: Energy and Environment Council, Government of Japan, 2012. Elaboração: IEA, 2013, p.17.

2.2.3.3. Alemanha

A matriz energética alemã é dominada por fontes não renováveis de energia, principalmente por carvão/linhito, nuclear e gás natural. No que tange a produção de eletricidade, em 2011, carvão/linhito lideravam com 45% do total, seguidos pela nuclear com 18%, e gás natural com 14%. Já para a produção e calor, no mesmo ano, o gás natural aparecia em primeiro lugar com 47%, seguido por carvão/linhito com 33%, os e resíduos sólidos urbanos (RSU) com 13%.

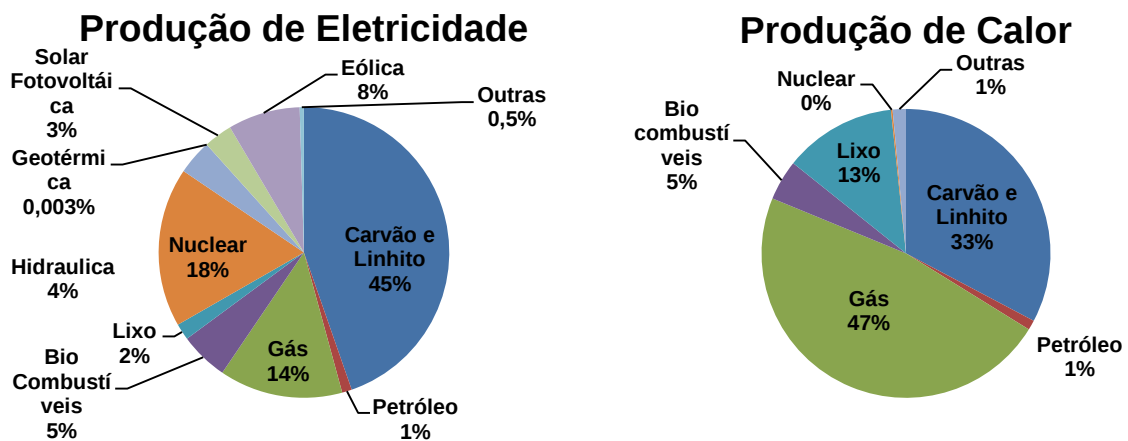


Figura 17: Matriz Energética da Alemanha: Produção de Eletricidade e Calor. Fonte: IEA, 2011. Elaboração Própria.

Após o incidente de *Fukushima* o governo alemão decidiu desligar todas as usinas nucleares até o ano de 2022⁷. Este fato aguçou o esforço do governo em estimular a geração renovável e a cogeração no país. No ano 2000 o país criou a Lei das Energias Renováveis [*Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)*]⁸ com intenção de reduzir as emissões dos gases causadores do efeito estufa (GEE). de acordo com esta lei, as fontes renováveis têm despacho prioritário. Os alemães ainda recebem um informativo descrevendo a contribuição de cada fonte no seu consumo de energia, e são incentivados a aumentar a participação da geração renovável e eficiente se pagarem um valor adicional (Silvestrin, C. R. et al., 2013, p. 31).

Em 2002, o governo alemão lançou a *Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz*⁹, ou Lei da Cogeração. Esta lei obriga os operadores de rede a conectar as centrais cogeradoras aos seus sistemas e comprar a energia ao preço médio de eletricidade com base no *European Energy Exchange (EEX)* do trimestre anterior, salvo casos onde haja um acordo bilateral entre operador e cogerador firmados em contrato. Além disto, as plantas de cogeração também recebem um bônus sobre a eletricidade que elas injetam na rede pública de eletricidade, conforme resumido na Tabela 06. Por fim, esta lei criou um mecanismo de compensação às unidades

⁷ Site G1.com. Disponível em < <http://g1.globo.com/mundo/noticia/2011/05/governo-alemao-decide-eliminar-energia-nuclear-ate-2022.html>>. Acesso em 28/09/2013.

⁸ *Erneuerbare Energien Gesetz*. Disponível em http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/40508.php.

⁹ Ministério Federal da Economia e Tecnologia da Alemanha (BMWi), *Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz*, 2002.

cogeradores pelo custo evitado de construção de novas redes de distribuição de eletricidade, pagando outro bônus sobre a eletricidade que os mesmos injetam na rede que variam de 0,4 a 1,5 €/kWh, dependendo de sua localização. O método e cálculo de pagamento são descritos no *Stromnetzentgelt-verordnung* (Tarifa de regulação de redes de eletricidade).

Tabela 06: Preço bônus de eletricidade da Lei da Cogeração. Fonte: BHKW Infozentrum, 2004. Elaboração: IEA, 2008.

Categoria	2006 (€/kWh)	2007 (€/kWh)	2008 (€/kWh)	2009 (€/kWh)	2010 (€/kWh)
Plantas anteriores a 1990	0,97	0	0	0	0
Plantas posteriores a 1990	1,23	1,23	0,82	0,56	-
Plantas modernizadas entre Abril de 2002 e Dezembro de 2005	1,69	1,64	1,64	1,59	1,59
Pequenas plantas novas (menores que 2MW_e, posteriores a 2002)	2,25	2,25	2,10	2,10	1,94
Pequenas plantas novas (menores que 50kW_e, posteriores a 2002)	5,10 (por 10 anos após o início da operação)				
Células Combustíveis	5,10 (por 10 anos após o início da operação)				

A proposta da Nova Lei da Cogeração foi submetida ao parlamento alemão em dezembro de 2007, aprovada em junho de 2008 e começou a vigorar, como emenda a *Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz*, em janeiro de 2009¹⁰. Esta mudança ocorreu visando duplicar a participação da cogeração na matriz elétrica do país para 25%, devido a estudos da época os quais indicavam que a cogeração poderia reduzir as emissões de CO₂ em 54 milhões de toneladas por ano¹¹, caso o potencial econômico projetado fosse alcançado. Em grandes números, isto representa 13%¹² da meta do governo alemão de eliminar 40% das emissões de CO₂ em 2020 em comparação com os níveis de 1990 (IEA, 2008, p. 7).

A Nova Lei da Cogeração fez as seguintes mudanças na lei existente:

¹⁰ Ministério Federal da Economia e Tecnologia da Alemanha (BMWi), Entwurf eines Gesetzes zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung, 2007.

¹¹ Hans-Joachimziesing, KWK-Potenziale in Deutschland und ihre Erschliessung, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 3, 2008.

¹² . Umweltbundesamt, Nationaler Inventarbericht Deutschland, 2007.

- A obrigação dos operadores de rede de eletricidade de conectar e comprar a energia elétrica gerada pelas plantas de cogeração é complementada pelo despacho obrigatório das mesmas, equivalente ao das fontes renováveis;
- O bônus sobre a eletricidade é estendido às plantas modernizadas e novas unidades cogeradoras que entrarem em operação entre 2007 e 2016, excluindo o critério de capacidade como havia anteriormente;
- A eletricidade gerada para consumo próprio também se torna elegível ao bônus de custo evitado de construção de novas redes, em combinação com a energia exportada para a rede.

O país reconhece o potencial estratégico da cogeração e garante ainda outros benefícios para quem investe na solução:

- Redução da Ecotax (imposto sobre os combustíveis fósseis) em até 80%, dependendo do nível de eficiência da planta, para unidades cogeradoras com fator de capacidade acima de 70%¹³;
- A Lei Alemã de Calor Renovável, exige que parte da energia térmica fornecida aos novos prédios venha de fontes renováveis, no entanto, os prédio que tem fornecimento a partir de cogerações de alta eficiência estão isentos desta obrigação (IEA, 2008, p. 7);
- O Código Alemão da Construção Civil determina fatores de redução de uso de energia primária. Para o fornecimento de calor, estes fatores são determinados de acordo com a fonte primária de energia. Para a cogeração o valor padrão é 0,7 e, em contrapartida, para as caldeiras a gás natural é 1,3 e para tecnologias que utilizam eletricidade 3,0;
- A EEG obriga os operadores de rede a dar prioridade em conectar, comprar e distribuir toda a eletricidade gerada por fontes renováveis, além de pagar um preço prêmio pela eletricidade, e isto vale inclusive por centrais cogeradoras que utilizam biogás como insumo energético. A Nova EEG mantém estas condições, aumenta o preço prêmio da eletricidade (ver Tabela 07), e cria

¹³ Bundesministerium der Justiz, Gesetz zur Neuregelung der Besteuerung von Energieerzeugnissen und zur Änderung des Stromsteuergesetzes (Lei para o novo arrajo fiscal de geração de energia e alteração fiscal de eletricidade.), 2006.

ainda um bônus extra de 3 €/kWh por um período de 20 anos, o qual garante um fluxo de receitas no longo prazo para as unidade cogradoras a biogás.

Tabela 07: Preço bônus de eletricidade garantido para Cogeração a biogás na Alemanha sob a nova EEG. Fonte: Ministério Federal do Meio Ambiente da Alemanha, 2008. Elaboração: IEA, 2008, p. 8.

Capacidade instalada	Valor básico para biomassa	Bônus para Resíduos Rurais e Culturas Energéticas	Bônus para Cogeração a Biogás	Preço Máximo
0 – 150 kW_e	11,67	11,0/9,0	3,0	25,67
150 – 500 kW_e	9,18	9,0	3,0	21,18
500 – 5.000 kW_e	8,25	4,0	3,0	10,79
5.000 – 20.000 kW_e	7,79	0	3,0	10,79

3. Cenário Energético Brasileiro

Neste capítulo serão apresentadas as composições das matrizes energética e elétrica brasileiras por fonte e por região, um resumo do Plano Decenal de Energia 2021, o cenário atual e futuro do gás natural no país, e as legislações em vigor.

3.1. Matriz Energética e Elétrica Brasileira

A Matriz Energética Brasileira se destaca por ter mais de 40% de sua produção, oferta e consumo final provindos de fontes energéticas renováveis (BEN, 2013).

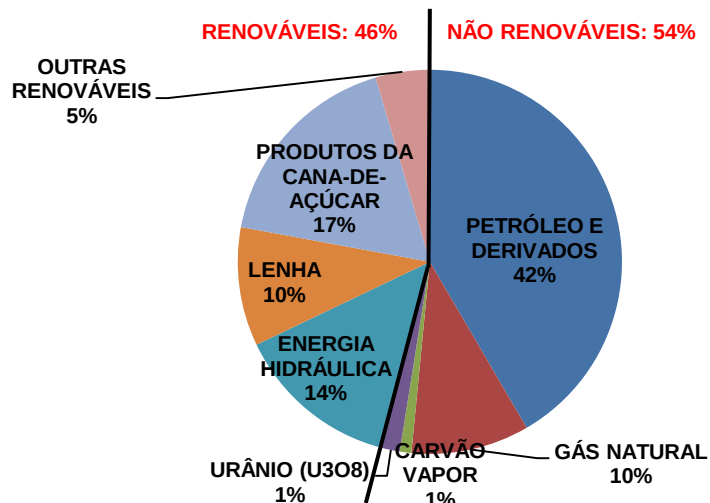


Figura 18: Produção de Energia Primária no Brasil em 2012. Fonte: BEN 2013, p. 19. Elaboração Própria.

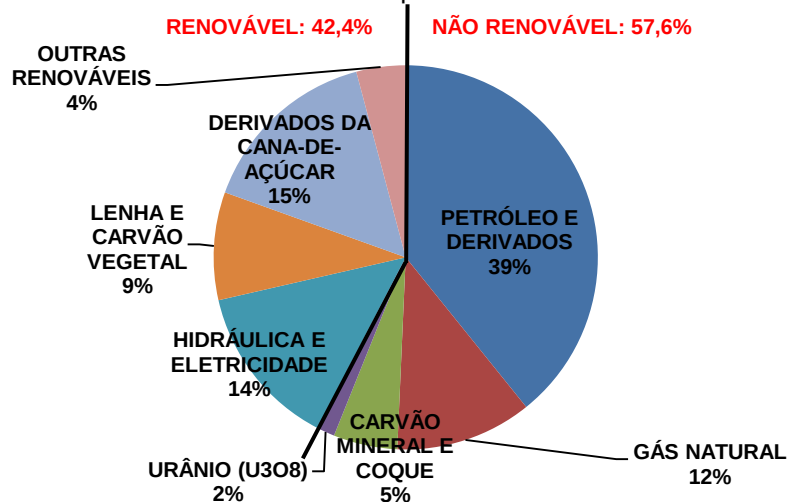


Figura 19: Oferta Interna de Energia no Brasil em 2012. Fonte: BEN 2013, p. 21. Elaboração Própria.

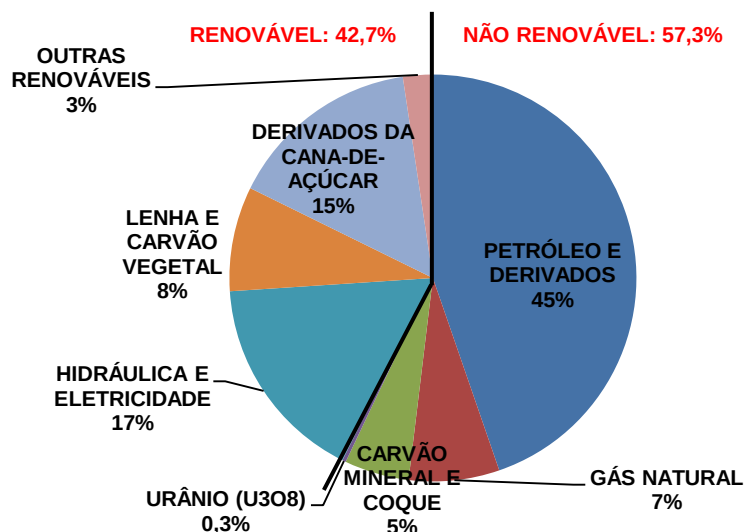


Figura 20: Consumo de Energia por Fonte no Brasil em 2012. Fonte: BEN 2013, p. 23. Elaboração Própria.

Nota-se que dentre as fontes energéticas renováveis, as duas que mais se destacam são a hidráulica, utilizada exclusivamente para a produção de eletricidade, (BEN 2013, p. 46), e os derivados de cana-de-açúcar, com destaque para o álcool etílico utilizado em 94,1% dos casos no setor de transportes (BEN 2013, p. 69), e o bagaço, utilizado em 63% de seu potencial no setor industrial (BEN 2013, p. 50).

Já no caso das fontes energéticas não renováveis, os derivados de petróleo são a maioria absoluta, com destaque para o óleo diesel e a gasolina, aplicados em sua maioria, 82,4% e 100% respectivamente, no setor de transportes (BEN 2013, p. 56 e 60).

A capacidade instalada das usinas de geração elétrica, assim como a geração elétrica ocorrida por fonte em 2012 são ilustradas abaixo na Figura 21. O BEN 2013 destaca que em 2012, a geração elétrica a partir de não renováveis representou 16,7% do total nacional, contra 11,9% no ano anterior. Além disto, houve um acréscimo em torno de 3,8 GW na capacidade instalada de energia elétrica do Brasil, das quais 40% correspondem a centrais térmicas. Por fim, houve aumento de 75,7% no consumo de gás natural destinado à geração de energia elétrica em 2012 ante 2011 (BEN 2013, p. 15-18). Desta forma fica claro que, para obter uma matriz elétrica mais segura, o país terá que investir em energia térmica para assegurar o fornecimento. Neste sentido, as pequenas centrais distribuídas de cogeração a gás

natural podem contribuir para matriz energética por terem um FUE maior que as grandes centrais termelétricas, que no mesmo ano de 2012 apresentaram um rendimento médio de 40,3% (BEN 2013, p. 109).

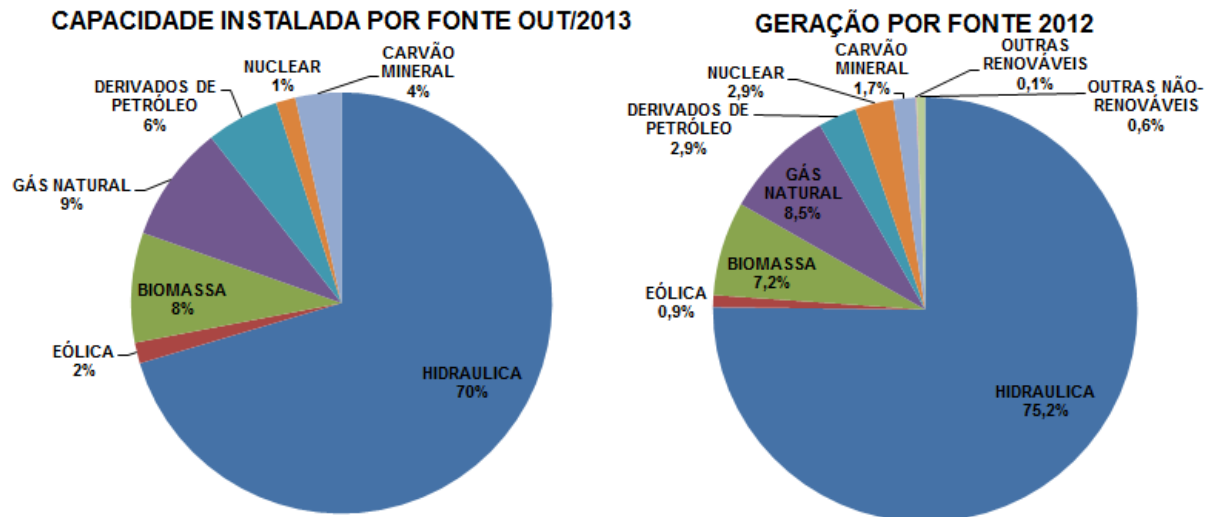


Figura 21: Capacidade Instalada das Usinas por Fonte Outubro de 2013 e Geração Elétrica por Fonte no Brasil em 2012. Fontes: ANEEL, 2013, Disponível em:

<<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/operacaocapacidadebrasil.asp>>, Acesso em 12/10/2013; BEN 2013, p. 109. Elaboração Própria.

As centrais elétricas autoprodutoras, no ano de 2012, foram responsáveis pela geração de aproximadamente 14% de toda eletricidade do país. A biomassa é a principal fonte energética destas centrais com 50,6% do total, seguida pela hidroeletricidade com 26,2%. No entanto, os 23,2% restantes são gerados a partir de fontes energéticas não renováveis, tendo as usinas térmicas um rendimento médio de 43,4% (BEN 2013, p. 110). Este rendimento poderia ser melhorado caso houvesse maior incentivo para inserção de usinas cogeradoras com maior eficiência. Estes dados são ilustrados na Figura 22.

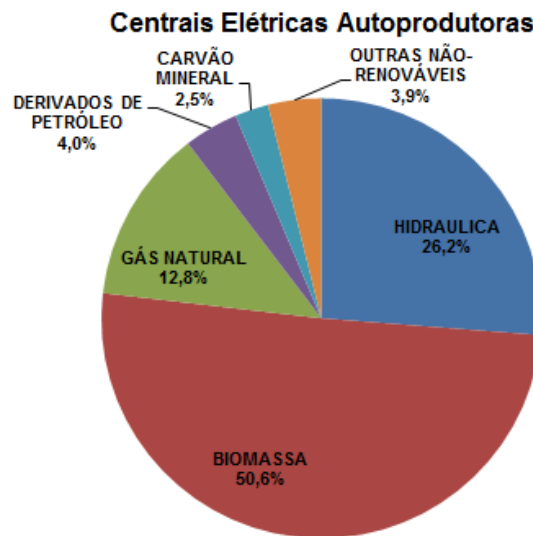


Figura 22: Geração das Centrais Elétricas Autoprodutoras por Fonte em 2012. Fonte: BEN 2013, p. 110. Elaboração Própria.

Na Figura 23, nota-se que os setores industrial, de transporte, energético e residencial, são os setores que mais consomem energia no país, sendo o setor comercial o segundo menor setor. No entanto, quando o assunto é eletricidade, o setor comercial aparece em terceiro lugar como maior consumidor, atrás apenas dos setores industrial e residencial. Além disto, no período de 2003 a 2012, os setores industrial e residencial tiveram um crescimento de, respectivamente, 30,5% e 54,1% no consumo de eletricidade, ao passo que no setor comercial este aumento chegou a 65,3% (BEN 2013, p. 32).

A Tabela 08 ilustra a evolução da matriz energética do setor comercial. É observado o grande crescimento da participação da eletricidade nesta matriz, ao passo que a participação do gás natural vem diminuindo. Este último pode ser utilizado para coqueação, aquecimento de água e ar condicionado. Como os outros insumos que poderiam substituí-lo na coqueação vem mantendo sua porcentagem na matriz, e o óleo combustível que é muito utilizado no aquecimento de água para conforto também vêm perdendo participação, é razoável concluir que a eletricidade vem substituindo estes insumos justamente na geração de energia térmica para banho. A eletricidade é uma energia de difícil obtenção e transmissão, portanto pode ser considerada como uma energia nobre. Seria muito mais conveniente obter água quente para conforto através de um processo de cogeração, que utiliza o rejeito

térmico do processo de geração de energia elétrica e não a eletricidade em si.

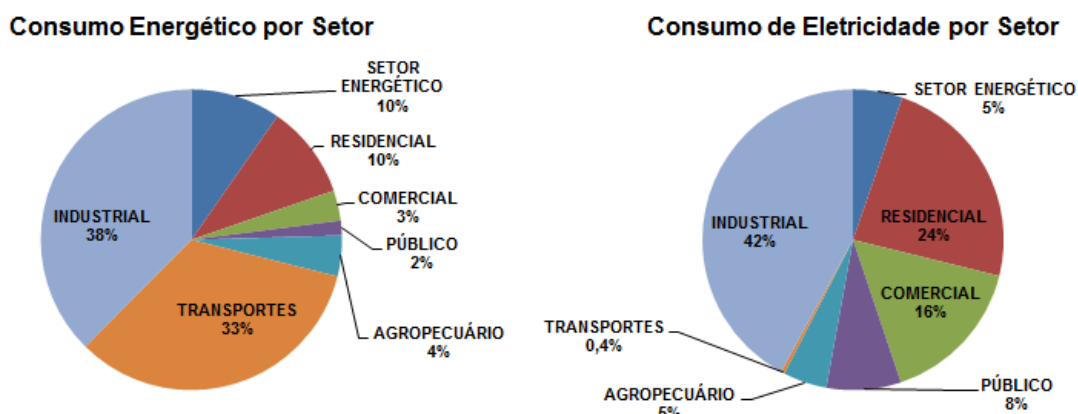


Figura 23: Consumo de Energia e Eletricidade por Setor no Brasil em 2012. Fonte: BEN 2013, p. 27 e 32. Elaboração Própria.

Tabela 08: Evolução da Matriz Elétrica do Setor Comercial (%). Fonte: BEN 2013, p. 76. Elaboração Própria.

FONTES	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Gás Natural	4,1	4,2	4,3	4,7	4,6	2,8	3	3	2,6	2,5
Lenha	1,6	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2
Óleo Combustível	2,6	2,7	2,1	2	2	2	1,9	0,4	0,3	0,3
GLP	5,4	5,5	5,7	5,5	5,1	5	2,1	4,4	4,9	5,7
Eletricidade	83,3	83	84,4	84,3	84,8	86,8	89,6	89,1	89,4	89
Outras	3	3,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,1	1,8	1,4	1,3

A partir das Figuras 24 e 25 ilustradas abaixo, pode-se notar que a Região Sudeste é a maior importadora de energia elétrica do país, produzindo 37,0% da eletricidade nacional e consumindo 49,1%. Ao mesmo tempo, o maior potencial hidráulico concentra-se na Região Norte (40,4%), o que dificulta e gera grandes perdas para fazer a transmissão desta energia até o centro de carga (Região Sudeste). No entanto, as maiores reservas comprovadas de gás natural encontram-se na Região Sudeste (76%), o que facilita o escoamento do insumo energético e favorece a geração de eletricidade junto ao centro de carga de maneira mais eficiência e sem perdas de transmissão.

Produção de Energia Elétrica Consumo de Energia Elétrica

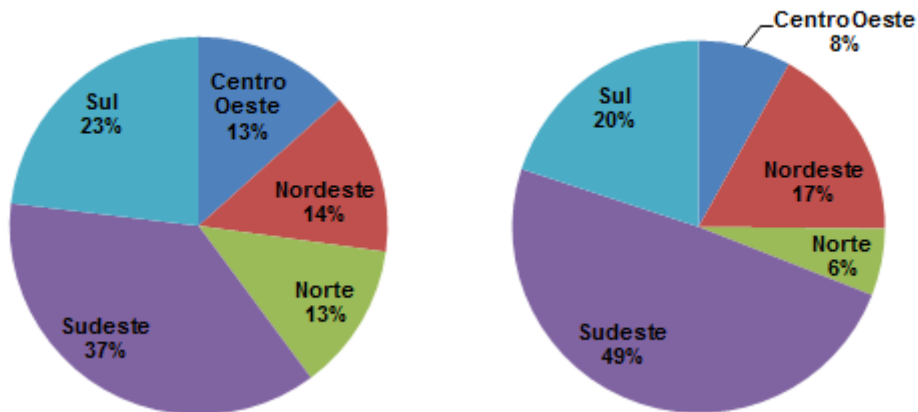


Figura 24: Produção e Consumo de Energia Elétrica por Região em 2013. Fonte: ANEEL, 2013, Disponível em:

<http://relatorios.aneel.gov.br/_layouts/xlviewer.aspx?id=/RelatoriosSAS/RelSAMPRegiao.xlsx&Source=http://relatorios.aneel.gov.br/RelatoriosSAS/Forms/AllItems.aspx&DefaultItemOpen=1>, Acesso em 13/10/2013; BEN 2013, p. 145. Elaboração Própria.

Potencial Hidráulico Total Reservas Comprovadas de Gás Natural

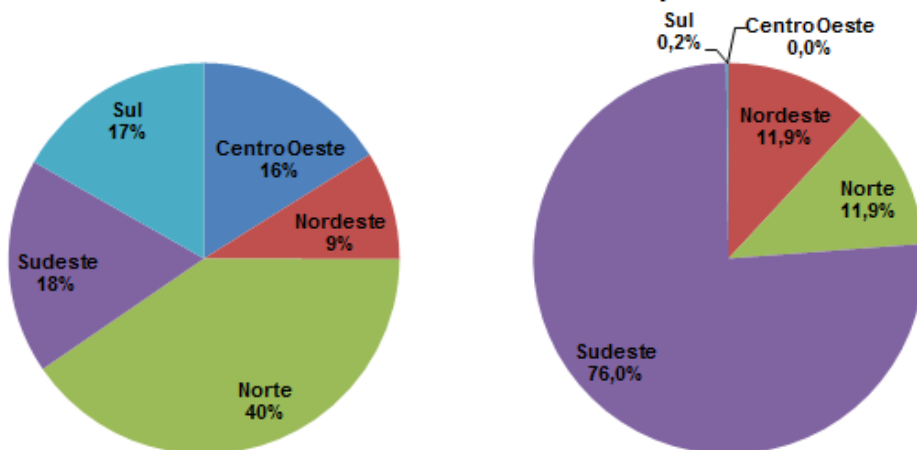


Figura 25: Potencial Hidráulico Total e Reservas Comprovadas de Gás Natural por Região. Fonte: BEN 2013, p. 171. Elaboração Própria.

No período compreendido entre 2008 e os sete primeiros meses de 2013, a produção nacional de gás natural aumentou 29,8%, saltando de 59,16 para 76,81 MMm³/dia. Houve também diminuição de 10,2% no volume de gás natural que é reinjetado nos campos de exploração. Devido à novas restrições ambientais impostas pela ANP, o volume de gás natural queimado nos chamados *flares*, diminuiu em 38,2%. Desta forma, a oferta de gás natural de produção nacional ao mercado aumentou 35% no período, atingindo o volume de 44,74 MMm³/dia em média dos seis primeiros meses de 2013.

Já o volume de gás natural importado, aumentou 54,6% no mesmo período. A participação do gás natural importado na oferta total ao mercado brasileiro chegou a ser menor que a participação do gás natural proveniente de produção nacional nos anos de 2011 e 2012, mas em 2013, impulsionado pela importação média de 15,75 MMm³/dia de GNL, sua participação na oferta voltou a ser maior que o de produção nacional. Excluindo-se o consumo em transporte na importação, o volume de gás natural importado ofertado no mercado brasileiro, aumentou de 29,69 para 46,67 MMm³/dia (36,4%) neste período.

Sendo assim, o volume total de gás natural ofertado no mercado nacional, aumentou em média 5,36% ao ano, saindo de 58,68 MMm³/dia em 2008 para 91,41 MMm³/dia nos sete primeiros meses de 2013. A Figura 26 mostra esta evolução.

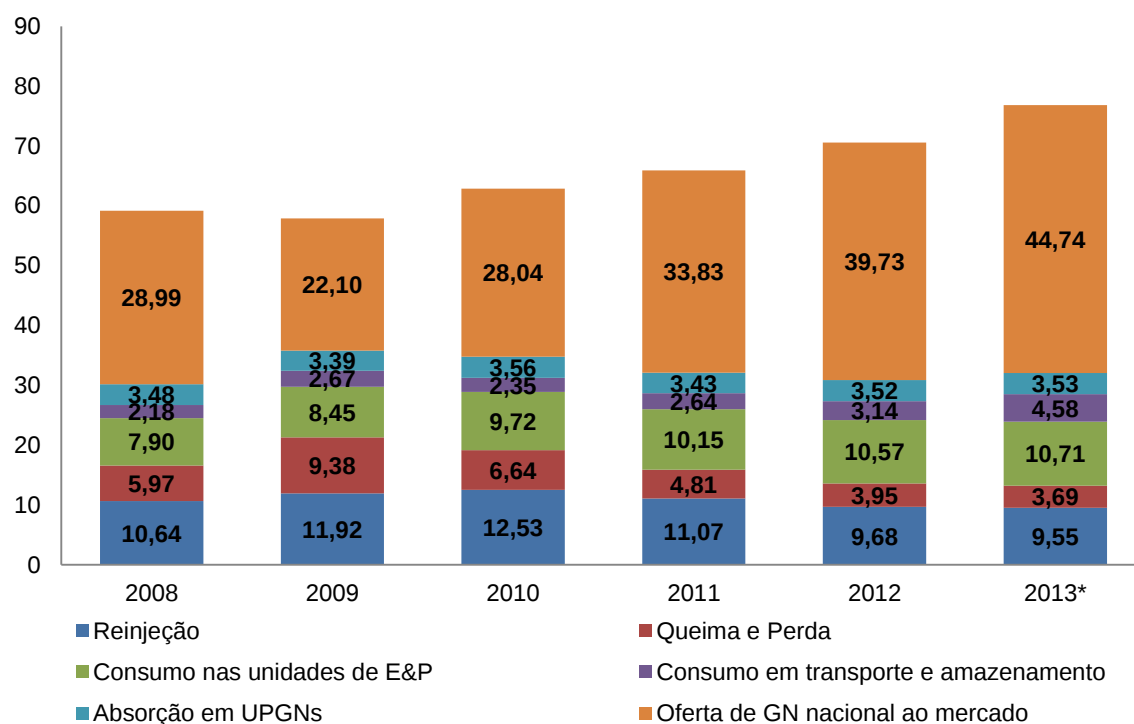
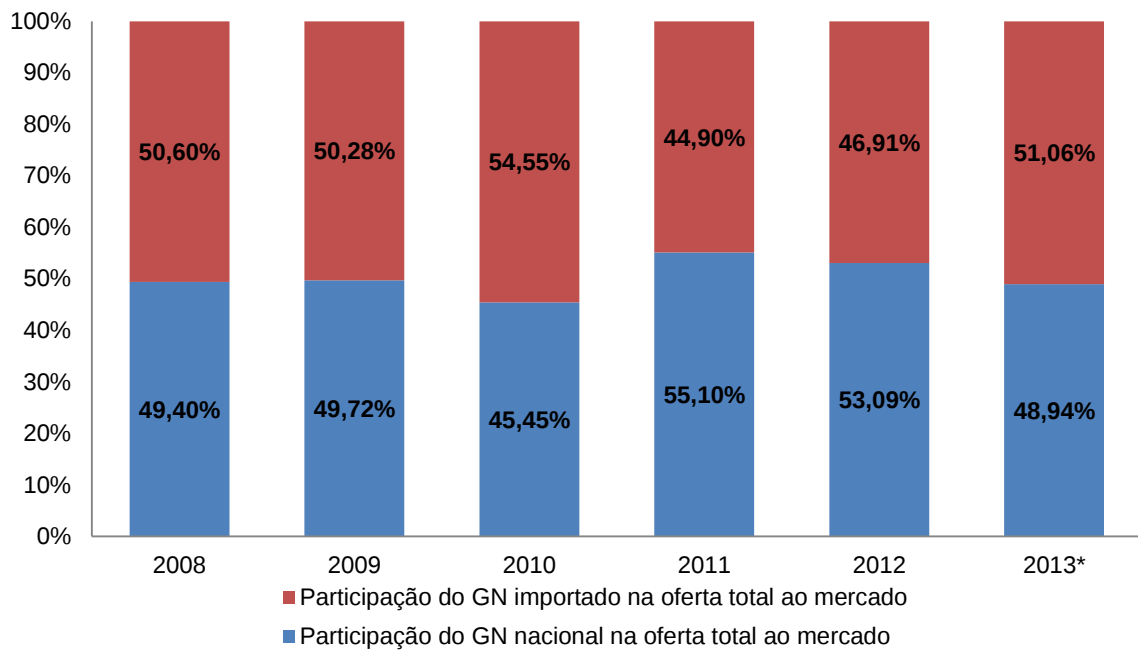


Figura 26: Balanço de Gás Natural no Brasil. Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da indústria de Gás Natural, MME, Ed. nº 77, agosto/2013. Elaboração Própria.



*Média ao longo dos sete primeiros meses de 2013.

Figura 27: Participação do gás natural importado contra gás natural nacional na oferta total ao mercado brasileiro. Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da indústria de Gás Natural, MME, Ed. nº 77, agosto/2013. Elaboração Própria.

Em termos de produção nacional, de janeiro a julho de 2013, dois terços do volume de gás natural foram provenientes de reservas de gás natural associado, ou seja, reservas onde o gás natural é extraído junto ao petróleo. Além disso, praticamente três quartos da produção nacional foi oriunda de reservas “*offshore*”, ou seja, reservas localizadas fora do continente.

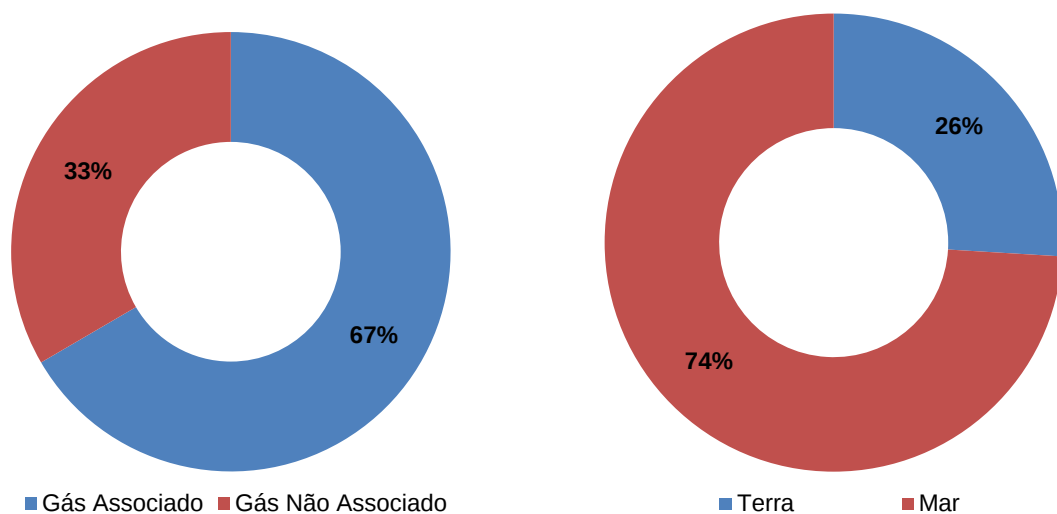


Figura 28: Produção de gás natural nacional: participação de gás natural associado e não associado, e de origem continental ou marítima. Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da indústria de Gás Natural, MME, Ed. nº 77, agosto/2013. Elaboração Própria.

Dentre os cinco estados com maior produção de gás natural, três são do sudeste, com destaque para o Rio de Janeiro com 35% e Espírito Santo com 16%, os dois maiores produtores nacionais. Adicionando-se a produção paulista, a região é responsável por 62% da produção nacional.

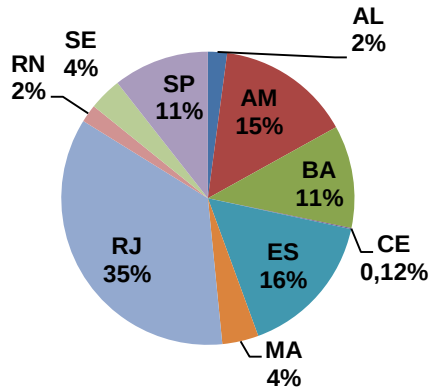


Figura 29: Produção de gás natural nacional: participação por estado da união. Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da indústria de Gás Natural, MME, Ed. nº 77, agosto/2013. Elaboração Própria.

Os dez maiores campos de maior produção de gás natural em julho de 2013 foram responsáveis por 60% da produção nacional. Dente estes, sete eram predominantemente de gás associado, representando 64% desta produção. O estado do Rio de Janeiro foi responsável por pouco mais de 26% da produção destes campos, e a região sudeste por 53,4%.

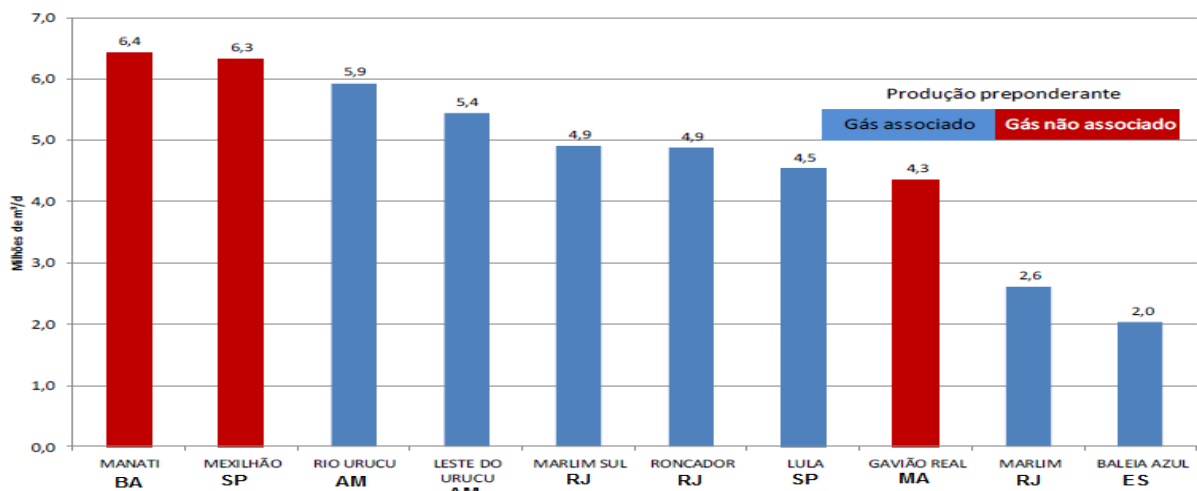


Figura 30: Dez campos com maior produção de gás natural em julho de 2013 e suas localizações. Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da indústria de Gás Natural, MME, Ed. nº 77, agosto/2013. Elaboração MME.

Do total do volume de gás natural produzido em julho de 2013, 99% está concentrado em dez concessionárias, sendo a Petrobrás responsável por 85% deste total. OGX Maranhão e Queiroz Galvão aparecem com 4% cada, e BG Brasil e Petra Parnaíba com 2% cada. Nota-se que o cenário nacional de produção de gás natural é bastante concentrado nas mãos de poucas empresas, com amplo domínio da petroleira estatal nacional.

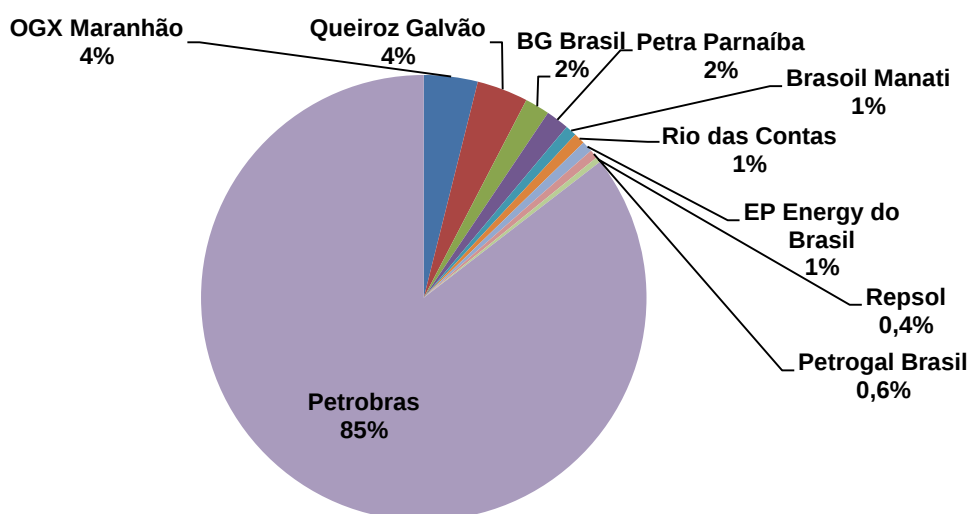


Figura 31: Dez maiores concessionários na produção de gás natural no Brasil em julho de 2013.
 Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da indústria de Gás Natural, MME, Ed. nº 77, agosto/2013. Elaboração Própria.

Os dois segmentos com maior crescimento absoluto e percentual no consumo de gás natural registrado no período compreendido entre 2008 e 2013 (de janeiro a julho) foram o de geração de energia elétrica e industrial, respectivamente, com crescimentos de 176% e 22%. Já o segmento de cogeração registrou o crescimento de 11% ficando, em termos percentuais, atrás ainda dos segmentos residencial (32%) e comercial (20%).

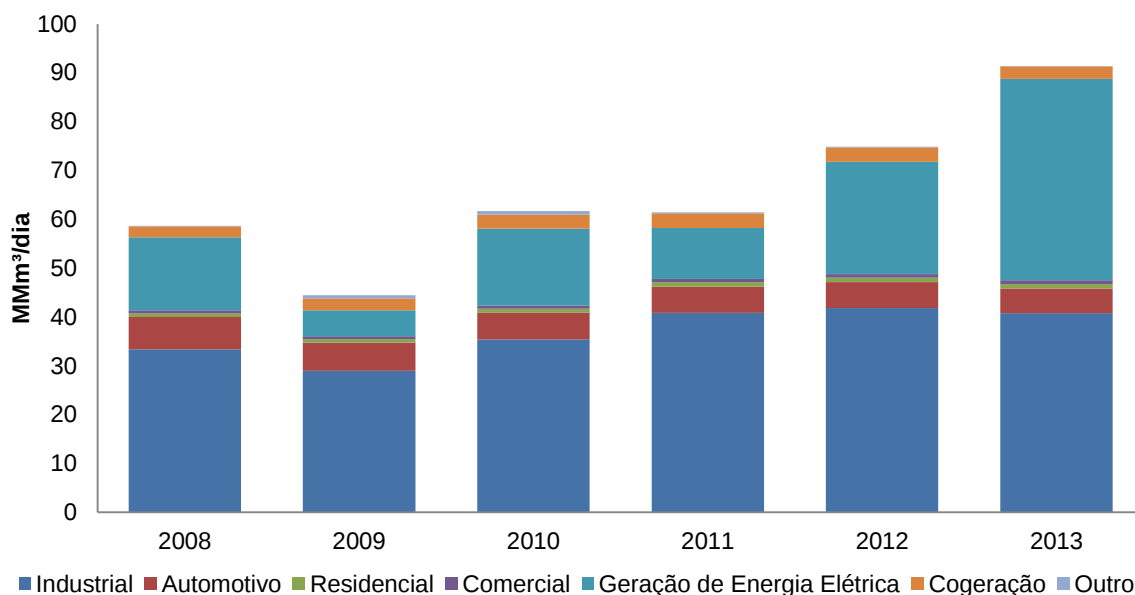


Figura 32: Evolução do consumo de gás natural por segmento. Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da indústria de Gás Natural, MME, Ed. nº 77, agosto/2013. Elaboração Própria.

Em termos de participação na matriz energética, o segmento de cogeração foi responsável por 2,7% do consumo deste insumo no país de janeiro a julho de 2013, contra 45,1% do setor termelétrico no mesmo período. Obviamente, se houvesse um cenário favorável ao crescimento da cogeração, boa parte do gás natural destinado às termelétricas poderia ser deslocado para a cogeração e, por conta do maior FUE da cogeração, seria possível reduzir o consumo e importação de GNL.

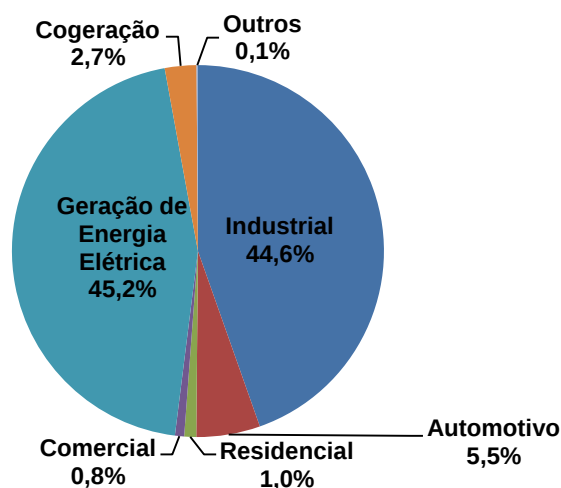


Figura 33: Consumo de gás natural por segmento de janeiro a julho de 2013. Figura 36: Evolução do consumo de gás natural por segmento. Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da indústria de Gás Natural, MME, Ed. nº 77, agosto/2013. Elaboração Própria.

Na Tabela 09 são apresentados os preços do gás natural em julho de 2013:

Tabela 09: Preços do gás natural nacional e importado para as distribuidoras e consumidores industriais. Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da indústria de Gás Natural, MME, Ed. nº 77, agosto/2013. Elaboração MME.

agosto/2013. Elaboração MME.

Preço Petrobras para Distribuidora (Preços isentos de tributos e encargos)				Preço ao Consumidor Industrial por Faixa (em US\$/MMBTU c/ impostos)			
Região	Contratos	Preço (US\$/MMBTU)		2.000 m³/dia	20.000 m³/dia	50.000 m³/dia	
		sem desconto	com desconto				
Nordeste	Gás Nacional	12,1825	8,2841	15,5731	14,9969	14,6057	
Sudeste	Gás Nacional	11,8730	8,0737	19,1422	15,5973	14,9593	
Região	Contratos	Preço (US\$/MMBTU)			2.000 m³/dia	20.000 m³/dia	50.000 m³/dia
		Commodity	Transporte	Total			
Sudeste	Gás Importado	8,2240	1,7814	10,0054	19,1422	15,5973	14,9593
Sul	Gás Importado	8,2339	1,7908	10,0247	18,0639	16,3692	16,0178
Centro Oeste	Gás Importado	9,4623	1,8247	11,2870	21,4124	18,2508	18,0400

Fonte: MME/SPG/DGN, ago/13.

* Dados originalmente obtidos da Petrobras, Distribuidoras e Banco Central. Médias regionais simples (não ponderadas por volume).

* Os preços ao consumidor final do segmento industrial foram calculados pelo MME com base nas informações de preço disponibilizadas nos sites das distribuidoras ou das agências reguladoras estaduais.

* Segundo a Petrobras, a seu exclusivo critério, no mês de julho/13 foi aplicado um desconto provisório de aproximadamente 32,00% sobre os preços contratuais do gás nacional para as distribuidoras das regiões Nordeste e Sudeste, a exceção da GASMIG.]

Dólar de conversão R\$/US\$ (julho/13):	2,2522
---	--------

Nota-se que o preço do gás natural importado é bem próximo ao preço do insumo com produção nacional, mesmo com o desconto concedido pela Petrobrás, nas regiões Sudeste e Nordeste. Adicionando o custo do transporte, se não houvesse desconto para o gás natural nacional, o custo final da importação seria menor.

Em comparação com os preços de gás natural praticados na Europa e Reino Unido, o Sudeste brasileiro se encontra em situação parecida. Já comparado com preços no mercado norte-americano (*Henry Hub*), o gás brasileiro custa mais que o dobro.

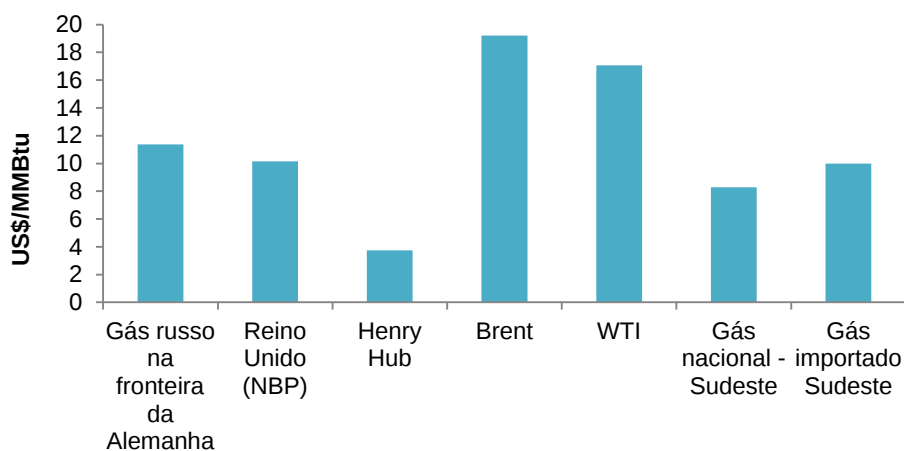


Figura 34: Preços internacionais do gás natural. Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da indústria de Gás Natural, MME, Ed. nº 77, agosto/2013. Elaboração MME.

3.2. O Plano Decenal de Expansão de Energia 2021

Neste item será apresentado um resumo do Plano Decenal de Expansão de Energia 2021 (PDE 2021), no que tange ao consumo de eletricidade, gás natural e também eficiência energética.

O PDE2021 incorpora uma visão integrada da expansão da demanda e da oferta de diversos energéticos no período 2012-2021. Este Plano é o principal instrumento para o planejamento do setor energético nacional, contribuindo para o delineamento das estratégias de desenvolvimento do país a serem traçadas pelo Governo Federal.

Para realizar o processo de previsão de demanda de energia, foi realizado um processo compreendendo as seguintes etapas (PDE 2021, 2012, p. 34):

- (a) Diagnóstico do ano base das projeções, tendo como referência os dados de oferta e demanda de energia do Balanço Energético Nacional 2011 – ano base 2010 (EPE, 2011) e de suas relações com o contexto macroeconômico;
- (b) Avaliação do impacto do cenário macroeconômico sobre o nível de atividade dos setores agropecuário, industrial e de serviços, assim como sobre o perfil de consumo das famílias;
- (c) Avaliação do impacto das premissas setoriais sobre o consumo industrial de energia, com a participação das entidades de classe no apoio à formulação dos cenários setoriais;
- (d) Elaboração da projeção da demanda de energia setorial por tipo de fonte;
- (e) Análise de consistência e consolidação da demanda de energia;
- (f) Elaboração da projeção da matriz energética brasileira, relacionando os principais setores de consumo com as demandas de cada uma das fontes energéticas.

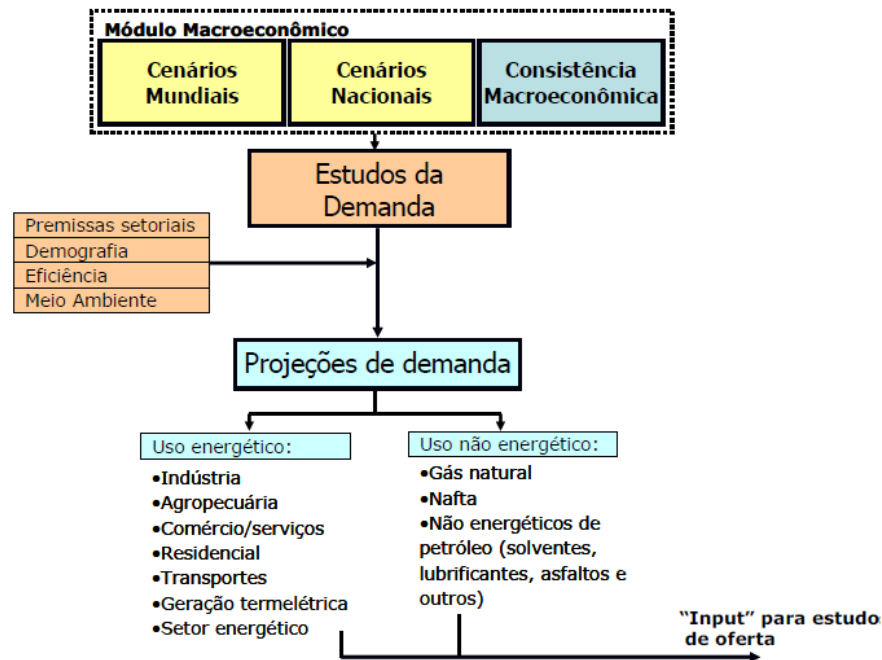


Figura 35: Representação Esquemática do Processo de Projeção da Demanda de Energia do PDE 2021. Fonte: PDE 2021. Elaboração: EPE, 2012, p. 35.

3.2.1. Energia Elétrica

A projeção do consumo de energia elétrica foi realizada de por subsistema elétrico e por classe de consumo (residencial, comercial, industrial, poderes públicos, iluminação pública, rural e consumo próprio), a partir de parâmetros e indicadores típicos do mercado de eletricidade e considerando as premissas demográficas, macroeconômicas, setoriais, de autoprodução e de eficiência energética.

As premissas econômicas e demográficas adotadas no PDE 2021 resultaram em um crescimento de aproximadamente 52% no consumo *per capita* de eletricidade no período 2011-2021, concomitantemente a uma pequena elevação da intensidade elétrica da economia. A elasticidade-renda média do consumo de eletricidade, no período decenal, é pouco superior a 1 e a intensidade elétrica da economia aumenta ligeiramente. Isto resulta da revisão da autoprodução no setor energético. Porém, no segundo quinquênio, já se observa elasticidade média menor do que à unidade e intensidade elétrica declinante. A Tabela 10 mostra estes valores:

Tabela 10: Brasil: Elasticidade-renda do consumo de energia elétrica. Fonte: PDE 2021, 2012, p. 39.
Elaboração Própria.

Ano	Consumo (TWh)	PIB (10 ⁹ R\$[2010])	Intensidade (kWh/R\$[2010])
2012	500,1	3.956	0,126
2016	619	4.717	0,131
2021	773,8	6.021	0,129
Período	Variação (% a.a.)	Variação (% a.a.)	Elasticidade
2011-2016	5,2	4,4	1,18
2016-2021	4,6	5	0,91
2011-2021	4,9	5	1,04

A Tabela 11 apresenta a projeção do consumo nacional de energia elétrica na rede (exclui autoprodução) dividida por classes de consumo. Neste período, a taxa média de crescimento do consumo na rede é de 4,2% ao ano, atingindo 656 TWh em 2021, sendo a classe comercial a que apresenta maior expansão.

Tabela 11: Brasil: Consumo de Eletricidade na Rede por Classe. Fonte: PDE 2021, 2012, p. 39.
Elaboração Própria.

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2012	117.088	192.206	77.388	62.985	449.668
2016	140.053	225.262	96.617	72.609	534.541
2021	173.706	266.546	128.876	86.962	656.090
Período	Variação (% a.a.)				
2011-2016	4,6	4,2	5,6	2,6	4,3
2016-2021	4,4	3,4	5,9	3,7	4,2
2011-2021	4,5	3,8	5,8	3,1	4,2

A análise da projeção do consumo por subsistema elétrico, mostrado na Tabela 12, revela maior crescimento no subsistema Norte, atribuído ao efeito conjugado da instalação de grandes cargas industriais na região e, sobretudo, da interligação do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus, além do sistema Boavista. Retirando-se o efeito da interligação, a taxa média de crescimento do consumo no subsistema Norte no período decenal seria de 4,5% ao ano.

Tabela 12: Brasil: Consumo de eletricidade na rede por subsistema (GWh). Fonte: PDE 2021, 2012, p. 39-40. Elaboração Própria.

Ano	Subsistema						Brasil
	Norte	Nordeste	Sudeste / Centro Oeste	Sul	SIN	Sistemas Isolados	
2012	31.720	62.230	273.074	74.988	442.012	7.656	449.668
2016	47.128	74.843	323.414	87.392	532.777	1.764	534.541
2021	57.725	95.087	394.688	106.333	653.833	2.257	656.090
Período	Variação (% a.a.)						
2011-2016	9,5	4,6	4,3	3,3	4,6	-24,5	4,3
2016-2021	4,1	4,9	4,1	4	4,2	5,1	4,2
2011-2021	6,8	4,7	4,2	3,6	4,4	-11	4,2

Nessas condições, a projeção da carga de energia é apresentada na Tabela 13. A carga de energia cresce à taxa de 4,3% anuais de 2011 a 2021. Ressalta-se que são previstos importantes acréscimos em 2013 e em 2014, potencializados pelas interligações de sistemas isolados, citadas anteriormente.

Tabela 13: Subsistemas e SIN: Carga de Energia Média (MW). Fonte: PDE 2021, 2012, p. 41. Elaboração Própria.

Ano	Subsistema				
	Norte	Nordeste	Sudeste / Centro Oeste	Sul	SIN
2012	4.312	8.726	37.644	10.047	60.729
2016	6.654	10.432	44.319	11.624	73.029
2021	8.050	13.144	53.720	14.007	88.921
Período	Variação (% a.a.)				
2011-2016	10,3	4,4	4,3	3,6	4,7
2016-2021	3,9	4,7	3,9	3,8	4
2011-2021	7,1	4,6	4,1	3,7	4,3

A projeção da carga de demanda para cada subsistema, foi feita a partir da projeção da carga de energia e dos fatores de utilização da carga para, por composição, chegar-se à carga média do SIN. A partir deste PDE 2021, passou a utilizar-se a demanda máxima independente do horário de sua ocorrência, é fato que, nos últimos anos, a demanda máxima em alguns dos subsistemas, nomeadamente no Sudeste/Centro-Oeste e no Sul, vem ocorrendo fora do “horário de ponta”. Como as demandas máximas dos subsistemas não são simultâneas, a demanda máxima resultante da agregação dos subsistemas em um único sistema é geralmente inferior

à soma das demandas máximas individuais. As projeções da carga de demanda obtidas desta forma são apresentadas na Tabela 14.

Tabela 14: Subsistemas e SIN: Carga de Demanda Instantânea Máxima (MW). Fonte: PDE 2021, 2012, p. 42. Elaboração Própria.

Ano	Subsistema						SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste / Centro Oeste	Sul	N/NE	S/SE/CO	
2012	5.046	11.047	48.627	14.642	15.802	62.096	76.809
2016	8.105	13.292	58.333	16.718	20.894	73.660	93.344
2021	9.828	16.747	70.712	20.146	25.944	89.166	113.656
Período	Variação (% a.a.)						
2011-2016	11,3	4,8	5,4	3	6,9	5	5,6
2016-2021	3,9	4,7	3,9	3,8	4,4	3,9	4
2011-2021	7,5	4,8	4,7	3,4	5,6	4,4	4,8

A projeção das perdas de eletricidade para o período baseia-se em valores históricos e na possibilidade de que programas de combate às perdas comerciais (furto, fraude etc.) das concessionárias de distribuição contribuirão para a redução gradual dessas perdas ao longo do horizonte. No curto prazo, o alto nível de perdas dos sistemas isolados poderá causar aumento no índice do subsistema interligado Norte, ao qual o sistema Tucuruí-Macapá-Manaus e o sistema Boavista se interligarão, respectivamente, em julho de 2013 e outubro de 2014. A Tabela 15 apresenta a evolução do índice de perdas considerado em cada subsistema. Há uma ligeira redução do nível de perdas do SIN, passando de 16,9% em 2012 para 16,1% em 2021.

Tabela 15: Subsistemas e SIN: Índices de Perdas de Eletricidade (%). PDE 2021, 2012, p. 41. Elaboração Própria.

Ano	Subsistema				
	Norte	Nordeste	Sudeste / Centro Oeste	Sul	SIN
2012	16,0	18,6	17,2	14,8	16,9
2016	19,1	18,1	16,7	14,2	16,7
2021	18,1	17,4	16,1	13,3	16,1

O planejamento da expansão da oferta de energia elétrica é realizado com base em normas estabelecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE.

Resoluções do Conselho¹⁴ determinam que o custo marginal de operação (CMO) deve ser igual ao custo marginal de expansão (CME) e que o risco máximo de déficit permitido é de 5% em cada subsistema do SIN. O valor adotado para o CME do PDE 2021 foi de R\$ 102/MWh. A metodologia de cálculo utilizada pela EPE incorpora, simultaneamente, as tendências de preço do mercado e a quantidade de energia nova que será ofertada no futuro, discriminadas por ano de entrada e por tipo de fonte.

A principal diretriz para o plano de expansão da oferta de eletricidade foi a priorização da participação das fontes renováveis para atender ao crescimento do consumo no horizonte decenal, tendo em vista o compromisso brasileiro para redução da emissão de gases do efeito estufa, estabelecido na Lei nº 12.187 de 29/12/2009 regulamentado por meio do Decreto nº 7.390 de 09/12/2010.

A expansão das capacidades instaladas do SIN e das regiões que o compõem, são apresentadas na Figura 36, mostrando o cenário em dezembro/2011 e os valores resultantes dos estudos ao final de dezembro/2021. Nota-se a elevação da participação da região Norte na expansão de projetos de geração de energia elétrica, passando de 10%, no início do período, para 24% da capacidade instalada no SIN, em 2021. Em contrapartida, no subsistema com maior consumo (Sudeste/Centro-Oeste) haverá uma redução de 59% para 44% na participação na oferta total do sistema, mesmo com uma expansão prevista de 11.418 MW. A expansão da potência instalada em todas as regiões agregará 65.910 MW ao SIN, representando um acréscimo de 57% na oferta de eletricidade.

¹⁴ CNPE nº 1, de 18 de novembro de 2004, e nº 9, de 28 de julho de 2008.

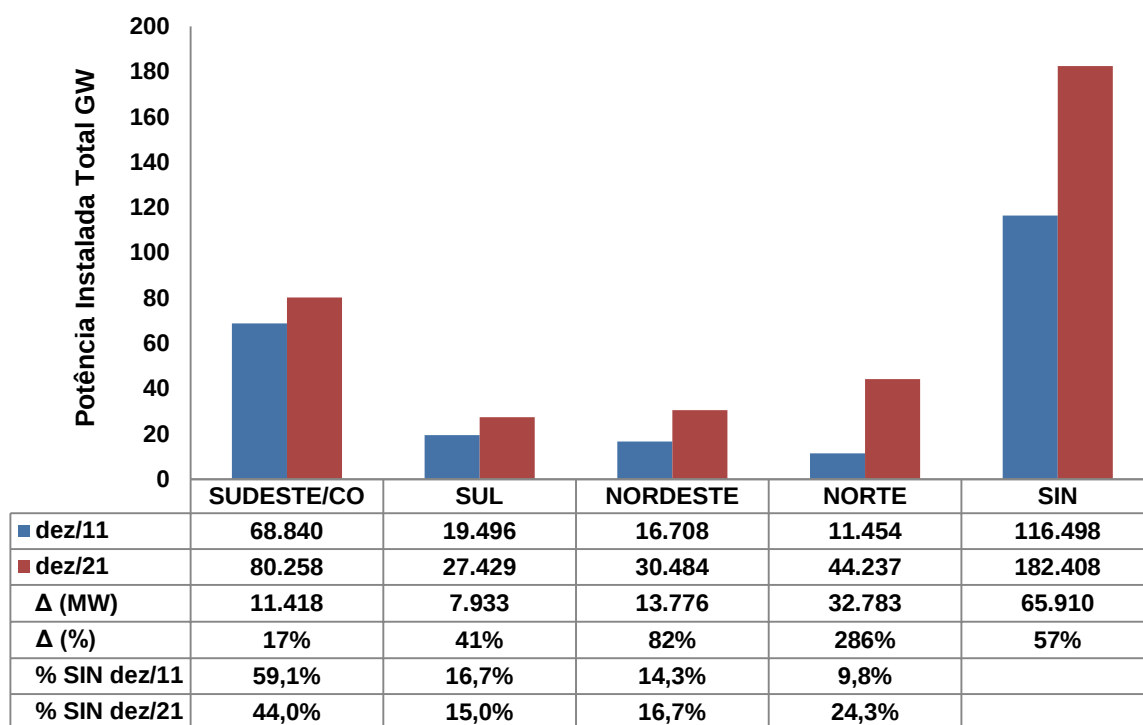


Figura 36: Participação Regional na Capacidade Instalada do SIN. Fonte: PDE 2021, 2012, p. 75. Elaboração Própria.

A Tabela 16 ilustrada abaixo, mostra o cenário da capacidade instalada de geração elétrica em 2011 e em 2021. Nota-se alguns fatores muito positivos, como o aumento de 57% na capacidade instalada das fontes renováveis, mantendo a estrutura de uma matriz elétrica limpa em nosso país, bem como a redução de 19% no montante de importação deste insumo, o que garante uma maior autonomia a nosso país, além da redução de 12% da capacidade instalada de termelétricas a óleo diesel. Contudo, observa-se também, fatores bastante negativos como o aumento de 141% e 82%, respectivamente, na capacidade de usinas termelétricas a óleo combustível e carvão, combustíveis com alta emissão de GEE e material particulado. Além disto, o aumento de 70% na geração nuclear, também pode ser visto como fator negativo, indo na contramão de países como Alemanha e Japão que, após o acidente nuclear em *Fukushima*, desenvolveram planos para diminuir a participação desta fonte em suas matrizes elétricas.

Tabela 16: Capacidade Instalada por Fonte de Geração (MW), e aumento da Capacidade Instalada por Fonte de Geração (%) em 2011 e 2021. Fonte: PDE 2021, 2012, p. 92. Elaboração Própria.

FONTE	2011	2021	Aumento Capacidade Instalada (%)
RENOVÁVEIS	97.317	152.952	57%
HIDRO	77.329	111.723	44%
IMPORTAÇÃO	6.275	5.114	-19%
PCH	4.560	7.098	56%
BIOMASSA	7.750	13.454	74%
EÓLICA	1.403	15.563	1009%
NÃO RENOVÁVEIS	19.181	29.456	54%
URÂNIO	2.007	3.412	70%
GÁS NATURAL	10.209	13.102	28%
CARVÃO	1.765	3.205	82%
ÓLEO COMBUSTÍVEL	3.316	8.002	141%
ÓLEO DIESEL	1.197	1.048	-12%
GÁS DE PROCESSO	687	687	0%
TOTAL	116.498	182.408	57%

Outro ponto de atenção é que, dos pouco mais de 34 GW de hidrelétricas que serão adicionadas ao sistema, a capacidade de armazenamento de energia do SIN irá aumentar apenas 13 GW médios, passando de 285 GW médios para 298 GW médios de capacidade de armazenamento, devido ao fato das novas hidrelétricas serem na maioria do tipo “fio d’água”. Em resumo, a capacidade instalada das hidrelétricas irá aumentar 44% ao passo que sua capacidade de garantir o fornecimento energia firme irá aumentar somente 5%. Isto representa um custo estimado de R\$108,2 bilhões, ou 51% do orçamento total do governo previsto para ampliação da capacidade de geração elétrica (PDE 2021, 2021, p. 103). Estes dados são apresentados na Figura 37:

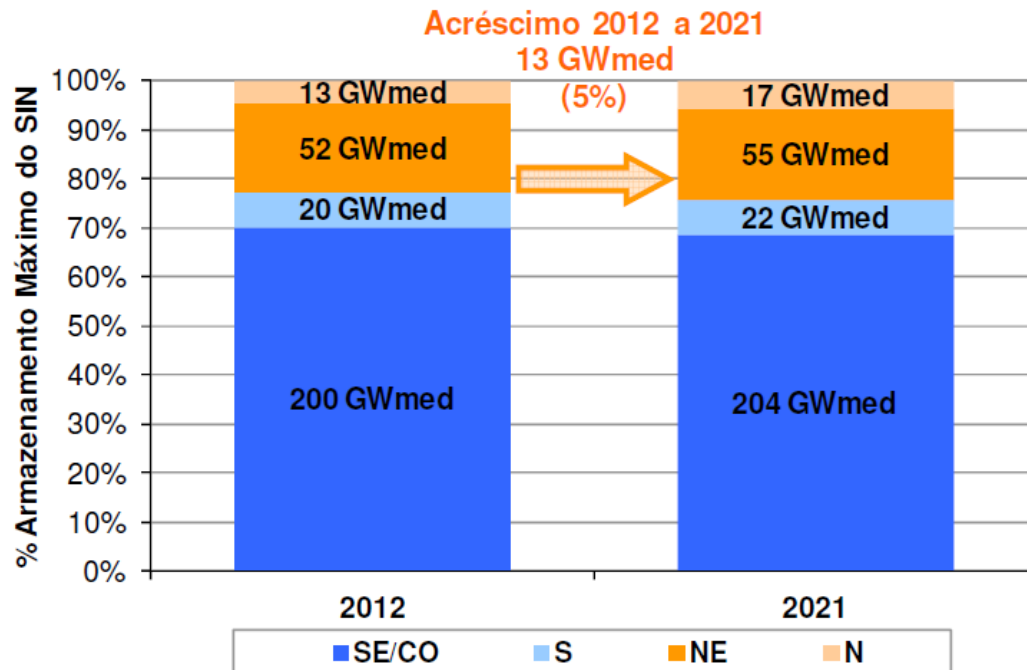


Figura 37: Capacidade de Armazenamento de Energia Hidraulica do SIN (% Armazenamento Máximo). Fonte: PDE 2021, 2012, p. 82. Elaboração: EPE.

Por fim, dos 11.058 MW de capacidade instalada no sistema Sudeste/Centro-Oeste em 2021 (PDE 2021, 2012, p. 116), aproximadamente 50% terão o Custo Variável de Geração (CVU) no intervalo de 50-200 R\$/MWh, conforme mostra a Figura 38:

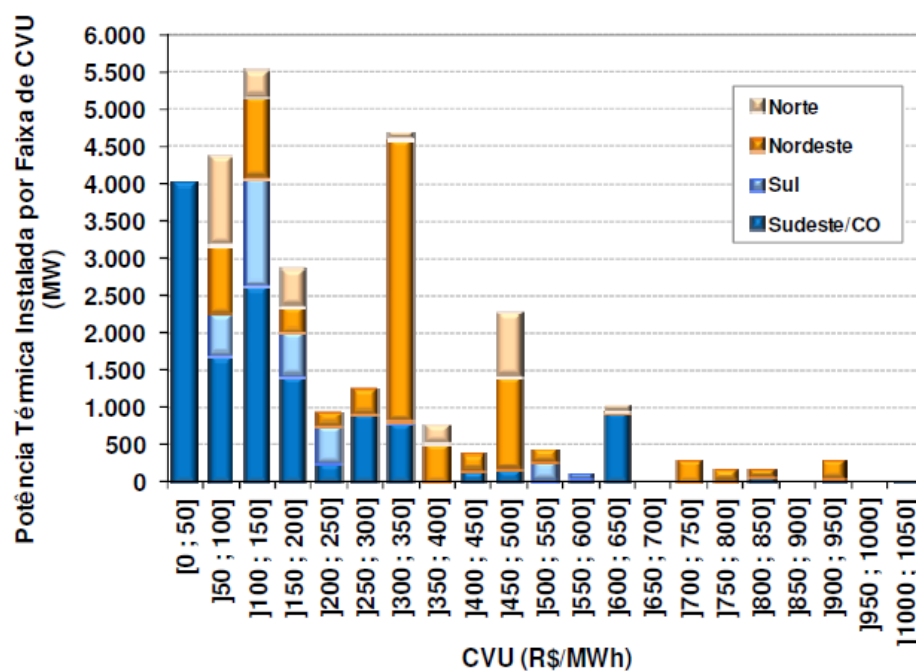


Figura 38: Distribuição do Parque Térmico por Faixa de CVU e por Subsistema (MW). Fonte: PDE 2021, 2012, p. 87. Elaboração: EPE.

3.2.2. Gás Natural

A projeção da demanda de gás natural deste PDE 2021 é resultado da análise de dados obtidos pela EPE junto à Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS), bem como aos consumidores industriais de gás natural. Essa projeção também levou em conta as perspectivas de expansão e a correspondente evolução da malha de gasodutos, restrições de transporte do gás natural, a competitividade na indústria deste insumo frente ao óleo combustível, a preferência do gás natural em processos industriais, tais como fabricação de vidro e de cerâmica, que exigem alto grau de pureza do produto final, assim como no segmento de fertilizantes, onde o gás natural é insumo energético e matéria prima.

Nessas condições, no atual PDE, foi elaborada a projeção do consumo final energético de gás natural, apresentados na Tabela 17¹⁵. Em 2021, estima-se que o consumo final energético de gás natural ultrapasse 65 MMm³/dia.

Tabela 17 – Brasil e Regiões: consumo final energético de gás natural (10³ m³/dia). Fonte: PDE 2021, 2012, p. 44. Elaboração Própria.

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
2012	45	6.832	3.690	30.016	327	40.910
2016	274	8.933	4.971	36.819	864	51.861
2021	447	11.536	6.352	45.974	1.118	65.427
Período		Variação (10³ m³/dia)				
2011-2021	444	5.256	3.039	17.674	877	27.290
Período		Variação (% a.a.)				
2011-2016	146,7	7,3	8,5	5,4	29	6,3
2016-2021	10,3	5,2	5	4,5	5,3	4,8
2011-2021	64,9	6,3	6,7	5	16,6	5,5

Da Tabela 17 pode-se concluir que o maior aumento percentual no consumo final de gás natural se dará na Região Norte, isto porque a base de consumo ainda é pequena. O grande incremento de consumo ocorrerá na Região Sudeste com 17,6 MMm³/dia, ou seja, 64,7% do crescimento do consumo total de gás natural no período de 2011-2021.

¹⁵ Inclui consumo final nos setores industrial, agropecuário, transportes, residencial, comercial e público. Não inclui consumo no setor energético, consumo como matéria-prima, cogeração, consumo *downstream* do sistema Petrobras e consumo termelétrico. Fonte: EPE.

Para o cálculo da demanda total de gás natural (Figura 39), além do consumo final energético (térmico essencialmente), foi soma do seu uso no próprio setor energético, como matéria prima nas refinarias e em unidades de fertilizantes, na cogeração e também na geração de energia elétrica. Este consumo pode variar em função do despacho das usinas termelétricas, do carregamento das unidades de processamento de gás da Petrobras, e ainda do fator de utilização das plantas de fertilizantes. Contudo, a indicação desta demanda total é de suma importância para fins de dimensionamento da infraestrutura de transporte, que deve estar preparada para atender aos momentos de demanda máxima, a exemplo do que ocorre no caso do setor elétrico.

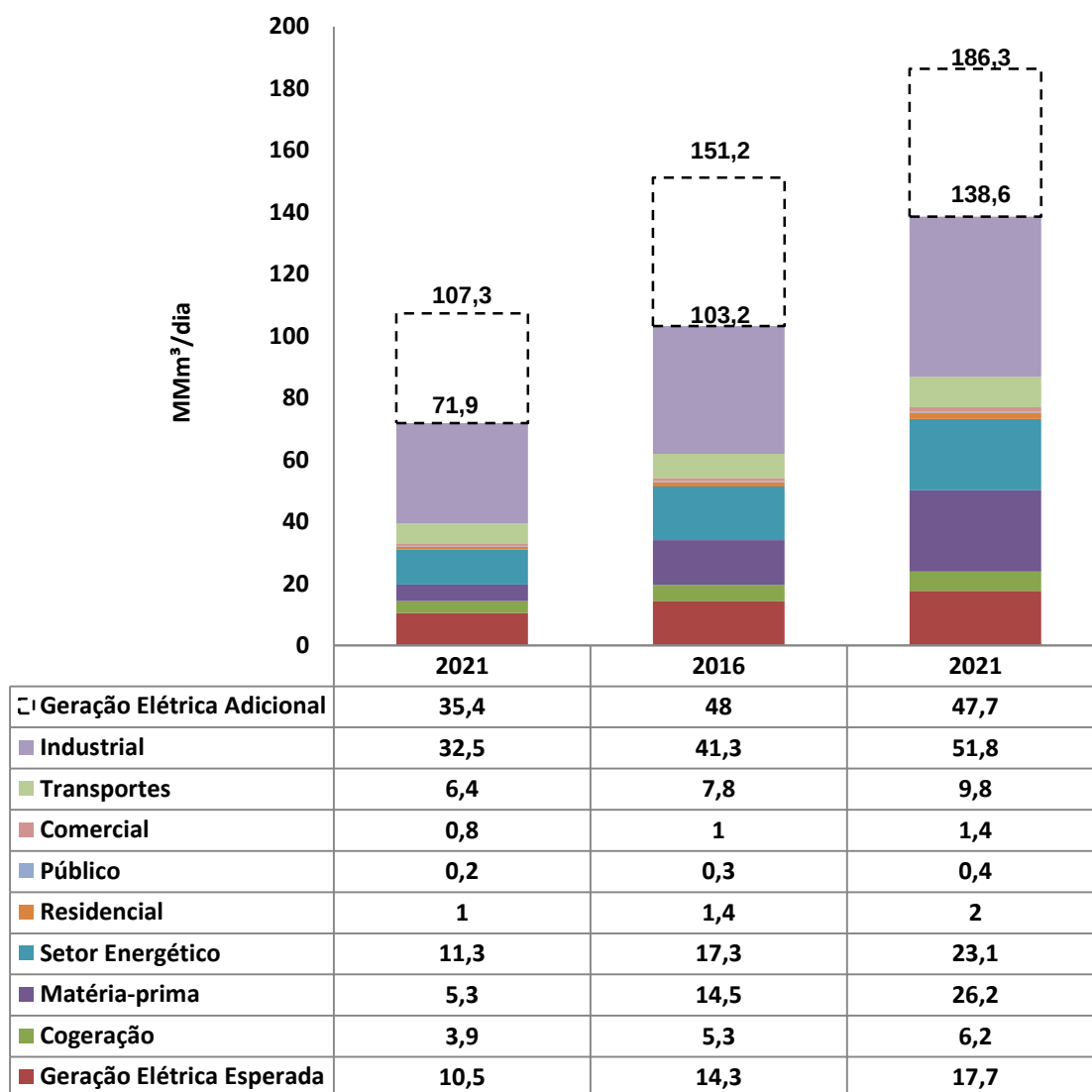


Figura 39: Brasil – Consumo total de gás natural em MMm³/dia. Fonte: PDE 2021, 2012, p. 46. Elaboração Própria.

Nota-se que o consumo de gás natural para cogeração em 2021 é estimado em 6,2 MMm³/dia, ao passo que a geração elétrica esperada a gás natural em termelétricas com menor FUE é quase o triplo, ficando em 17,7 MMm³/dia. Além disto, pode-se ter uma geração elétrica adicional nestas usinas, ficando uma capacidade ociosa de consumo de 47,7 MMm³/dia. Se houvesse grande avanço na cogeração através de usinas de geração distribuída, o Estado poderia diminuir os investimentos em usinas termelétricas com baixo FUE, aumentaria o fator de utilização do sistema, e possivelmente o CMO devido à diminuição do número de usinas ociosas.

As previsões de produção nacional de petróleo e de gás natural, encontram-se estratificadas segundo o grau de incerteza e são apresentadas no PDE 2021 na forma de tabelas e gráficos:

- Produção prevista das Reservas Totais (RT) referidas a 31 de dezembro de 2010, nos campos já em desenvolvimento ou produção;
- Contribuição prevista dos Recursos Contingentes (RC), nas descobertas em estágio de avaliação exploratória em blocos sob contrato de concessão ou de cessão onerosa com a Petrobras;
- Contribuição prevista dos Recursos Não Descobertos (RND-E), em blocos exploratórios sob concessão ou cessão onerosa com a Petrobras, ou em campos sob concessão na área do Pré-Sal Legal;
- Contribuição prevista dos recursos não descobertos e descobertos na área da União (União).

Conforme mostra a Figura 39, apresentada abaixo, a produção nacional de gás natural poderá chegar a aproximadamente 236 MMm³/dia em 2021. Para isto, está previsto, para o período de 2012-2021, que os investimentos para as atividades de E&P no Brasil fiquem entre US\$ 284,6 bilhões e US\$ 309,7 bilhões. Dentro deste montante, considera-se o investimento da Petrobras, previsto ser de US\$ 147,5 bilhões até 2017, conforme seu Plano de Negócios e Gestão 2013-2017¹⁶. Deve-se considerar que também estão implicitamente incluídos neste Plano os investimentos

¹⁶ Disponível em <http://www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/estrategia-corporativa/plano-de-negocios/>. Acesso em 26/10/2013.

associados à Carteira de Projetos do Plano de Aceleração do Crescimento (PAC) do Governo Federal, no que se refere à exploração e ao desenvolvimento da produção em todo território nacional, principalmente nas bacias de Campos e Santos, incluindo descobertas no Pré-Sal.

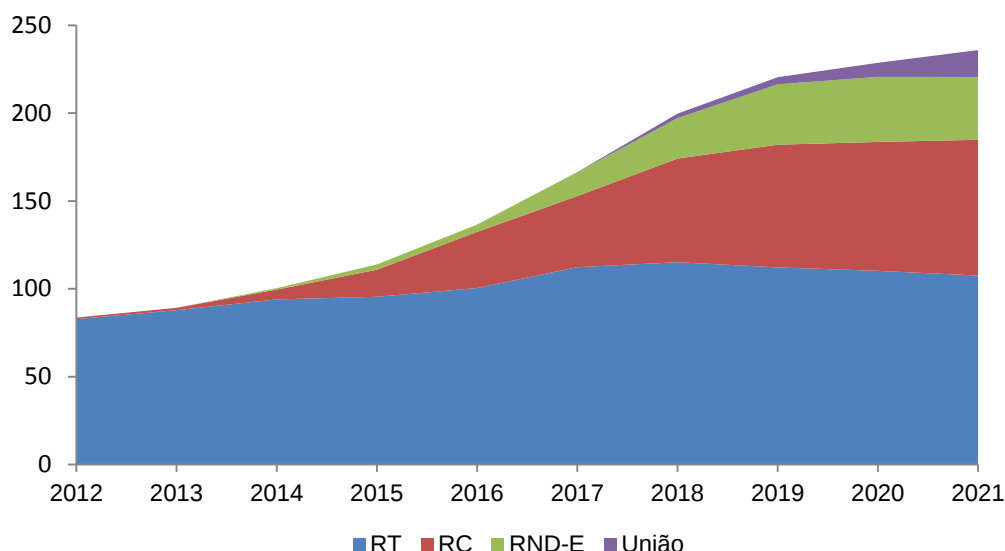


Figura 40: Previsão de produção bruta potencial nacional de gás natural no período de 2012-2021. PDE 2021, 2012, p. 204. Elaboração Própria.

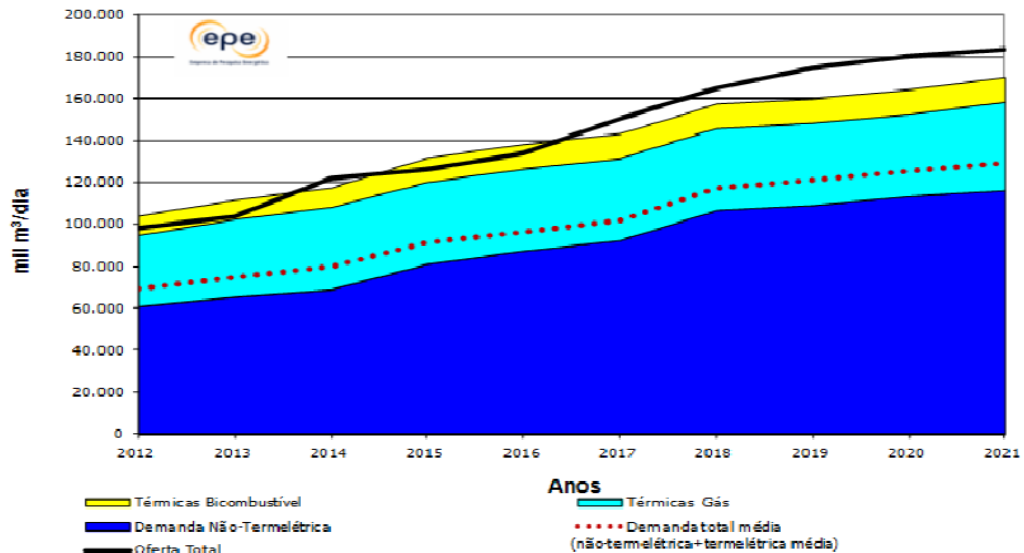
Para chegar-se a oferta de gás natural, o PDE 2021 classificou as fontes da seguinte forma:

- (I) Gás natural de produção nacional;
- (II) Gás natural importado através do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL); e
- (III) GNL importado através dos terminais de regaseificação.

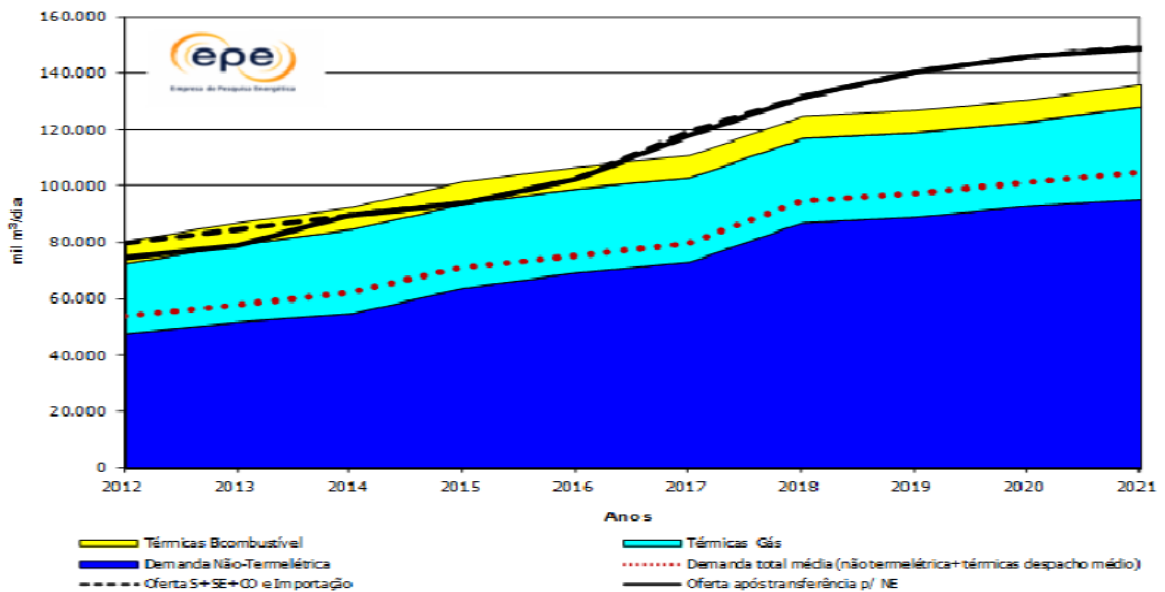
Além disso, da oferta potencial de gás natural foram descontados os volumes de gás das áreas sem infraestrutura de transporte e processamento, e as correções dos volumes de gás disponibilizados nos pontos de oferta.

A Figura 41 mostra o balanço consolidado de gás natural da malha integrada no Brasil, excluindo-se a Região Norte por não estar interligada às demais. Observa-se que a partir de meados de 2016 haverá excedente da oferta de gás natural em relação a demanda total. Em relação a demanda total média, haverá excedente de

aproximadamente 50 MMm³/dia, e mesmo em relação a demanda total máxima, o excedente deverá girar em torno de 10 MMm³/dia.



O mesmo ocorre com o balanço de gás natural nas Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, conforme ilustra a Figura 42. A partir de meados de 2016 há excedente de oferta de gás natural de mais 40 MMm³/dia em relação a demanda total média, e de aproximadamente 10 MMm³/dia comparados a demanda total máxima.



A infraestrutura de transporte deverá ser expandida para acomodar a crescente movimentação do gás natural, desde a fonte produtora, até os mercados consumidores de forma otimizada e confiável. É previsto, para os próximos anos, um elevado montante de investimentos necessários à expansão da infraestrutura do gás natural consistindo de ampliações e construções de novos gasodutos, instalação de terminais de regaseificação de GNL e UPGNs. A Tabela 18 mostra o resumo dos investimentos previstos para estes projetos a partir de 2012.

Tabela 18: Estimativa de investimentos na infraestrutura de gás natural no Brasil de 2012 a 2021. PDE 2021, 2012, p. 271. Elaboração Própria.

Projetos	Bilhões R\$
Gasodutos	1,6
GNL	0,95
UPGN	5,51
Total	8,06

Sobre a estimativa de preços para o gás natural, uma característica deste mercado é que a sua metodologia de precificação apresenta aspectos internacionais e aspectos regionais. No PDE 2021, são apresentadas duas estimativas de preços de gás natural para o período. Inicialmente, é realizada uma estimativa de internalização dos preços do *Henry Hub* no país, através de cálculos de *netback value*¹⁷. Na sequência, é apresentada uma estimativa de preços internos de gás natural a partir da aplicação da hipótese de relação de competitividade de 75% de preços com o óleo combustível de alto teor de enxofre (OC ATE), conforme sinalização da Petrobras para o período.

A Figura 43, a seguir, apresenta as estimativas de preços de gás natural via GNL internalizado, para o Brasil, para o período entre 2012 e 2021. Os preços foram calculados utilizando a metodologia *netback value* e considerando-se a Nigéria como a fonte de GNL. No final do período, o preço atinge o valor de 6,35 US\$/MMBtu.

¹⁷ Netback Value é a diferença entre o valor total de venda de uma cesta de produtos derivados do petróleo e o custo de produção dos mesmos. Fonte: Investopedia. Disponível em <http://www.investopedia.com/terms/n/netback.asp>. Acesso em 27/10/2013.

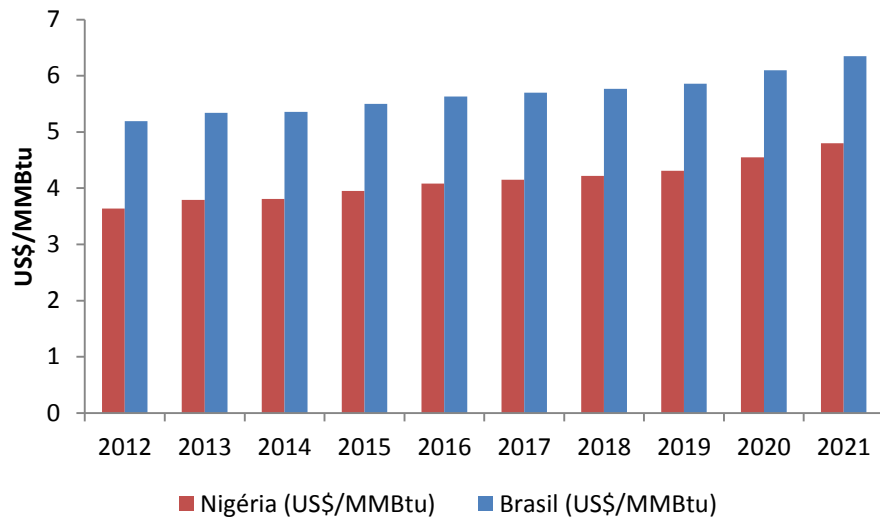


Figura 43: Estimativas de preços de gás natural internalizado via GNL (moeda maio 2011), utilizando metodologia *netback value*. PDE 2021, 2012, p. 252. Elaboração Própria.

A projeção dos preços do óleo combustível de alto teor de enxofre (OC ATE), principal energético substituto do gás natural no mercado brasileiro, foi utilizada para a determinação da relação de competitividade com os preços de gás natural. Para o cálculo em questão, considerou-se uma relação de competitividade de 75% (equivalência energética em US\$/MBtu) entre os preços de gás natural (nos *citygates*) e de OC ATE internalizado (em decorrência de sinalizações da Petrobras), obtendo-se os valores apresentados na Figura 44.

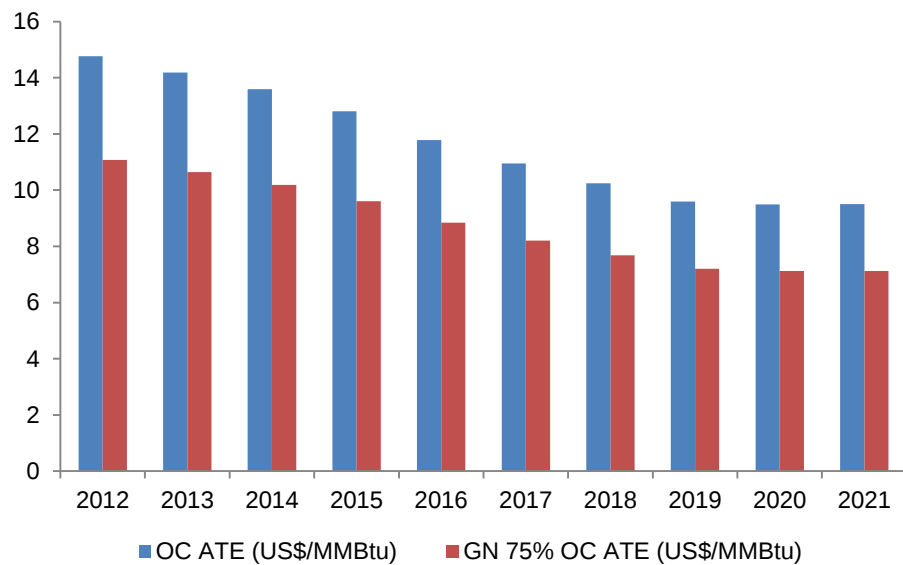


Figura 44: Projeção de Preços do Gás Natural: hipótese de competitividade de 75% (moeda maio 2011). PDE 2021, 2012, p. 254. Elaboração Própria.

3.2.3. Eficiência Energética

A eficiência energética está intrinsecamente considerada nas projeções de demanda de energia do PDE 2021 como parte da metodologia empregada nas projeções do consumo de cada setor.

Eficiência energética é entendida como sendo a relação entre a quantidade de um bem produzido ou serviço realizado e o correspondente montante de energia final utilizada. Os principais indicadores utilizados no PDE 2021 estão resumidos na Tabela 19:

Tabela 19: Indicadores de eficiência energética utilizados no PDE 2021. PDE 2021, 2012, p. 307. Elaboração: EPE.

Indicador	Descrição	Unidade ⁽¹⁾
Consumo final per capita	Consumo final de eletricidade por habitante	kWh/hab
Consumo final por consumidor	Consumo final de eletricidade por consumidor	kWh/cons
Intensidade energética	Consumo final de energia por unidade de PIB	MWh/R\$ ou tep/R\$
Consumo específico	Consumo final de energia por unidade física de produto	MWh/t ou tep/t

Nessas condições, os principais indicadores associados ao consumo total de energia no País utilizados no PDE 2021 são os apresentados na Tabela 20.

Tabela 20: Indicadores de consumo de energia do PDE 2021. PDE 2021, 2012, p. 309. Elaboração: EPE.

Indicador	2012	2021	
	sem conservação	sem conservação	com conservação
Energia total			
Intensidade, tep/10 ³ R\$ [2010]	0,061	0,065	0,060
Consumo per capita, tep/hab	1,230	1,884	1,765
Eletricidade			
Intensidade, kWh/10 ³ R\$ [2010]	127,3	136,5	128,5
Consumo per capita, kWh/hab	2.586	3.987	3.753
Consumo residencial médio mensal, kWh/mês/cons.	159,8	208,7	189,6

Na Tabela 21 é apresentada a evolução do consumo total de energia (eletricidade e combustíveis) adotada no PDE 2021. Por sua vez, as projeções relativas

especificamente ao consumo de eletricidade, incluindo autoprodução, e à parcela de energia conservada, são apresentadas na Tabela 22.

Tabela 21: Brasil: consumo final de energia e eficiência energética (10^3 tep). PDE 2021, 2012, p. 308. Elaboração: EPE.

Consumo	2012	2016	2021
Consumo potencial, sem conservação	239.406	302.830	388.490
Energia conservada	1.163	8.773	24.693
Energia conservada (%)	0,5	2,9	6,4
Consumo final, considerando conservação	238.243	294.057	363.798
Energia conservada por setor			
Setor industrial	733	5.056	13.763
Setor transporte	298	2.762	8.036
Setor comercial	40	222	561
Setor residencial	59	451	1.507
Outros setores	34	282	826

Tabela 22: Brasil: consumo final de eletricidade e eficiência energética (GWh). PDE 2021, 2012, p. 308. Elaboração: EPE.

Consumo	2012	2016	2021
Consumo potencial, sem conservação	503.372	636.856	821.886
Energia conservada	3.249	17.874	48.124
Energia conservada (%)	0,6	2,8	5,9
Consumo final, considerando conservação	500.123	618.982	773.762
Energia conservada por setor			
Setor industrial	1.855	8.106	17.907
Setor transporte	17	103	289
Setor comercial	443	2.381	5.826
Setor residencial	691	5.239	17.517
Outros setores	243	2.045	6.585

Nessas condições, a energia elétrica conservada em 2021, 48 TWh, corresponde à geração de uma usina hidroelétrica com potência instalada de cerca de 10 GW, equivalente a três usinas de Xingó. O volume de combustível poupado nesse mesmo ano, se expresso em barris equivalentes de petróleo, é de cerca de 410 mil barris por dia, ou aproximadamente 20% do consumo de petróleo do Brasil em 2011.

No setor comercial, a eletricidade é a principal forma de energia consumida. Conforme foi mostrado na Tabela 08 deste trabalho, em 2012, correspondeu a cerca de 89% da energia consumida no setor (BEN, 2013). A projeção da demanda

setorial de energia admite a sustentação desta proporção ao longo de todo o horizonte, tendo em vista tratar-se de consumo relacionado à iluminação, refrigeração e força motriz, praticamente cativo da energia elétrica.

As projeções do consumo de eletricidade indicam forte crescimento até 2021. No PDE 2021, A energia conservada foi apresentada foi de 4,3% do consumo projetado para 2021, reduzindo o consumo final em aproximadamente 5,8 TWh neste ano. A Tabela 23 apresenta os resultados obtidos pela EPE.

Tabela 23: Setor comercial: consumo de energia elétrica e eficiência energética. PDE 2021, 2012, p. 314. Elaboração: EPE.

Consumo	2012	2016	2021
Consumo sem conservação (GWh)	77.831	98.998	134.702
Energia conservada (GWh)	443	2.381	5.826
Energia conservada (%)	0,6	2,4	4,3
Consumo com conservação (GWh)	77.388	96.617	128.876
Intensidade elétrica			
Sem conservação [kWh/10³R\$ (2010)]	34,5	37,3	40,1
Com conservação [kWh/10³R\$ (2010)]	34,3	36,4	38,4

O PDE 2021 considera a utilização de outros energéticos, fundamentalmente para usos térmicos. Para cocção, é admitido que parte da lenha tende a ser substituída pelo GLP, e ao final do horizonte, restaria à lenha apenas os usos cativos dessa fonte. Além disto, é considerado que o gás natural promoverá deslocamento do GLP, em decorrência da expansão da malha de distribuição, especialmente em áreas urbanas. A projeção de conservação de energia no setor comercial considerando, além da eletricidade, as demais fontes, é apresentada na Tabela 24.

Tabela 24: Setor comercial: consumo de energia e eficiência energética. PDE 2021, 2012, p. 314-315. Elaboração: EPE.

Consumo	2012	2016	2021
Consumo sem conservação (10³ tep)	7.487	9.444	12.750
Energia conservada (10³ tep)	40	222	561
Energia conservada (%)	0,5	2,4	4,4
Consumo com conservação (10³ tep)	7.447	9.221	12.188
Intensidade elétrica			
Sem conservação [tep/10⁶ R\$ (2010)]	3,3	3,6	3,8
Com conservação [tep/10⁶ R\$ (2010)]	3,3	3,5	3,6

3.3. Legislação do Setor de Energia Elétrica, Gás Natural e Utilidades

3.3.1. Energia Elétrica

Neste tópico serão apresentados os principais agentes governamentais envolvidos na legislação, regulação e operação do setor elétrico, e os tópicos mais importantes de legislação no que tange a autoprodução, comercialização de eletricidade e cogeração.

3.3.1.1. Principais Agentes Governamentais

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética: Define as políticas e diretrizes do setor energético com aprovação do Presidente da República.

MME – Ministério de Minas e Energia: Responsável pelo planejamento e garantia do suprimento de energia. Áreas de geologia, recursos minerais e energéticos; aproveitamento da energia hidráulica; mineração e metalurgia; petróleo, combustível e energia elétrica, incluindo a nuclear.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética: Tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica: É uma autarquia do MME responsável pela regulação e concessão do setor. - A missão da ANEEL é proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico: É o órgão responsável pela supervisão, controle e operação das instalações de geração e transmissão de

energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no mercado de energia brasileiro, efetuando a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo.

3.3.1.2. Legislação: Produção Independente e Autoprodução de Energia, Comercialização de Eletricidade, Cogeração e Geração Distribuída¹⁸

A Seção II da Lei Nº 9.074, de 7 de Julho de 1995¹⁹ define Produtor Independente de Energia, para quem esta energia pode ser vendida e das opções de compra de energia por parte dos consumidores. No texto, fica claro que o Produtor Independente de Energia pode comercializar a energia elétrica produzida as concessionárias de serviço público e aos chamados clientes livres, que no caso necessitam ter carga igual ou maior que 3.000 kW. Além disto, caso haja prévia autorização do concessionário de serviço público, o PIE poderá fornecer a determinado cliente. Em casos de complexos industriais e comerciais, o PIE poderá fornecer energia elétrica a um consumidor ou grupo de consumidores, desde esta energia seja proveniente de processo de cogeração e que haja também fornecimento de vapor. Por fim, consumidores cuja concessionária não consiga atender a necessidade de fornecimento em até 180 dias poderão optar pelo fornecimento através de um PIE. Por esta Lei fica também assegurado o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição aos PIE.

Esta lei é ainda complementada pelo Decreto Nº 2.003, de 10 de Setembro de 1996²⁰ que Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências. Este Decreto define o que é autoprodução e a diferença com a produção independente de energia. Além disto,

¹⁸ O ANEXO A destaca os textos das leis, regulamentos, deliberações, decretos, etc, comentados neste item.

¹⁹ Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9074cons.htm. Acesso em 27/10/2013.

²⁰ Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2003.htm. Acesso em 27/10/2013.

permite comercialização de eletricidade a consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais forneça vapor ou outro insumo oriundo de processo de cogeração, diferentemente da Lei 9.074 de 1.995 que limitava o fornecimento de vapor como insumo oriundo do processo de cogeração. Além disto, reforça o livre acesso dos PIE aos sistemas de transmissão e distribuição, abre a possibilidade de permuta de energia entre dois autoprodutores, desde que consorciados em um mesmo empreendimento, e também de compra de energia elétrica excedente dos autoprodutores por parte das concessionárias de serviço público, desde que haja prévia autorização do órgão regulador e fiscalizador do poder concedente.

A Resolução Normativa ANEEL nº 247 de 21/12/2006²¹ estabelece as condições para a comercialização de energia elétrica, oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas, com unidade ou conjunto de unidades consumidoras cuja carga seja maior ou igual a 500kW e dá outras providências. Esta resolução abre a possibilidade de que consumidores com carga instalada igual ou superior a 500kW, em qualquer segmento horo-sazonal, possam se tornar consumidores livres, desde que a energia elétrica comprada seja oriunda de aproveitamentos de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinados à produção independente ou autoprodução empreendimentos com potência instalada igual ou inferior a 1.000 kW empreendimentos cuja fonte primária de geração seja a biomassa, energia eólica ou solar, de potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição menor ou igual a 30.000 kW. Além disto, garante uma redução de 50% nas Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão e Distribuição. Nota-se que a cogeração a gás natural só se enquadraria, neste caso, no item II do Art. 1º desta resolução, ficando a capacidade da usina limitada a 1.000 kW. Este fato vai em contradição ao que diz a Resolução Normativa ANEEL nº 77 de 18/08/2004²², que prevê o benefício para cogeração qualificada.

²¹ Disponível em: <http://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=103182>. Acesso em 27/10/2013.

²² Disponível em: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=101096>. Acesso em 27/10/2013.

O Decreto Nº 5.163 de 30 de Julho de 2004²³, regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Neste Decreto é definido o que é geração distribuída: empreendimentos com capacidade instalada menor que 30 MW. Além disto, para o caso de termelétricas e unidades cogeradoras as quais não utilizem biomassa ou resíduos de processos como fonte primária de energia, terão de ter FUE mínima de 75%. Outro ponto importante desse decreto é que as concessionárias de distribuição de eletricidade podem contratar até 10% do total de sua energia elétrica através de usinas de geração distribuída. No entanto, um fator limitante é o Valor Anual de Referência, que não leva em consideração os ganhos de escala no custo de geração de energia da geração centralizada, tampouco o custo evitado de investimento em novas centrais geradoras centralizadas e a perda de energia através dos Sistemas de Transmissão e Distribuição de Energia evitados com a geração distribuída.

Como complemento a este decreto, a Resolução Normativa ANEEL nº 167²⁴ de 10/10/2005, esta Resolução esclarece como será o processo de contratação de energia proveniente de geração distribuída, reitera o limite de 10% da energia elétrica contratada total deste tipo de empreendimento, mantém o Valor Anual de Referência (VR) como valor limite do custo de energia, e ainda promove a aplicação total do Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, não levando novamente em consideração que a geração está sendo realizada junto ao centro de carga.

A Resolução Normativa Nº 235 de 14 de Novembro de 2006²⁵, define o que é cogeração qualificada e os índices de eficiência mínimos para obter o título, de acordo com tamanho da unidade cogeradora e do tipo de combustível utilizado.

Um grande passo no avanço da inserção da geração distribuída no Brasil ocorreu no ano de 2012 através da Resolução Normativa Nº 482 de 17 de abril de 2012²⁶. Esta

²³ Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM. Acesso em 27/10/2013.

²⁴ Disponível em: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=102483>. Acesso em 27/10/2013.

²⁵ Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2006235.pdf>. Acesso em 27/10/2013.

²⁶ Disponível em www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf. Acesso em 27/10/2013.

Resolução Normativa Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.

A mesma foi um grande avanço para a geração distribuída no Brasil, conforme dito anteriormente, no entanto ainda possui algumas limitações, tais como:

- Limitação do potencial instalado em 1.000kW, uma vez que o limite para geração distribuída é 30.000kW e existe muitos empreendimentos industriais e comerciais com capacidade muito acima deste limite;
- A criação do sistema de compensação de energia foi um passo na direção da inserção da geração distribuída em nosso país, no entanto, este sistema cria apenas uma espécie de “créditos de energia”, ou seja, não incentiva a unidade autoproductora a sempre prover mais eletricidade ao sistema público de transmissão e distribuição do que consumi-la, uma vez que a energia elétrica cedida ao sistema não será remunerada de fato, e sim abatida de uma conta de consumo;
- Por fim, a unidade autoproductora ainda tem de pagar, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A.

Estes dois últimos fatos vão na contramão do desenvolvimento de um mercado de geração distribuída em si, e apenas beneficiam investidores os quais gostariam de reduzir seus custos com eletricidade, ou desejam ter redundância em seu sistema de fornecimento.

3.3.1.3. Ambiente de Contratação Livre, Ambiente de Contratação Regulado e Novas Regras

Para fins de comercialização de energia elétrica, existem basicamente dois tipos de ambiente de contratação²⁷:

²⁷ Definições de ACL e ACR retiradas do Decreto Nº 5.163 de 30/07/2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM. Acesso em 27/10/2013.

- **Ambiente de Contratação Livre (ACL):** “o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.” Além do valor da eletricidade, o consumidor livre deve pagar TUST ou TUSD dependendo do caso, e pelos impostos. O ACL não será objeto de estudo deste trabalho.
- **Ambiente de Contratação Regulada (ACR):** “o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.” Os consumidores do ACR pagam por uma Tarifa de Energia (TE), determinada pela ANEEL e publicada no Diário Oficial da União (DOU), além de TUST ou TUSD, dependendo do caso, e pelos impostos.

A Resolução Normativa Nº 414 de 09 de Setembro²⁸ de 2010, estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica e cria a seguinte estrutura, segundo classes de tensão:

“Grupo A: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômica e subdividido nos seguintes subgrupos:

- a) subgrupo A1** – tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
- b) subgrupo A2** – tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;
- c) subgrupo A3** – tensão de fornecimento de 69 kV;
- d) subgrupo A3a** – tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;
- e) subgrupo A4** – tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV; e
- f) subgrupo AS** – tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

²⁸ Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012499.pdf>. Acesso em 27/10/2013.

Grupo B: *grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômnia e subdividido nos seguintes subgrupos:*

- a) subgrupo B1 – residencial;*
- b) subgrupo B2 – rural;*
- c) subgrupo B3 – demais classes; e*
- d) subgrupo B4 – Iluminação Pública.*

Iluminação pública: *serviço público que tem por objetivo exclusivo prover de claridade os logradouros públicos, de forma periódica, contínua ou eventual.”*

Vale destacar que praticamente todos grandes consumidores do setor terciário com demanda superior a 300kW estão enquadrados no Grupo A (especialmente A3a e A4)²⁹. Por esta razão, neste trabalho serão focados este grupo.

O Grupo A possui diferentes tipos de modalidades tarifárias, que nada mais são que um conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativas. Estas modalidades ficam são segregadas da seguinte forma:

“a) Tarifa Convencional: *modalidade caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano; e*

b) Tarifa Horossazonal: *modalidade caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com os postos horários, horas de utilização do dia, e os períodos do ano, observando-se:*

- 1. Horário de Ponta:** *período composto por 3 (três) horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão, com exceção feita aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, Corpus Christi, e os seguintes feriados:*

²⁹ Pesquisa de campo, com o levantamento de vários empreendimentos construídos ou em operação, no período de 2011 a 2013 na Região Metropolitana de São Paulo.

Dia e mês	Feriados nacionais	Leis federais
01 de janeiro	Confraternização Universal	10.607, de 19/12/2002
21 de abril	Tiradentes	10.607, de 19/12/2002
01 de maio	Dia do Trabalho	10.607, de 19/12/2002
07 de setembro	Independência	10.607, de 19/12/2002
12 de outubro	Nossa Senhora Aparecida	6.802. de 30/06/1980
02 de novembro	Finados	10.607, de 19/12/2002
15 de novembro	Proclamação da República	10.607, de 19/12/2002
25 de dezembro	Natal	10.607, de 19/12/2002

2. Horário Fora de Ponta: período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta;

3. Período Úmido: período de 5 (cinco) ciclos de faturamento consecutivos, referente aos meses de dezembro de um ano a abril do ano seguinte;

4. Período Seco: período de 7 (sete) ciclos de faturamentos consecutivos, referente aos meses de maio a novembro;

5. Tarifa Azul: modalidade caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, assim como de tarifas diferenciadas de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia; e

6. Tarifa Verde: modalidade caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, assim como de uma única tarifa de demanda de potência.”

Um resumo das modalidades tarifárias para o Grupo A são apresentadas na sequência na Tabela 25:

Tabela 25: Modalidades Tarifárias para o Grupo A. Fonte: ANEEL, 2010. Elaboração Própria.

AZUL	DEMANDA (R\$/kW)		CONSUMO (R\$/kWh)			
	PONTA	FORA DE PONTA	PONTA		FORA DE PONTA	
			ÚMIDO	SECO	ÚMIDO	SECO
VERDE	DEMANDA (R\$/kW)		CONSUMO (R\$/kWh)			
			PONTA		FORA DE PONTA	
			ÚMIDO	SECO	ÚMIDO	SECO
CONVENCIONAL	DEMANDA (R\$/kW)		CONSUMO (R\$/kWh)			

Além disto, para 2014 entra em operação o sistema de bandeiras tarifárias. Com base no incremento do custo da geração de energia elétrica do SIN, será aplicado um sistema de tarifação extra de acordo com três patamares:

- I. **Bandeira Verde:** tarifa conforme deliberação da ANEEL;
- II. **Bandeira Amarela:** acréscimo de R\$ 15 /MWh em relação à bandeira verde;
- III. **Bandeira Vermelha:** acréscimo de R\$ 30 /MWh em relação à bandeira verde.

Este incremento ocorre devido ao aumento do custo de geração de energia elétrica em períodos nos quais os reservatórios hidráulicos estão com o nível de acumulação baixo e as usinas termelétricas tem de ser despachadas. O sinalizador das bandeiras será o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), calculado semanalmente pela CCEE. A base para cálculo do PLD é o CMO, fruto dos modelos matemáticos utilizados pelo ONS para definir a programação da operação do sistema, limitado por um preço mínimo e por um preço máximo, estabelecidos anualmente pela ANEEL³⁰. Quando o PLD estiver abaixo de R\$ 100 /MWh, será decretada Bandeira Verde. PLD entre R\$100 e R\$ 200 /MWh, significa Bandeira Amarela, e acima dos R\$ 200 /MWh, Bandeira Vermelha.

30

Fonte: CCEE. Disponível em: http://www.ccee.org.br/cs/groups/bibpublic_regras/documents/conteudoccee/ccee_076376.pdf. Acesso em 27/10/2013.

A Figura 45 mostra o histórico de preços do PLD para carga Média no sistema Sudeste/Centro-Oeste, desde 30/12/2006 até 08/11/2013. Além disso, a Figura 46 mostra o percentual de Bandeiras Verde, Amarela e Vermelha que teríamos caso a legislação já estivesse em vigor durante este período:

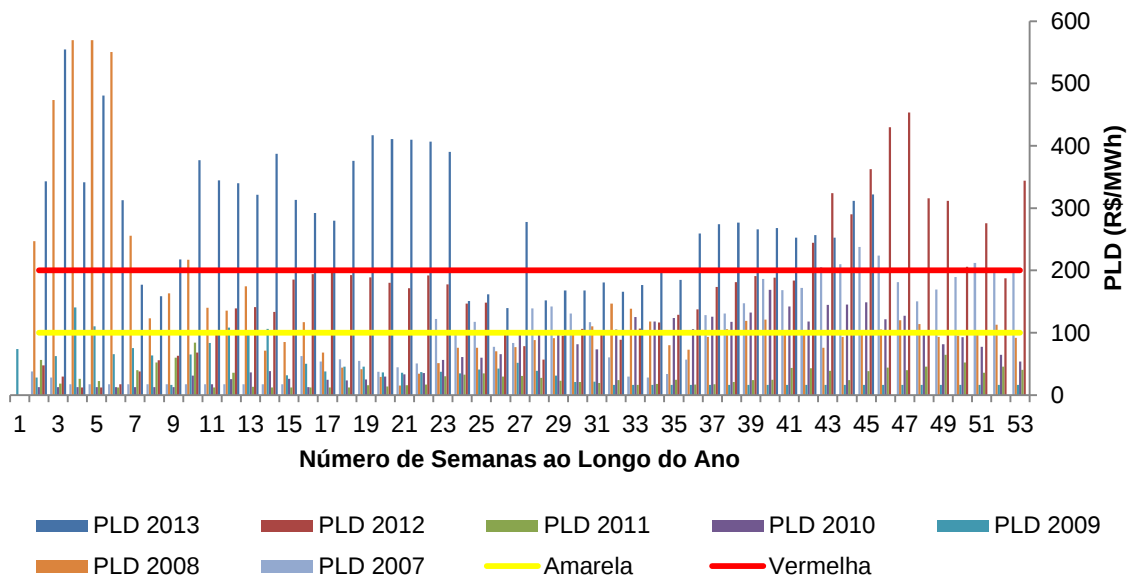


Figura 45: Histórico de preços semanais de PLD para carga Média do Sistema Sudeste/Centro-Oeste desde 30/12/2006 até 08/11/2013. Fonte: CCEE. Elaboração Própria.

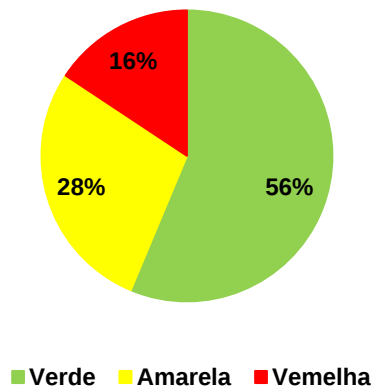


Figura 46: Porcentagem de incidência de bandeiras, caso a regra tivesse sido aplicada de 30/12/2006 até 08/11/2013. Fonte: CCEE. Elaboração Própria.

Na Figura 47 são apresentados os valores de TE e TUSD para os subgrupos A3a e A4 da AES Eletropaulo, concessionária de distribuição de eletricidade na RMSP. Os

valores apresentados são da Resolução Homologatória nº 1.563, de 2 de Julho de 2013³¹ da ANEEL, vigentes na data de 27/10/2013:

MODALIDADE TARIFÁRIA	SUBGRUPOS					
	A3a (30 a 44kV)			A4 (2,3 a 25kV)		
	Tarifa de uso do Sistema de Distribuição (TUSD)		Tarifa de Energia (TE)	Tarifa de uso do Sistema de Distribuição (TUSD)		Tarifa de Energia (TE)
	Demanda (R\$/kW)	Energia (R\$/MWh)	Energia (R\$/kWh)	Demanda (R\$/kW)	Energia (R\$/MWh)	Energia (R\$/MWh)
TARIFA HORÁRIA AZUL						
PONTA	11,27	20,18	231,55	9,15	16,94	231,39
FORA PONTA	6,94	20,18	140,03	5,63	16,94	139,93
ULTRAPASSAGEM DE DEMANDA PONTA	22,53	-	-	18,29	-	-
ULTRAPASSAGEM DE DEMANDA FORA PONTA	13,88	-	-	11,26	-	-
ENERGIA REATIVA EXCEDENTE	-	-	147,24	-	-	147,24
TARIFA HORÁRIA VERDE						
PONTA	7,42	311,08	231,55	5,39	226,78	231,39
FORA PONTA	7,42	21,50	140,03	5,39	16,25	139,93
ULTRAPASSAGEM DE DEMANDA	14,84	-	-	10,78	-	-
ENERGIA REATIVA EXCEDENTE	-	-	147,24	-	-	147,24
TARIFA CONVENCIONAL BINÔMIA						
INTEGRAL	14,88	19,96	147,42	9,65	13,57	147,11
ULTRAPASSAGEM DE DEMANDA	29,76	-	-	19,29	-	-
ENERGIA REATIVA EXCEDENTE	-	-	147,24	-	-	147,24

Tabela 26: Tarifas de Energia e de TUSD para os Subgrupos A3a e A4 da AES Eletropaulo (outubro/2013). Fonte: ANEEL. Elaboração: AES Eletropaulo.

A Figura 46 apresenta o aumento acumulativo no custo da energia elétrica para o Grupo A da AES Eletropaulo desde 2007. Nota-se que houveram aumentos desde 2007 até 2009, e partir de então, até 2013, o preço se manteve estável. Após a Medida Provisória 579³² o custo caiu, chegando a uma queda acumulada de 6,38% para o período em questão.

³¹ Disponível em: <https://www.aeseletropaulo.com.br/poder-publico/prazos-e-tarifas/conteudo/tarifa-de-energia-eletrica>. Acesso em 27/10/2013.

³² Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/mpv/579.htm. Acesso em 27/10/2013.

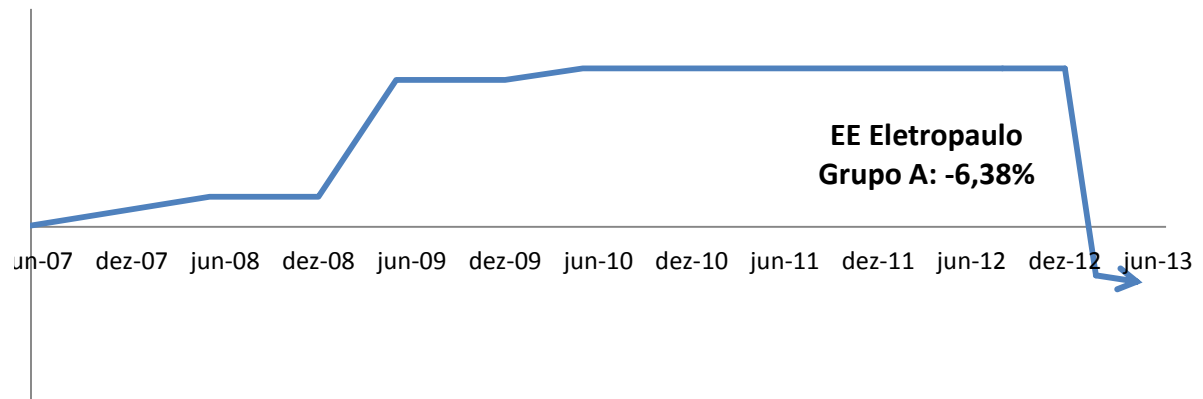


Figura 47: Aumento acumulado das tarifas de energia e TUSD da AES Eletropaulo entre 2007 e 2013. Fonte: ANEEL. Elaboração Própria.

3.3.2. Gás Natural

Neste item serão apresentados os principais agentes governamentais e a estrutura regulatória a nível federal e estadual do mercado de gás natural.

3.3.2.1. Principais Agentes Governamentais

Em comum com o mercado de eletricidade, também são importantes agentes governamentais no mercado de gás natural o CNPE, o MME e a EPE. Além disto, para regulação, contratação e fiscalização deste mercado existem os seguintes agentes:

ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis: Órgão regulador das atividade que integram as indústrias de petróleo, gás natural e de biocombustíveis no Brasil. Vinculada ao MME, é a autarquia federal responsável pela execução da política nacional para o setor, com foco na garantia do abastecimento de combustíveis e na defesa dos interesses dos consumidores³³.

ARSESP – Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo: é uma autarquia de regime especial, vinculada à secretaria de Energia,

³³ Disponível em <http://www.anp.gov.br/?dw=2436>. Acesso em 28/10/2013.

criada com o objetivo de regular, controlar e fiscalizar, no âmbito do Estado, os serviços de gás canalizado e, preservadas as competências e prerrogativas municipais, de saneamento básico de titularidade estadual. A Agência também atua, por meio de delegação da Aneel, na fiscalização das distribuidoras de energia paulistas³⁴.

3.3.2.2. Legislação do Setor de Gás Natural³⁵

A Lei nº 11.909, de 04 de março de 2009³⁶, dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural, e dá outras providências. O Art. 2º desta Lei, estabelece algumas definições, das quais podemos destacar autoprodutor, auto-importador, consumidor livre, dentre outros.

O Capítulo II desta mesma Lei, regulamenta o transporte de gás natural, no que tange a exploração da atividade de transporte de gás natural, da concessão da atividade de transporte de gás natural, do edital de licitação para construção de novas redes de transporte de gás natural, do julgamento da licitação, do contrato de concessão, da autorização para atividade de transporte de gás natural, dos gasodutos de transporte existentes e do acesso de terceiros aos gasodutos e da cessão de capacidade.

Observa-se que, aparentemente, exercer a atividade de transporte de gás natural no país é muito simples. No entanto, é necessário haver um processo licitatório da ANP definindo a malha a ser construída, ou então, buscar autorização da mesma. Isto torna o processo um pouco burocrático e impacta no dinamismo do mesmo. Além disto, fica assegurado o acesso aos dutos de transporte à terceiros, contudo, desde que haja capacidade nos mesmos. O uso de recursos federais para a construção de novos gasodutos poderia ser a forma de se iniciar a expansão da rede de transporte,

³⁴ Disponível : <http://www.arsesp.sp.gov.br/SitePages/quem-somos.aspx>. Acesso em 28/10/2013.

³⁵ O ANEXO B deste trabalho apresenta os textos destacados que são comentados neste item.

³⁶ Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2009/lei/l11909.htm. Acesso em 28/10/2013.

e haveria venda de capacidade aos carregadores. O transporte alternativo (rodo ou ferroviário) poderia ser uma solução para o amadurecimento do mercado, principalmente com as evoluções tecnológicas do GNL (Silvestrin, C. R. *et al*, 2013, p. 47).

O Capítulo III, a Lei 11.909 abre a possibilidade de que consumidores livres, autoprodutores e auto-importadores, caso não possam ser atendidas pela distribuidora estadual e seja de seu interesse, possam investir em redes de distribuição de gás natural. Estas redes serão posteriormente incorporadas ao patrimônio estadual, o investidor será indenizado, e a distribuidora estadual ficará responsável pela operação e manutenção da mesma.

Para regulamentar os “*Capítulos I a VI e VIII da Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural*”, existe o Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010³⁷. Este decreto não será apresentado neste trabalho, pois trata de temas muito específicos, como por exemplo o tempo de exclusividade de utilização dos gasodutos pelas distribuidoras estaduais, etc.

Além disto, existe a Portaria MME nº 472, de 5 de agosto de 2011³⁸, que estabelece as diretrizes para o Processo de Chamada Pública para contratação de capacidade de transporte de gás natural, e dá outras providências, que também não faz parte dos objetivos deste trabalho.

A Resolução ANP nº 51, de 29 de setembro de 2011³⁹, regulamenta o Art. 64 do Decreto nº 7.382, de 02 de dezembro de 2010, o qual estabelece que as sociedades que desejarem atuar como Autoprodutor ou Autoimportador deverão ser previamente

³⁷ Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/Decreto/D7382.htm. Acesso em 29/10/2013.

³⁸ Disponível em: http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2011/Port_472_Chamada_Pxblica_Transporte_de_Gxs.pdf. Acesso em 29/10/2013.

³⁹ Disponível em: [http://nxt.anp.gov.br/nxt/gateway.dll/leg/resolucoes_anp/2011/setembro/ranp%2051%20-%202011.xml?fn=document-frameset.htm\\$?templates\\$3.0](http://nxt.anp.gov.br/nxt/gateway.dll/leg/resolucoes_anp/2011/setembro/ranp%2051%20-%202011.xml?fn=document-frameset.htm$?templates$3.0). Acesso em 29/10/2013.

registradas na ANP, e o consumidor livre terá sua regulamentação variando de acordo com a legislação estadual específica.

A Resolução ANP nº 52, de 29 de setembro de 2011⁴⁰, estabelece os requisitos para obtenção da Autorização para o Exercício da Atividade de Comercialização de Gás Natural, assim como do Registro de Agente Vendedor e de Contratos de Comercialização. A mesma estabelece que qualquer empresa, ou consórcio de empresas, poderá solicitar autorização a ANP para comercialização de gás natural, desde que sejam constituídos sob as leis brasileiras com sede e administração no país. Além disso, exige que os agentes comercializadores de gás natural registrem seus contratos de compra e venda na ANP, explicitando volume, preço, prazo de vigência, dentre outras condições gerais de prestação de serviço e critérios de reajuste de preços.

A nível estadual, em São Paulo, o Decreto nº 43.888, de 10 de março de 1.999⁴¹, dispõe sobre a outorga de concessão para exploração dos serviços de distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo à Companhia de Gás de São Paulo - COMGÁS simultaneamente à sua privatização e dá outras providências.

Além deste, o Decreto nº 43.889, de 10 de março de 1.999⁴², aprova o Regulamento de Concessão e Permissão da Prestação de Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado no Estado de São Paulo. Deste texto destaca-se o capítulo XVI que trata de tarifas, liberando a criação de grupos tarifários de acordo com a necessidade encontrada. Desta forma, fica autorizado a ARSESP (antes CSPE), a fixação das tarifas de distribuição de gás natural canalizado e criação de tarifas específicas para cada segmento, além de aprovar as taxas e encargos relativos a prestação destes serviços.

⁴⁰ Disponível em:

http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/resolucoes_anp/2011/setembro/ranp%2052%20-%202011.xml. Acesso em 29/10/2013.

⁴¹ Disponível em: <http://governo-sp.jusbrasil.com.br/legislacao/168494/decreto-43888-99>. Acesso em 29/10/2013.

⁴² Disponível em: <http://governo-sp.jusbrasil.com.br/legislacao/168493/decreto-43889-99>. Acesso em 29/10/2013.

A Portaria CSPE 26, de 21 de fevereiro de 2.000⁴³, dispõe sobre a reclassificação dos Segmentos de Usuários de Cogeração e Termoelétrica.

Já a Portaria CSPE 139, de 30 de agosto de 2001⁴⁴, dispõe sobre a criação do Segmento de Usuários de Pequena Cogeração. O texto resolve que Pequena Cogeração é a unidade cogeradora cujo consumo médio mensal contratual seja inferior a 500.000 m³ de gás canalizado. A Figura 48 mostra os custos do gás natural mais transporte, assim como a margem de distribuição da Comgás para o segmento de cogeração.

ANEXO 2 – DELIBERAÇÃO ARSESP Nº 421
TARIFAS DE GÁS NATURAL CANALIZADO
Área de Concessão da COMGÁS
 Tabela de Margens Máximas

SEGMENTO COGERAÇÃO

CLASSE	VOLUME m ³ /mês	VARIÁVEL R\$/m ³	
		COGERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DESTINADA AO CONSUMO PRÓPRIO OU À VENDA A CONSUMIDOR FINAL	COGERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DESTINADA À REVENDA A DISTRIBUIDOR
1	Até 5.000,00 m ³	0,372438	0,367292
2	5.000,01 a 50.000,00 m ³	0,292482	0,288441
3	50.000,01 a 100.000,00 m ³	0,251789	0,248310
4	100.000,01 a 500.000,00 m ³	0,191266	0,188623
5	500.000,01 a 2.000.000,00 m ³	0,197716	0,194984
6	2.000.000,01 a 4.000.000,00 m ³	0,178961	0,176488
7	4.000.000,01 a 7.000.000,00 m ³	0,156593	0,154430
8	7.000.000,01 a 10.000.000,00 m ³	0,134223	0,132368
9	> 10.000.000,00 m ³	0,111333	0,109795

Notas:

- 1) Os valores não incluem ICMS
- 2) Ao valor das margens desta tabela, que já incluem os tributos PIS/PASEP e COFINS, deverá ser acrescido o valor do preço do gás (commodity+transporte) referido nas condições abaixo destinados a esses segmentos.
- 3) Gás Natural referido nas seguintes condições:
 Poder Calorífico Superior = 9.400 kcal/m³ (39.348,400 kJ/m³ ou 10,932 kWh/m³)
 Temperatura = 293,15° K (20° C)
 Pressão = 101.325 Pa (1 atm)
- 4) O custo do gás canalizado e do transporte destinados ao Segmento de Cogeração, já considerados os valores dos tributos PIS/PASEP e COFINS incidentes no fornecimento pela Concessionária, vigentes nesta data, é de:
 - a. R\$ 0,861498/m³, nos casos em que o gás canalizado é adquirido como insumo energético utilizado na cogeração de energia elétrica destinada ao consumo próprio ou à venda a consumidor final.
 - b. R\$ 0,849595/m³, nos casos em que o gás canalizado é adquirido como insumo energético utilizado na cogeração de energia elétrica destinada à revenda a distribuidor.
- 5) Os valores obtidos em razão de alterações para mais ou menos dos custos indicados no item 4, serão contabilizados em separado por usuário e a estes repassados, nos termos da Cláusula 11ª do Contrato de Concessão.
- 6) O cálculo do importe deve ser realizado em cascata, ou seja, progressivamente em cada uma das classes de consumo.

Figura 48: Tabela de margens máximas e custo de gás natural e transporte para o segmento de cogeração na área de concessão da Comgás. Fonte: ARSESP, 2013. Elaboração ARSESP.

⁴³ Disponível em:

http://www.cogen.com.br/legislacao/setoreletrico/2000/PO_CSPE_26_21022000.pdf. Acesso em 29/10/2013.

⁴⁴ Disponível em: http://www.cogen.com.br/legislacao/gas/2001/PO_CSPE_139_30082001.pdf. Acesso em 29/10/2013.

Em comparação com a Figura 47, que mostra a evolução das tarifas de energia elétrica do Grupo para a empresa AES Eletropaulo, a Figura 49 mostra a evolução das tarifas de Cogeração para a Companhia de Gás de São Paulo (COMGÁS), no mesmo período, e vemos o oposto do que ocorreu na energia elétrica: o gás natural aumentou quase 80% no período, motivado principalmente pelo aumento do câmbio do dólar norte americano, e dos preços das cestas de óleo (WTI e Brent).

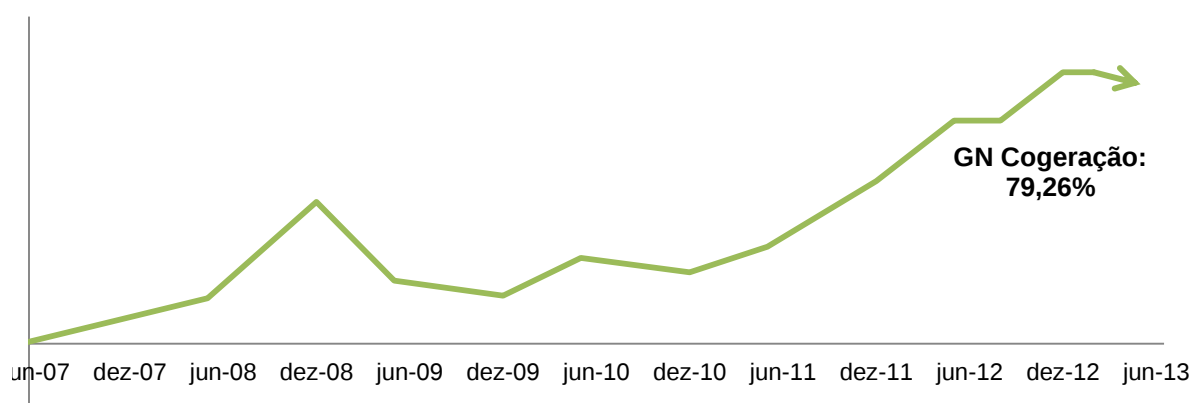


Figura 49: Evolução das Tarifas de Gás Natural para Cogeração na área de Concessão da COMGÁS.
Fonte: ARSESP, 2013. Elaboração Própria.

A Portaria, a qual dispõe sobre as condições gerais de fornecimento de gás canalizado no estado de São Paulo, é a Portaria CSPE 160, de 20 de dezembro de 2001⁴⁵. No entanto, nesta portaria não há muito o que destacar que vá de encontro aos objetivos deste trabalho.

A Deliberação ARSESP nº 230, de 26 de maio de 2011⁴⁶, dispõe sobre as condições para Autorização de COMERCIALIZADOR de gás canalizado no Estado de São Paulo. Esta portaria define o que é mercado livre e mercado regulado, já exclui a possibilidade de usuários comerciais e residenciais de ser usuários livres, garante acesso aos usuários livres a rede de distribuição de gás natural, cria a TUSD para o

⁴⁵ Disponível em: <http://www.arsesp.sp.gov.br/LegislacaoArquivos/lpt01160.pdf>. Acesso em 29/10/2013.

⁴⁶ Disponível em: <http://www.arsesp.sp.gov.br/LegislacaoArquivos/ldl2302011.pdf>. Acesso em 29/10/2013.

gás natural, e além disto, cria a obrigação dos agentes comercializados de colaborar na promoção das políticas de eficiência energética.

Por fim, a Deliberação ARSESP nº 231, de 26 de maio de 2011⁴⁷, dispõe sobre as condições da prestação do serviço de distribuição de gás canalizado a USUÁRIOS LIVRES. Esta deliberação estabelece o mecanismo de aplicação da TUSD para usuários livres, além de estabelecer um consumo mínimo de 300.000 m³/mês de gás natural para estar apto a ser um usuário livre. No entanto, mesmo após mais de dois anos a sua publicação, ainda não há um mercado livre de fato no estado de São Paulo, devido às dificuldades de acesso a malha de transporte, e as poucas garantias que um investidor teria de concorrência leal nos preços do gás natural (possibilidade de dumping Petrobrás).

3.3.3. Utilidades⁴⁸

Neste item, serão apresentados as legislações que tratam do uso do solo urbano, da criação de galeria técnicas e de redes de distribuição de calor e frio.

3.3.3.1. Uso do Solo Urbano

O solo urbano, de acordo com a constituição federal, pertence ao município, excetuando-se as riquezas nele contido. A Lei Orgânica de São Paulo⁴⁹, estabelece que os bens municipais podem receber outorga de uso na forma de autorização, permissão ou concessão. No caso de uso de vias públicas, o instrumento previsto mais comum é a permissão, conforme a lei municipal Lei Nº 13.614, de 2 de julho de 2003⁵⁰:

⁴⁷ Disponível em: <http://www.arsesp.sp.gov.br/LegislacaoArquivos/ldl2312011.pdf>. Acesso em 29/10/2013.

⁴⁸ Com base em Silvestrin, C. R. et al., 2013, 118 p.

⁴⁹ Disponível em: <http://www.nossasaopaulo.org.br/portal/files/LeiOrganica.pdf>. Acesso em 29/10/2013.

⁵⁰ Disponível em: http://avisocgvias.prefeitura.sp.gov.br/Recurso/Legislacao/lei_13614.pdf. Acesso em 29/10/2013.

“(...) fica delegada à Secretaria de Infra-Estrutura Urbana, a competência para outorgar às pessoas jurídicas de direito público e privado permissão de uso, a título precário e oneroso, das vias públicas municipais, incluindo os respectivos subsolo”

Segundo Silvestrin, C. R. *et al.* (2013), existem casos precedentes de uso do subsolo municipal por particulares, e estes são predominantemente outorgados através de permissão, como na interligação de edifícios (Decreto Municipal 35.809, de 16 de janeiro de 1.996⁵¹) e passagens subterrâneas (Decreto municipal 47.510, de 26 de julho de 2.006⁵²). No entanto, estas permissões, conforme a Lei Nº 13.614/2003, são precárias e onerosas, o que é desfavorável a geração distribuída, considerando o investimento elevado nas estruturas de distribuição de calor.

Por outro lado, uma saída encontrada por estruturas de maior vulto, para fins de serviço público, como estacionamentos subterrâneos, têm sido outorgadas através de concessão, como dispõe a Lei 13.688/2003:

“Dispõe sobre concessão de serviço público, (...) para construção de garagens subterrâneas e exploração de serviço de estacionamento de veículos, em áreas situadas nos Distritos da Sé e República, e no Parque Ibirapuera.”

Silvestrin, C. R. *et al.* (2013), conclui que à semelhança deste caso, poderia se ter concessões de áreas para a exploração de produção e distribuição de calor/frio, tendo em vista o interesse público em se ter melhor e mais segura infraestrutura urbana.

3.3.3.2. Galerias Técnicas

Tendo em vista a modernização dos equipamentos urbanos, em mais de uma lei municipal é incentivada a implantação de galerias técnicas pelas operadoras de

⁵¹ Disponível em: <http://www.radarmunicipal.com.br/legislacao/decreto-35809>. Acesso em 29/10/2013.

⁵² Disponível em: <http://www.radarmunicipal.com.br/legislacao/decreto-47510>. Acesso em 29/10/2013.

serviços de interesse público, como distribuição de energia elétrica e gás. O Decreto Municipal nº 44.755 de 18 de maio de 2004⁵³, define galeria técnica como sendo:

“(...) equipamento instalado no subsolo, destinado a abrigar equipamentos de infraestrutura urbana de maneira ordenada, podendo abranger diferentes modalidades de serviços, dependendo de suas características.”

Além disto, a Lei municipal Nº 13.614/2003 prevê a *“(...) implantação de galerias técnicas e obras compartilhadas.”*. Da mesma forma, o Plano Diretor Estratégico considera importante a *“Viabilização das instalações da rede elétrica e de iluminação pública em galerias técnicas no subsolo urbano.”* Por fim, a obrigatoriedade de tornar subterrâneo todo cabeamento no município de São Paulo é dada pela Lei Nº 14.023, de 8 de julho de 2005⁵⁴ e Decreto Nº 47.817, de 26 de outubro 2006⁵⁵, o que demonstra que o poder público é favorável ao estabelecimento de estruturas dessa natureza.

Conclui-se então que a distribuição de calor e frio por galerias técnicas compartilhadas já encontra respaldo no quadro legal municipal, o que favorece a implementação dos distritos de calor e frio.

3.3.3.3. Políticas Públicas de Redes Urbanas de Distribuição de Calor e Frio

Segundo Silvestrin, C. R. et al. (2013), não há previsão legal municipal específica para a construção de redes de distribuição de calor e frio, embora haja os requisitos e legislações básicos para tal. Uma política específica poderia se basear na simples autorização de uso de áreas públicas, ou na concessão de áreas para instalação

⁵³ Disponível em:

http://www.prefeitura.sp.gov.br/cidade/secretarias/habitacao/plantas_on_line/legislacao/index.php?p=12814. Acesso em 29/10/2013.

⁵⁴ Disponível em:

http://www.prefeitura.sp.gov.br/cidade/secretarias/upload/infraestrutura/convias/arquivos/legislacao/lei_14023_2005.pdf. Acesso em 29/10/2013.

⁵⁵ Disponível em:

http://www.prefeitura.sp.gov.br/cidade/secretarias/upload/infraestrutura/convias/arquivos/legislacao/decreto_47817_2006.pdf. Acesso em 29/10/2013.

das plantas geradoras e para a distribuição de calor e frio. A concessão de um serviço público de aquecimento ou resfriamento distrital implicaria em sistemas de regulação e tarifação bastante complexos, e não refletiriam a melhor prática internacional, que busca dar mais liberdade a esses sistemas, tendo em vista a relativa competição com outras formas de aquecimento ou resfriamento, que, por si só, promove a eficiência econômica.

questões de comercialização, os sistemas de ar condicionado dos edifícios de escritórios também não poderão ser alterados⁵⁶.

Tabela 27: Demanda Elétrica e Térmica de Empreendimentos Comerciais Novos na Área em Estudo.
Fonte: Incorporadoras dos Empreendimentos, 2011/2013. Elaboração Própria.

Tipo de Empreendimento	Demanda Elétrica (kW)	Demanda Térmica (TR)	Equipamento de Ar Condicionado	Relação kW/TR do Sistema de Ar Condicionado	Unidades Iguais
Torres Corporativas	3.750	2.200	VRF Elétrico	1,17	5
Torre Corporativa	5.000	2.800	Resfriador de Líquido	0,62	1
Torres Corporativas	3.200	1.600	VRF Elétrico	0,75	2
Torre Corporativa	2.400	640	VRF Elétrico	1,04	1
Torres Corporativas	2.100	1.050	VRF Elétrico	1,04	2
Torre Corporativa	1.500	400	VRF Elétrico	0,85	1
Torre de Escritórios	2.250	1.300	Split	1,35	1
Torre de Escritórios	1.350	360	Split	1,35	1
Torre de Escritórios	640	380	Split	1,35	1
Shopping Center	2.250	1.350	Resfriador de Líquido	1,02	1
Hotel	1.000	630	Resfriador de Líquido	1,41	1
Hotel	380	240	VRF Elétrico	0,85	1
Total	46.120	24.400	-	1,01	18

4.2. Perfis de Cargas Elétricas e Térmicas dos Empreendimentos⁵⁷

⁵⁶ Informação das incorporadoras. Edifícios office são entregues apenas com um ponto para instalação de ar condicionado do tipo Split. A compra e a instalação do equipamento fica a cargo do usuário.

⁵⁷ Com base em Andreos, R., 2013, 151 p.

Neste item serão apresentados os perfis de cargas elétricas e térmicas de cada tipo de empreendimento.

4.2.1. Edifícios Comerciais (Corporativo e Escritórios)

A Tabela 28 mostra os perfis de carga elétrica e térmica médios para um ano de operação de edifícios comerciais:

Tabela 28: Perfil de operação e de cargas elétrica e térmica anual médio de edifícios comerciais. Fonte: Andreos, R., 2013, p. 129-130. Elaboração Própria.

Horas de Funcionamento por Ano		Fator de Carga Elétrico Médio Anual		Fator de Carga Térmico Médio Anual	
Ponta	Fora de Ponta	Ponta	Fora de Ponta	Ponta	Fora de Ponta
792	2.904	0,50	0,60	0,50	0,60

4.2.2. Shopping Centers

A Tabela 29 exibe os dados de perfil de consumo elétrico e térmico de *shopping centers*.

Tabela 29: Perfil de operação e de cargas elétrica e térmica anual médio de *shopping centers*. Fonte: Andreos, R., 2013, p. 91. Elaboração Própria.

Horas de Funcionamento por Ano		Fator de Carga Elétrica Médio Anual		Fator de Carga Térmico Médio Anual	
Ponta	Fora de Ponta	Ponta	Fora de Ponta	Ponta	Fora de Ponta
792	4.608	0,84	0,77	0,79	0,68

4.2.3. Hotéis

A Tabela 30 exibe os dados de perfil de consumo elétrico e térmico, assim como de água quente para conforto em hotéis.

Tabela 30: Perfil de operação e de cargas elétrica e térmica anual médio de hotéis. Fonte: Andreos, R., 2013, p. 112-113. Elaboração Própria.

Horas de Funcionamento por Ano		Fator de Carga Elétrica Médio Anual		Fator de Carga Térmica Médio Anual	
Ponta	Fora de Ponta	Ponta	Fora de Ponta	Ponta	Fora de Ponta
792	7.968	0,67	0,54	0,5	0,5

A água quente consumida para conforto nos hotéis será gerada a partir da queima do gás natural. A estimativa é baseada no número de chuveiros (1 por quarto, sendo 450 quartos) e torneiras (1 torneira aquecida por quarto) e vazão média dos mesmos (12 e 6 l/min respectivamente), que cada usuário toma 1 banho por dia com duração média de 8 minutos, e que utilize a torneira por 15 segundos 10 vezes ao dia, que haverá elevação da temperatura da água de 20°C para 70°C, e que o rendimento dos aquecedores seja de 85%⁵⁸. Além disto, é considerada uma taxa de ocupação média de 70%⁵⁹ durante os 365 dias do ano.

Para o cálculo da quantidade de água quente a ser gerada é utilizada a seguinte equação:

$$V_{\text{água}} = (n_{\text{chuveiros}} \times n_{\text{banhos/dia}} \times \dot{v}_{\text{água/chuveiro}} \times t_{\text{banho}} + n_{\text{torneiras}} \times n_{\text{aberturas/dia}} \times \dot{v}_{\text{água/torneira}} \times t_{\text{abertura}}) \times n_{\text{dias/ano}} \times \%_{\text{ocupação/ano}}$$

Onde:

$V_{\text{água}}$ = volume de água (litros);

$n_{\text{chuveiros}}$ = número de chuveiros (450);

$n_{\text{banhos/dia}}$ = número de banhos por dia por chuveiro (1);

⁵⁸ Informações de projeto cedidas pelas incorporadoras.

⁵⁹ Expectativa das incorporadoras.

$\dot{V}_{\text{água/chuveiro}}$ = vazão de água por chuveiro (12 litros/minuto);

t_{banho} = tempo médio de cada banho (8 min);

$n_{\text{torneiras}}$ = número de torneiras (450);

$n_{\text{aberturas/dia}}$ = número de aberturas por dia por torneira (10);

$\dot{V}_{\text{água/chuveiro}}$ = vazão de água por torneira (6 litros/minuto);

t_{abertura} = tempo médio de cada abertura de torneira (15 segundos ou 0,25 minutos);

$n_{\text{dias/ano}}$ = número de dias de operação por ano (365);

$\%_{\text{ocupação/ano}}$ = ocupação média dos quartos por ano (70%).

Sendo assim:

$$V_{\text{água}} = 12.762.225 \text{ litros}$$

Para o cálculo do calor necessário para aquecer este volume de água, é utilizada a equação:

$$Q = V_{\text{água}} \times c_{p/\text{água}} \times \rho_{\text{água}} \times (t_f - t_i)$$

Onde:

Q = calor necessário para aquecer a demanda de água quente do hotel (kcal);

$V_{\text{água}}$ = volume de água (12.762.225 litros);

$c_{p/\text{água}}$ = calor específico da água da água (1 kcal/kg°C);

$\rho_{\text{água}}$ = densidade da água a 45°C (0,98925 kg/litro);

t_f = temperatura final da água (70°C);

t_i = temperatura inicial da água (20°C).

Desta forma:

$$Q = 631.251.554 \text{ kcal}$$

O volume de gás natural necessário para produzir esta quantidade de calor é então calculado:

$$V_{GN} = \frac{Q}{PCI_{GN} \times \eta_{aquecedor}}$$

Onde:

V_{GN} = volume de gás natural consumido no período de um ano (m^3/ano);

Q = calor necessário para aquecer a demanda de água quente do hotel (631.251.554 kcal);

PCI_{GN} = poder calorífico inferior do gás natural ($8.572 \text{ kcal}/m^3$)⁶⁰;

$\eta_{aquecedor}$ = rendimento térmico do aquecedor a gás natural (85%).

E finalmente:

$$V_{GN} = 86.637 \text{ m}^3/ano$$

4.2.4. Modelagem Matemática da Simulação Operacional

Visto que os diferentes tipos de empreendimentos também possuem cargas instaladas, fatores e horas de operação distintos, para a simulação operacional é preciso chegar-se a fatores de operação comuns, tratando os diversos empreendimentos como uma única central consumidora de energia dentro de um volume de controle.

Desta forma, primeiro foi considerada operação de 24 horas por dia durante os 365 dias do ano (8.670 horas/ano). Foi considerado também que o ano possui 264 dias úteis e, portanto o horário de ponta possui 792 horas/ano. Por fim, o horário fora de ponta tem 7.968 horas/ano. Os fatores de carga médios anuais levando em consideração estas premissas são apresentados na Tabela 31:

⁶⁰ Valores obtidos no laboratório da Comgás no mês de outubro/2013 como média para RMSP. Fonte: Comgás.

Tabela 31: Perfil de operação e de cargas elétrica e térmica anual médio por empreendimento na mesma base horária de operação. Fonte: Andreos, R., 2013. Elaboração Própria.

Empreendimento	Horas de Funcionamento por Ano		Fator de Carga Elétrica Médio Anual		Fator de Carga Térmica Médio Anual	
	Ponta	Fora de Ponta	Ponta	Fora de Ponta	Ponta	Fora de Ponta
Edifícios Comerciais	792	7.968	0,50	0,22	0,50	0,22
Shopping Center	792	7.968	0,84	0,45	0,79	0,39
Hotéis	792	7.968	0,67	0,54	0,50	0,50

É preciso agora considerar o peso de capacidade instalada de cada tipo de empreendimento. Neste ponto, foi descartada as demandas de ar condicionado para os edifícios de escritórios, visto os sistemas não irão mudar e, portanto o consumo da fonte primária de energia dos sistemas (eletricidade) permanecerá igual. Os valores dos fatores de cargas elétrica e térmica considerando os empreendimentos como um único empreendimento são apresentados na Tabela 32:

Tabela 32: Fatores de cargas elétrica e térmica médios anuais considerando todos os empreendimentos comerciais em estudo como apenas um. Fonte: Andreos, R., 2013. Elaboração Própria.

Empreendimento	Demanda de Energia Elétrica (kW)	Demanda de Ar Condicionado (TR)	Fator de Carga Elétrica Médio Anual		Fator de Carga Térmica Médio Anual	
			Ponta	Fora de Ponta	Ponta	Fora de Ponta
Edifícios Comerciais	42.490	20.140*	0,50	0,22	0,50	0,22
Shopping Center	2.250	1.350	0,84	0,45	0,79	0,39
Hotéis	1.380	870	0,67	0,54	0,50	0,50
Total	46.120	22.360	0,52	0,24	0,52	0,24

*Excluindo-se as cargas térmicas dos edifícios de escritórios.

É importante destacar que as variações de consumo de eletricidade e frio que ocorrerão ao longo do tempo não serão consideradas nesta modelagem matemática, o volume de controle será tratado como sendo um volume que consome constantemente energia elétrica e térmica, respeitando os horários de ponta e fora de ponta.

Além disto, só serão apresentados nos comparativos os dados que sofrem alteração de um cenário para outro, por exemplo, o custo de manutenção dos equipamentos de ar condicionado dos edifícios de escritórios não serão incluídos no estudo, visto que serão iguais nos dois cenários.

No final dos estudos, serão realizados cálculos de parâmetros financeiros referentes ao investimento adicional com aquisição e implantação das soluções e a economia operacional. Estes parâmetros são:

a) Valor Presente Líquido (VPL): ferramenta matemático-financeira capaz de determinar o valor presente de pagamentos futuros descontados a uma taxa de juros apropriada, menos o custo do investimento inicial.

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FLC_t}{(1+r)^t} - II_0$$

Onde:

VPL = valor presente líquido (anos);

t = ano em questão (ano);

FLC_t = Fluxo de Caixa Acumulado no ano “t” (R\$);

r = Taxa de desconto (juros anual), (neste trabalho adota-se 6,5%⁶¹);

II_0 = Investimento Inicial (R\$).

b) Payback Simples: é o tempo decorrido entre o investimento inicial e o momento no qual o lucro líquido acumulado se iguala ao valor desse investimento. Não leva em consideração a taxa de juros, nem a inflação do período ou o custo de oportunidade.

$$PBS = \frac{II_0}{FLC}$$

Onde:

⁶¹ Meta mais pessimista do Banco Central do Brasil. Disponível em: <http://www.bcb.gov.br/pt-br/paginas/default.aspx>. Acesso em 06/11/2013.

PBS = Payback Simples (anos);

II_0 = Investimento Inicial (R\$);

FLC = Fluxo de caixa (R\$).

c) Payback Descontado: demonstra o tempo que leva para se ter o retorno do investimento, ou seja, o tempo necessário para o investimento se pagar e começar a dar lucro, levando em consideração o efeito de se trazer o fluxo de caixa a valor presente, descontado pela Taxa Mínima de Atratividade (TMA).

$$PBD = n_{(\text{último } FLCA \text{ negativo})} - \left(\frac{FLCA_{(\text{último negativo})}}{FLCD_{(\text{do "n" seguinte})}} \right)$$

Onde:

PBD = Payback descontado (anos);

FLCA = Fluxo de caixa acumulado (R\$);

FLCD = Fluxo de caixa descontado (R\$);

n = tempo (anos).

d) Taxa Interna de Retorno (TIR): é uma taxa de desconto hipotética que, quando aplicada a um fluxo de caixa, faz com que os valores das despesas, trazidos ao valor presente, seja igual aos valores dos retornos dos investimentos, também trazidos ao valor presente.

$$VPL = 0 = \sum_{t=1}^n \frac{FLC_t}{(1 + TIR)^t} - II_0$$

Onde:

VPL = valor presente líquido (anos);

t = ano em questão (ano);

FLC_t = Fluxo de Caixa Acumulado no ano "t" (R\$);

TIR = Taxa interna de retorno (%);

II_0 = Investimento Inicial (R\$).

4.3. Custos considerados nos estudos

A Tabela 33 abaixo ilustra os custos de aquisição e operação e manutenção dos equipamentos de ar condicionado⁶² envolvidos nos estudos.

Tabela 33: Custos de operação e manutenção anual e investimentos iniciais de equipamentos de ar condicionado. Elaboração própria.

Equipamento	Operação e Manutenção			Investimento Inicial		
	Anual			Instalação (R\$/TR)	Sub- Estação Elétrica (R\$/kW)	Bomba Condensação e Torre (R\$/TR)
	Tratamento Químico (R\$/TR)	Manutenção (R\$/TR)	Equipamento (R\$/TR)			
Resfriador						
Líquido Elétrico	5	115	1.000	1.000	500	450
Resfriador						
Líquido por Absorção	5	69	1.100	1.000	500	500
VRF Elétrico	0	92	3.000	2.600	500	0

A Tabela 34, por sua vez, mostra os custos de operação e manutenção para grupos moto geradores a gás natural e a óleo diesel⁶³.

Tabela 34: Custos de operação e manutenção anual e investimentos iniciais de grupos moto geradores a gás natural e óleo diesel. Elaboração própria.

Equipamento	Operação e Manutenção		Investimento Inicial		
	Anual		Instalação (R\$/kW)	Tanques de Armazenamento e Bombas (R\$/m³)	Dutos de Gás Natural (R\$/MW)
	Manutenção (R\$/kWh)	Equipamento (R\$/kW)			
Gerador Gás Natural	50	800	800	0	16.500
Gerador Óleo Diesel	65	500	800	6.700	0

⁶² Custos obtidos através de fornecedores e operadores de usinas presentes no mercado brasileiro.

⁶³ Idem nota 70.

Além disto, os custos com energia elétrica são dados pela Resolução Homologatória nº 1.563, de 2 de julho de 2013⁶⁴, os custos de gás natural são dados pela Deliberação ARSESP nº 421, de 31 de maio de 2013⁶⁵, e os custos de água e esgoto pela Deliberação ARSESP – 406, de 22 de março de 2013⁶⁶

4.4. Estudo de Caso

Neste item será apresentado o estudo de fato, começando pelo estudo do cenário de referência, passando pela estudo de cogeração. Feito isto será apresentando os resultados comparativos, baseado nas ferramentas matemático-financeiras, e por fim serão propostas soluções para melhorar a viabilidade econômica dos projetos.

4.4.1. Estudo do Cenário de Referência

O estudo de referência nada mais é que o levantamento dos custos envolvidos na operação dos novos empreendimentos descritos na Tabela 27 com os fatores de operação descritos nas Tabelas de 28 a 30.

4.4.1.1. Energia Elétrica

Os custos de energia elétrica foram divididos por tipo de empreendimento, pois os fatores de operação influenciam na escolha de qual classificação horo sazonal o empreendimento será enquadrado. Outro fator levado em consideração no custo da tarifa de energia (TE), foram as bandeiras tarifárias que começam a vigorar no próximo ano. Conforme mostrado na Figura 46, de 2007 até o início de novembro de 2013, o PLD representou 56% bandeira verde (referência), 28% bandeira amarela (acrécimo de R\$15/MWh) e 16% bandeira vermelha (acrécimo de R\$30/MWh). Sendo assim, foi calculado o acréscimo médio para a TE de R\$9/MWh. Estes custos

⁶⁴ Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh20131563.pdf>. Acesso em 03/11/2013.

⁶⁵ Disponível em <http://www.arsesp.sp.gov.br/LegislacaoArquivos/ldl4212013.pdf>. Acesso em 03/11/2013.

⁶⁶ Disponível em <http://www.arsesp.sp.gov.br/LegislacaoArquivos/ldl4352013.pdf>. Acesso em 03/11/2013.

são apresentados nas Tabelas de 35 a 37, e a Tabela 38 apresenta estes custos compilados.

Tabela 35: Custos Anuais de Energia Elétrica para os Edifícios Comerciais. Fonte: ANEEL, 2013. Elaboração Própria.

AES Eletropaulo A3a Verde	Tarifas (TE+TUSD)	Demanda (kW)	Consumo (kWh)	Custo (R\$)
Demanda na Ponta	-	42.490	-	R\$ 0
Demanda Fora de Ponta	7,42	42.490	-	R\$ 3.783.310
Consumo Anual na Ponta	0,55163	-	16.826.040	R\$ 9.281.738
Consumo Anual F. de Ponta	0,17053	-	74.034.576	R\$ 12.625.116
Total Anual	-	-	90.860.616	R\$ 25.690.174
PIS/PASEP/COFINS⁶⁷	3,9%	-	-	-
ICMS	18%	-	-	-
Total Anual (c/ Impostos)	-	-	-	R\$ 32.877.812
Custo Específico (R\$/MWh)	-	-	-	R\$ 362

Tabela 36: Custos Anuais de Energia Elétrica para o *Shopping Center*. Fonte: ANEEL, 2013. Elaboração Própria.

AES Eletropaulo A3a Azul	Tarifas (TE+TUSD)	Demanda (kW)	Consumo (kWh)	Custo (R\$)
Demanda na Ponta	11,27	2.250	-	R\$ 304.290
Demanda Fora de Ponta	6,94	2.250	-	R\$ 187.380
Consumo Anual na Ponta	0,26073	-	1.496.880	R\$ 390.282
Consumo Anual F. de Ponta	0,16921	-	7.983.360	R\$ 1.350.864
Total Anual	-	-	9.480.240	R\$ 2.232.816
PIS/PASEP/COFINS	3,9%	-	-	-
ICMS	18%	-	-	-
Total Anual (c/ Impostos)	-	-	-	R\$ 2.857.517
Custo Específico (R\$/MWh)	-	-	-	R\$ 301

Tabela 37: Custos Anuais de Energia Elétrica para os Hotéis. Fonte: ANEEL, 2013. Elaboração Própria.

AES Eletropaulo A3a Azul	Tarifas (TE+TUSD)	Demanda (kW)	Consumo (kWh)	Custo (R\$)
Demanda na Ponta	11,27	1.380	-	R\$ 186.631
Demanda Fora de Ponta	6,94	1.380	-	R\$ 114.926
Consumo Anual na Ponta	0,26073	-	732.283	R\$ 190.928
Consumo Anual F. de Ponta	0,16921	-	5.937.754	R\$ 1.004.727
Total Anual	-	-	6.670.037	R\$ 1.497.213
PIS/PASEP/COFINS	3,9%	-	-	-

⁶⁷ Os valores de PIS/PASEP e COFINS variam mês a mês. O valor utilizado foi baseado na média entre março/12 a março/13. Disponível em: <https://www.aeseletropaulo.com.br/cliente-corporativo/impostos-e-outros-encargos/conteudo/pisconfins-e-calculo-de-icms>. Acesso em 03/11/2013.

ICMS	18%	-	-	-
Total Anual (c/ Impostos)	-	-	-	R\$ 1.916.106
Custo Específico (R\$/MWh)				R\$ 287

Tabela 38: Resumo dos custos anuais com energia elétrica na somatória de todos os empreendimentos. Fonte: ANEEL, 2013. Elaboração Própria.

Empreendimento	Custo Anual (R\$)
Edifícios Comerciais	R\$ 31.831.276
Shopping Center	R\$ 2.748.323
Hotéis	R\$ 1.839.280
Total	R\$ 36.418.879

4.4.1.2. Gás Natural

Neste cenário de referência apenas os hotéis terão consumo de gás natural para aquecimento de água para conforto (banho e torneiras). Estes custos são apresentados na Tabela 39 abaixo:

Tabela 39: Custo anual com gás natural para os hotéis. Fonte: ARSESP, 2013. Elaboração Própria.

Empreendimentos	Consumo (m³/ano)	Tarifas (R\$/m³)	Total (R\$)	ICMS	Total c/ Impostos (R\$)
Hotéis	86.637	R\$ 2,200347	R\$ 190.631	12%	R\$ 216.627

4.4.1.3. Água, Esgoto e Tratamento Químico

Os sistemas de ar condicionado que utilizam resfriadores de líquidos com condensação a água necessitam repor a água que é perdida por evaporação nas torres de resfriamento, conforme ilustra a Figura 51:

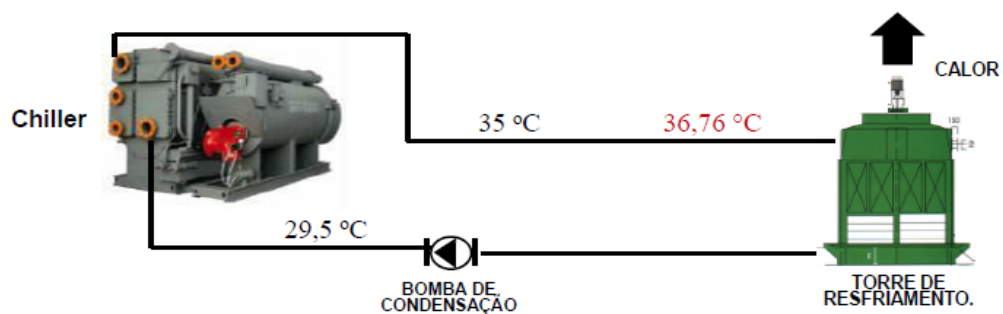


Figura 51: Sistema de condicionamento de ar utilizando resfriador de líquidos. Fonte: Notas de aula da disciplina de Cogeração do custo de Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética do PECE/Poli-USP. Elaboração: Andreos, R.; Simões-Moreira, J. R. (2013).

Para se calcular os custos de reposição de água, são utilizadas as seguintes equações:

$$V_{\text{água/circula}} = \frac{Q_{\text{ar condicionado}} \times 3.024 \times TRC}{\Delta T_{\text{sistema}} \times 1.000}$$

Onde:

$V_{\text{água/circula}}$ = volume de água que circula no sistema (m³);

$Q_{\text{ar condicionado}}$ = total de frio gerado para condicionamento dos ambientes (TRh);

3.024 = conversão de TRh para kcal.h;

TRC = taxa de rejeição de calor (1,25 para sistemas elétricos e 1,65 para sistemas absorção);

$\Delta T_{\text{sistema}}$ = diferença de temperatura entre entrada e saída da torre de resfriamento (5,5°C e 7,26°C).

Calculado o volume de água que circula no circuito, a água a ser reposta é então obtida através da equação:

$$V_{\text{água reposição}} = V_{\text{água/circula}} \times t_{\text{evaporação}} \times RT$$

Onde:

$V_{\text{água de reposição}}$ =

$V_{\text{água/circula}}$ = volume de água que circula no sistema (m³);

$t_{\text{evaporação}}$ = taxa de evaporação de água (1% para São Paulo);

RT = razão de troca de calor (1 para sistemas elétricos e 1,32 para sistemas absorção).

Além disto, o custo de tratamento químico depende do montante de calor rejeitado:

$$Q_{\text{rejeitado}} = C_{\text{ar condicionado}} \times TRC$$

Onde:

$Q_{\text{rejeitado}}$ = calor rejeitado (TR);

$C_{\text{ar condicionado}}$ = capacidade instalada do sistema de ar condicionado (TR);

TRC = taxa de rejeição de calor (1,25 para sistemas elétricos e 1,65 para sistemas absorção).

Sendo assim, os custos de reposição de água e tratamento químico são apresentados na Tabela 40:

Tabela 40: Custo anual de reposição de água e tratamento químico dos sistemas de ar condicionado que utilizam resfriadores de líquido. Fonte: ARSESP, 2013. Elaboração Própria.

Empreendimento	Carga Instalada (TR)	Consumo Total Frio (TRh)
Edifício de Escritórios	2.800	5.987.520
Shopping Center	1.350	5.074.812
Hotel	630	2.759.400
Total	4.780	13.821.732
Parâmetros	Tratamento Químico	Reposição de Água
$V_{\text{água/circula}} (m^3)$		9.499.299
$V_{\text{água de reposição}} (m^3)$		94.993
Custo de Água de Reposição (c/ Impostos) (R\$)		R\$ 1.331.472
Calor Rejeitado (TR)	5.975	
Tratamento Químico (R\$)	R\$ 29.875	
Custo Total		R\$ 1.361.347

4.4.1.4. Operação e Manutenção

Como não há previsão de operação de moto geradores (a não ser em regime de emergência), os custos de operação e manutenção serão referentes apenas em relação aos equipamentos de ar condicionado, e estão apresentados na Tabela 41:

Tabela 41: Custo anual de manutenção dos sistemas de ar condicionado. Elaboração Própria.

Equipamento	Capacidade Instalada (TR)	Manutenção (R\$/TR)	Custo Total por Sistema (R\$)
Resfriador Líquido Elétrico	4.780	115	R\$ 549.700

VRF Elétrico	17.580	92	R\$ 1.617.360
Custo Total Anual (R\$)	-	-	R\$ 2.167.060

4.4.1.5. Investimentos Iniciais

A Tabela 42 mostra os custos de aquisição, instalação e infraestrutura referentes aos sistemas de ar condicionado.

Tabela 42: Investimentos iniciais de aquisição, instalação e infra estrutura referentes aos sistemas de ar condicionado. Fonte: Mercado, 2011/2013. Elaboração Própria.

Equipamento	Capacidade Instalada (TR)	Aquisição (R\$)	Instalação (R\$)	Bombas e Torres de Condensação (R\$)	Capacidade Elétrica Instalada (kW)	Instalações Elétricas (R\$)
Resfriador Líquido Elétrico	4.780	R\$ 4.780.000	R\$ 4.780.000	R\$ 2.151.000	18.664	R\$ 9.331.800
VRF Elétrico	17.580	R\$ 52.740.000	R\$ 45.708.000	R\$ 0	4.001	R\$ 2.000.650
Total	22.360	R\$ 57.520.000	R\$ 50.488.000	R\$ 2.151.000	22.665	R\$ 11.332.450
Total Ar condicionado	-	-	-	-	-	R\$ 121.491.450

Além disto, a Tabela 43 apresenta os custos de aquisição, instalação e infraestrutura relativas a construção de uma usina de *back-up* para os empreendimentos, visto que um sistema de geração distribuída conectado ao sistema de distribuição de eletricidade possui redundância de fornecimento. No entanto, este cenário pode ocorrer ou não. É comum os incorporadores deixar a carga do cliente esta decisão⁶⁸, portanto estes custos ficarão como um cenário de referência alternativo. O consumo anual é de 107.011 MWh, e um consumo de 300 litros de diesel para gerar 1 MWh⁶⁹, seria necessário um tanque para armazenar aproximadamente 255.000 litros de óleo diesel para prover uma autonomia de 3 dias em caso de falha⁷⁰.

⁶⁸ Informação fornecida pelas próprias incorporadoras.

⁶⁹ PCI do óleo diesel 10,06 kW/litro, e moto gerador com rendimento elétrico de 33,1%.

⁷⁰ Pré-requisito de projetos de sistemas de *back up* em empreendimentos comerciais de alto padrão. Informação fornecida por incorporadora.

Tabela 43: Investimentos iniciais de aquisição, instalação e infra estrutura referentes ao sistema de *back up*. Fonte: Mercado, 2011/2013. Elaboração Própria.

Equipamento	Capacidade Instalada (kW)	Aquisição (R\$)	Instalação (R\$)	Tanques de Armazenamento e Bombas (R\$)
Gerador Óleo Diesel	46.120	R\$ 23.060.000	R\$ 36.896.000	R\$ 1.767.879
Total Sistema Back Up	-	-	-	R\$ 61.723.879

4.4.1.6. Custos Finais do Cenário de Referência

A Tabela 44 apresenta resumidamente os custos de operação e manutenção, assim como os investimentos iniciais dos cenários de referência: sem *back up* (1) e com *back up* (2).

Tabela 44: Referências de custos de operação e manutenção e investimentos iniciais (com e sem *back up*). Elaboração própria.

OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	
UTILIDADE	Custo (R\$)
Energia Elétrica	R\$ 37.651.434
Gás Natural	R\$ 216.627
Água e Tratamento Químico	R\$ 1.361.347
Manutenção	R\$ 2.167.060
Referência O&M	R\$ 41.396.468
INVESTIMENTOS INICIAIS	
Ar condicionado e Infraestrutura	R\$ 121.491.450
Cenário Referência 1	R\$ 121.491.450
Sistema de <i>back up</i> de eletricidade	R\$ 61.723.879
Cenário Referência 2	R\$ 183.215.329

4.4.2. Estudo de Cogeração

Neste item será apresentada a configuração da usina de cogeração a gás natural, os custos de operação e manutenção, assim como o investimento inicial para construção da mesma.

4.4.2.1. Configuração da Usina

A usina em estudo será do tipo Ciclo *Bottoming*, gerando energia elétrica na base e energia térmica a partir de seu rejeito térmico, conforme explicado no item 2.1.2. deste trabalho. Além disto, irá produzir energia elétrica, água gelada para condicionamento de ar e água quente para conforto.

Para configurar a usina, todos os sistemas de ar condicionado foram trocados (exceto pelos sistemas dos edifícios comerciais de escritório), para central de água gelada, utilizando resfriadores de líquido elétrico ou por absorção. O sistema elétrico a ser considerado será o resfriador de líquido com compressor tipo *scroll* com condensação a água e com demanda específica de 1,16 kW/TR e o resfriador de líquido por absorção com 0,18 kW/TR⁷¹. Isto irá impactar na demanda elétrica final, que irá diminuir mais de 3,7 MW. No entanto, há a limitação de geração distribuída como sendo 30 MW, conforme Art. 14 do O Decreto Nº 5.163 de 30 de Julho de 2004, visto no item 3.3.1.2. deste trabalho. O balanço energético é então apresentado na Tabela 45:

Tabela 45: Balanço energético da usina de cogeração. Fonte: Fornecedores de moto geradores a gás natural, trocadores de calor, aquecedores e resfriadores de líquido por absorção, 2013. Elaboração Própria.

Capacidade Instalada Moto Geradores (kW)	29.970
Eficiência (%)	38,3
PCI Gás Natural (kcal/m³)	8.752
Energia de Entrada no Gerador (kcal/h)	67.274.111
Vazão Horária Gás Natural (m³/h)	7.687
Energia Térmica Bloco (%)	22%
Eficiência do Trocador (%)	95%
Energia Térmica Bloco Útil (kcal/h)	14.060.289
Energia Térmica Exaustão (%)	0,23
Eficiência do Trocador (%)	0,85
Energia Térmica Exaustão Útil (kcal/h)	13.152.089
Energia Térmica Útil Total (kcal/h)	27.212.378
Eficiência do Aquecedor (%)	0,9
Demanda Energia Térmica Água Quente (kcal/h)	80.067
COP ABS Água Quente	0,8

⁷¹ Notas de aula da disciplina de Cogeração do curso de Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética do PECE da USP.

Capacidade Geração Água Gelada (kcal/h)	21.705.848
Capacidade Geração Água Gelada (TRh)	7.178

A configuração da usina de cogeração é apresentada na Figura 52:

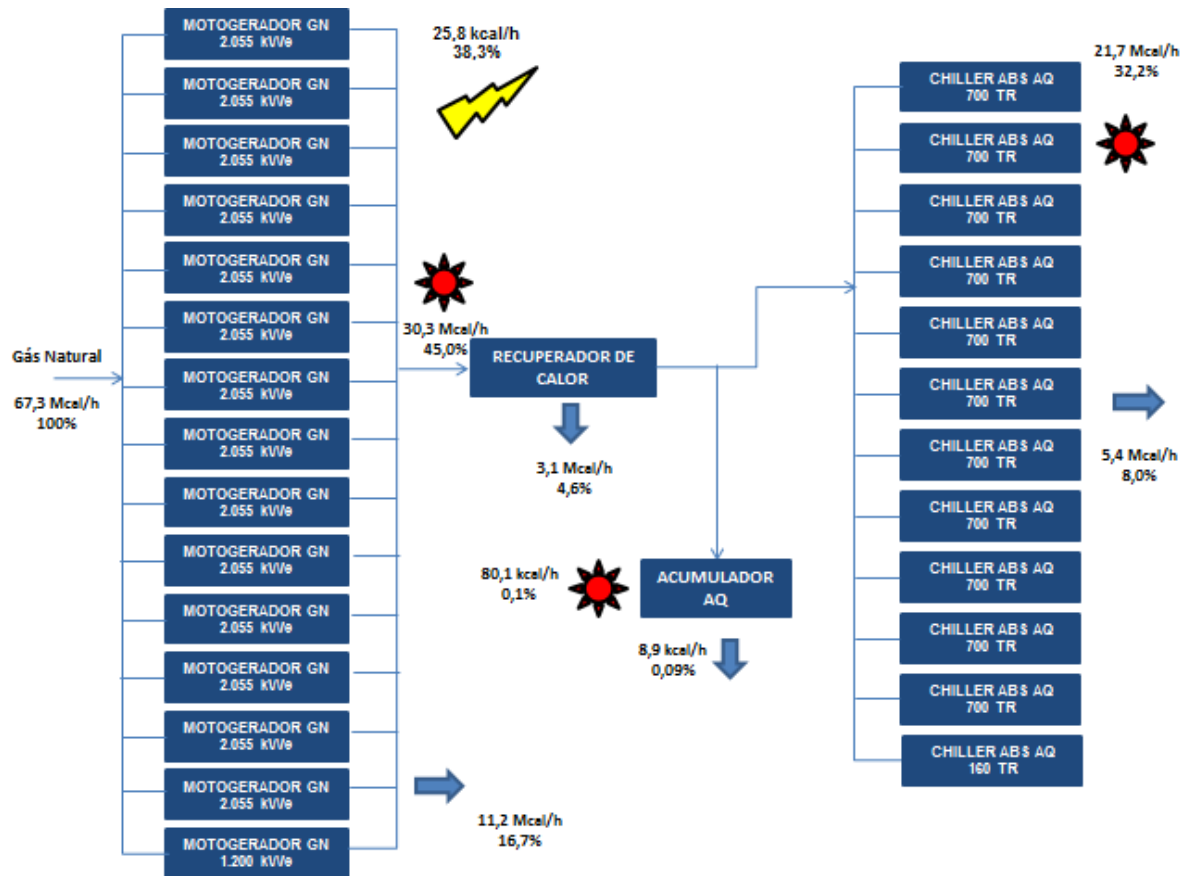


Figura 52: Configuração da usina de cogeração proposta. Elaboração própria.

A nova configuração é apresentada na Tabela 46:

Tabela 46: Nova demanda elétrica total com a instalação da usina de cogeração. Elaboração Própria.

Tipo de Demanda	Valor
Demanda Elétrica Total (kW)	46.120
Demanda de Ar condicionado Total (TR)	22.360
Demanda Elétrica para Ar Condicionado (kW)	22.665
Demanda Elétrica sem Ar condicionado (kW)	23.455
Capacidade Instalada ABS (TR)	7.150
Capacidade Instalada Resf. de Líq. Elétrico (TR)	15.210
Nova Demanda Elétrica para Ar Condicionado (kW)	18.931
Nova Demanda Elétrica Total (kW)	42.386

Abaixo os cálculos para verificação que a configuração desta usina cumpre as inequações para qualificação de usinas cogeneradoras da ANEEL nos termos da Resolução Normativa nº 235, de 14 de novembro de 2006:

Tabela 47: Parâmetros para cálculo de requisitos para qualificar cogeração nos termos da Resolução ANEEL Normativa nº 235, de 14 de novembro de 2006. Elaboração Própria

E_f	67.274.111	kcal/h
E_e	25.774.200	kcal/h
E_t	27.212.378	kcal/h
X	2,00	kcal/h
F_c	50%	kcal/h

a)

$$\frac{E_t}{E_f} = 40\% \geq 15\%$$

Cumprimento requisito.

b)

$$\left(\frac{E_t}{E_f}\right) \div X + \frac{E_e}{E_f} = 58,5\% \geq 50\% \quad \text{Cumprimento Requisito.}$$

Portanto a usina cogeneradora pode ser considerada como cogeração qualificada nos termos da ANEEL.

O fator de disponibilidade da usina cogeneradora é de 91% (aproximadamente 8.000 horas por ano)⁷². Além disto, para manter-se o paralelismo com o a rede de distribuição de eletricidade, haverá no mínimo a importação de 5% da energia elétrica que está sendo consumida instantaneamente⁷³. Por fim, como a carga instalada da usina cogeneradora (29.970 kW) corresponde a 71% da demanda de pico total (42.386 kW), é razoável considerar que em 10% do tempo no horário fora de ponta o consumo instantâneo de eletricidade está acima da capacidade da usina, e

⁷² Informação fornecida por empresa fabricante de moto geradores, outubro/2013.

⁷³ Informação fornecida por empresa de operação e manutenção de usinas geradoras e cogeneradoras de energia, outubro, 2013.

terá então de ser importada da rede de distribuição⁷⁴. O resumo das energias geradas e consumidas são apresentadas na Tabela 48:

Tabela 48: Geração e importação total de eletricidade anual. Elaboração Própria.

Fonte Provedora de Eletricidade	Consumo Total Ponta (kWh)	Consumo Total Fora de Ponta (kWh)
	17.512.277	80.833.796
Geração Gás Natural (kWh)	14.972.997	61.837.854
Consumo Rede de Distribuição de Eletricidade (kWh)	2.539.280	18.995.942

4.4.2.2. Custos de Geração de Energia

Os custos de geração de energia são apresentados na Tabela 49:

Tabela 49: Custo anual de geração de energia a gás natural. Fonte: ARSEP, 2013 e Mercado. Elaboração Própria.

Geração Gás Natural (kWh)	Consumo de Gás Natural (m³/ano)	Tarifa de Gás Natural (R\$/m³)	ICMS	Custo com Gás Natural (R\$)	Custo de Manutenção (R\$)	Custo Total (R\$)	Custo Específico (R\$/MWh)
76.810.851	20.120.561	1,062353	12%	R\$ 24.289.930	R\$ 3.840.543	R\$ 28.130.473	R\$ 366

4.4.2.3. Custos de Energia Elétrica

Tabela 50: Custo anual de energia elétrica no caso da cogeração. Fonte: ANEEL, 2013. Elaboração Própria.

AES Eletropaulo A3a Verde	Tarifas (TE+TUSD)	Demanda (kW)	Consumo (kWh)	Custo (R\$)
Demanda na Ponta	0	42.386	-	R\$ 0
Demanda Fora de Ponta	7,42	42.386	-	R\$ 3.774.014
Consumo Anual na Ponta	0,55163	-	2.539.280	R\$ 1.400.473
Consumo Anual F. de Ponta	0,17053	-	18.995.942	R\$ 3.239.378
Total Anual	-	-	21.535.222	R\$ 8.414.135
PIS/PASEP/COFINS	-	-	-	3,9%
ICMS	-	-	-	18%
Total Anual (c/ Impostos)	-	-	-	R\$ 10.773.540
Custo Específico (R\$/MWh)	-	-	-	R\$ 500

⁷⁴ Idem nota anterior.

4.4.2.4. Custos de Água, Esgoto e Tratamento Químico

A metodologia de cálculos utilizada para chegar ao volume de água de reposição necessária, assim como de calor rejeitado para tratamento químico foram apresentadas no item 4.4.1.3., a Tabela 51 apresenta o custo anual de água, esgoto e tratamento químico para a usina de cogeração, assim como a central de água gelada elétrica.

Tabela 51: Custo anual de água, esgoto e tratamento químico para as centrais de água gelada por absorção e elétrica. Fonte: ARSESP, 2013. Elaboração Própria.

Tipo de Central	Carga Instalada	Geração Total Frio
Resfriador de Líquido por Absorção	7860	4.858.623
Resfriador de Líquido Elétrico	14.500	8.963.109
Volume de Água que Circula (m³)		9.499.299
Reposição de Água ao Sistema (m³)		105.678
Custo de Água e Esgoto (c/ Impostos) (R\$)		R\$ 1.481.245
Calor Rejeitado (kcal)	31.094	
Tratamento Químico (R\$)	R\$ 155.470	
Custo Total (R\$)		R\$ 1.636.715

4.4.2.5. Custos de Manutenção Central de Água Gelada

Tabela 52: Custo anual de manutenção para as centrais de água gelada por absorção e elétrica. Fonte: Mercado. Elaboração Própria.

Equipamento	Capacidade Instalada (TR)	Manutenção (R\$/TR)	Custo Total por Sistema (R\$)
Resfriador de Líquido por Absorção	7.860	69	R\$ 542.340
Resfriador de Líquido Elétrico	14.500	115	R\$ 1.667.500
Total	22.360		R\$ 2.209.840

4.4.2.6. Investimentos Iniciais

A Tabela 53 mostra os investimentos iniciais. Neste caso o sistema de distribuição de água gelada será centralizado, desta forma o custo de instalação da central de água gelada será maior que nos casos onde são instaladas no próprio empreendimento, devido a necessidade de redes de distribuição de água gelada,

bombas, e outras obras. No entanto, não se pode ter uma estimativa mais precisa deste custo, pois não se sabe exatamente onde a usina seria instalada dentro da área destacada na Figura 50 e, sendo assim, foi estimado um acréscimo de 20% sobre os custos de instalações e infraestrutura da central de água gelada.

Tabela 53: Investimentos iniciais da central de cogeração, sistema de ar condicionado complementar elétrico e apoio emergencial a diesel. Fonte: Mercado. Elaboração própria.

Ar Condicionado		
Equipamento	Resfriador de Líquido Elétrico	Resfriador de Líquido por Absorção
Capacidade Instalada (TR)	14.500	7.860
Capacidade Elétrica Instalada (kW)	16.820	1.415
Aquisição (R\$)	R\$ 14.500.000	R\$ 8.646.000
Instalação (R\$)	R\$ 17.400.000	R\$ 9.432.000
Bombas e Torres de Condensação (R\$)	R\$ 7.830.000	R\$ 4.716.000
Instalações Elétricas (R\$)	R\$ 10.092.000	R\$ 848.880
Central de Geração		
Equipamento	Gerador Gás Natural	Gerador Óleo Diesel (Back Up)
Capacidade Instalada (kW)	29.970	12.400
Aquisição (R\$)	R\$ 23.976.000	R\$ 6.200.000
Instalação (R\$)	R\$ 23.976.000	R\$ 9.920.000
Rede Interna (R\$)	R\$ 494.505	R\$ 0
Armazenamento e Bombas (R\$)	R\$ 0	R\$ 469.000
Total Cenário Cogeração 1 (R\$)	-	R\$ 138.500.385
Total Cenário Cogeração 2 (R\$)	-	R\$ 121.911.385

4.4.2.7. Compilação dos Custos e Investimentos Iniciais

Tabela 54: Compilação dos custos de operação e manutenção e investimentos iniciais da central de cogeração. Elaboração Própria.

Operação e Manutenção	
Geração (R\$)	R\$ 28.130.473
Energia Elétrica (R\$)	R\$ 10.773.540
Água, Esgoto e Tratamento químico (R\$)	R\$ 1.636.715
Manutenção (R\$)	R\$ 2.209.840
Total (R\$)	R\$ 42.750.568
Investimentos Iniciais	
Ar Condicionado e Infraestrutura (R\$)	R\$ 73.464.880
Geradores Gás Natural e Infraestrutura (R\$)	R\$ 48.446.505
Total Cenário Cogeração 1 (R\$)	R\$ 121.911.385
Geradores Óleo Diesel e Infraestrutura (R\$)	R\$ 16.601.400
Total Cenário Cogeração 2 (R\$)	R\$ 138.512.785

4.4.3. Resultado Comparativo

A Tabela 55 abaixo apresenta os comparativos de operação e manutenção e também de investimentos iniciais para os cenários de referência (1 e 2) e para os cenários de cogeração (1 e 2).

Tabela 55: Comparativo de custos de operação e manutenção e investimentos iniciais entre o cenário de referência e a cogeração. Elaboração Própria.

OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO		
UTILIDADE	CENÁRIO REFERÊNCIA	CENÁRIO COGERAÇÃO
Custo Anual de Energia Elétrica (R\$)	R\$ 37.651.434	R\$ 10.773.540
Custo Anual de Geração de Eletricidade (R\$)	R\$ 0	R\$ 28.130.473
Custo Anual de Gás Natural Água Quente (R\$)	R\$ 216.627	R\$ 0
Água, Esgoto e Tratamento Químico (R\$)	R\$ 1.361.347	R\$ 1.636.715
Manutenção do Ar Condicionado (R\$)	R\$ 2.167.060	R\$ 2.209.840
Total Anual (R\$)	R\$ 41.396.468	R\$ 42.750.568
Economia no Custo de O&M (R\$)	REFERÊNCIA	-R\$ 1.354.100
		-3,3%
INVESTIMENTOS INICIAIS		
UTILIDADE	CENÁRIO REFERÊNCIA	CENÁRIO COGERAÇÃO
Equipamentos e Instalações Sistema de Ar Condicionado (R\$)	R\$ 121.491.450	R\$ 73.464.880
Equipamentos e Instalações Geração a Gás Natural (R\$)	R\$ 0	R\$ 48.446.505
Total Cenário 1 (R\$)	R\$ 121.491.450	R\$ 121.911.385
Economia nos Investimentos Iniciais (R\$)	REFERÊNCIA	-R\$ 419.935
		-0,35%
Equipamentos e Instalações Geração a Diesel (R\$)	R\$ 61.723.879	R\$ 16.601.400
Total Cenário 2 (R\$)	R\$ 183.215.329	R\$ 138.512.785
Economia nos Investimentos Iniciais (R\$)	REFERÊNCIA	R\$ 44.702.544
		24,4%

Como pode ser observado o cenário de cogeração foi desfavorável em termos de operação e manutenção. Os custos de água, esgoto e tratamento químico, assim como de manutenção dos equipamentos de ar condicionado são maiores que no cenário de referência, no entanto acabam sendo em partes compensados pelo custo evitado de gás natural para aquecimento de água. O grande impacto ocorre no custo

com energia elétrica (consumo e geração própria), que é fortemente impactado pelo custo do gás natural. Sendo assim, não faz sentido falar-se em VPL, TIR e *Payback*.

Em termos de investimentos iniciais são apresentados dois cenários, no primeiro o cenário referência não possui nenhuma redundância no sistema, e o investimento inicial com a planta de cogeração é apenas 0,35% maior. Isto se deve principalmente a redução de aproximadamente 40% nos investimentos em ar condicionado que, mesmo com o custo de mais de R\$48 milhões da central de geração de eletricidade, mantém os dois investimentos muito próximos. Este dado é importantíssimo, visto que o sistema de cogeração em paralelo com o sistema de distribuição de energia elétrica garante redundância ao sistema e, neste cenário os custos são semelhantes a um sistema com apenas uma fonte de fornecimento (rede de distribuição). E por este motivo foi apresentado o cenário 2, com ambas solução com redundância de fornecimento. Nota-se que no cenário de referência o investimento inicial é 24,4% maior que no cenário da cogeração, o que reforça a tese de que uma solução integrada através da geração distribuída pode ser também atrativa em termos de investimentos iniciais.

Uma saída encontrada com por operadores de usinas de cogeração no setor terciário é utilizar a usina apenas no horário de ponta da concessionária de distribuição de eletricidade. O comparativo deste cenário é ilustrado na Tabela 56:

Tabela 56: Custos de operação e manutenção entre o cenário de referência e a cogeração apenas com operação no horário da ponta da concessionária de distribuição de eletricidade. Elaboração Própria.

OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO		
UTILIDADE	CENÁRIO REFERÊNCIA	CENÁRIO COGERAÇÃO
Custo Anual de Energia Elétrica (R\$)	R\$ 37.651.434	R\$ 24.275.729
Custo Anual de Geração de Eletricidade (R\$)	R\$ 0	R\$ 5.556.564
Custo Anual de Gás Natural Água Quente (R\$)	R\$ 216.627	R\$ 0
Água, Esgoto e Tratamento Químico (R\$)	R\$ 1.361.347	R\$ 1.636.715
Manutenção do Ar Condicionado (R\$)	R\$ 2.167.060	R\$ 2.209.840
Total Anual (R\$)	R\$ 41.396.468	R\$ 33.678.848
Economia no Custo de O&M (R\$)	REFERÊNCIA	R\$ 7.717.620
		19%

Neste cenário sim há economia operação e faz sentido falar-se em VPL, TIR e *Payback*. A Figura 53 mostra o fluxo de caixa e a Tabela 57 os valores de VPL, TIR e *Payback* calculados com o auxílio do *Microsoft® Office Excel*:

Figura 53: Fluxo de caixa livre cenário da cogeração operando somente no horário de ponta da concessionária. Elaboração Própria.

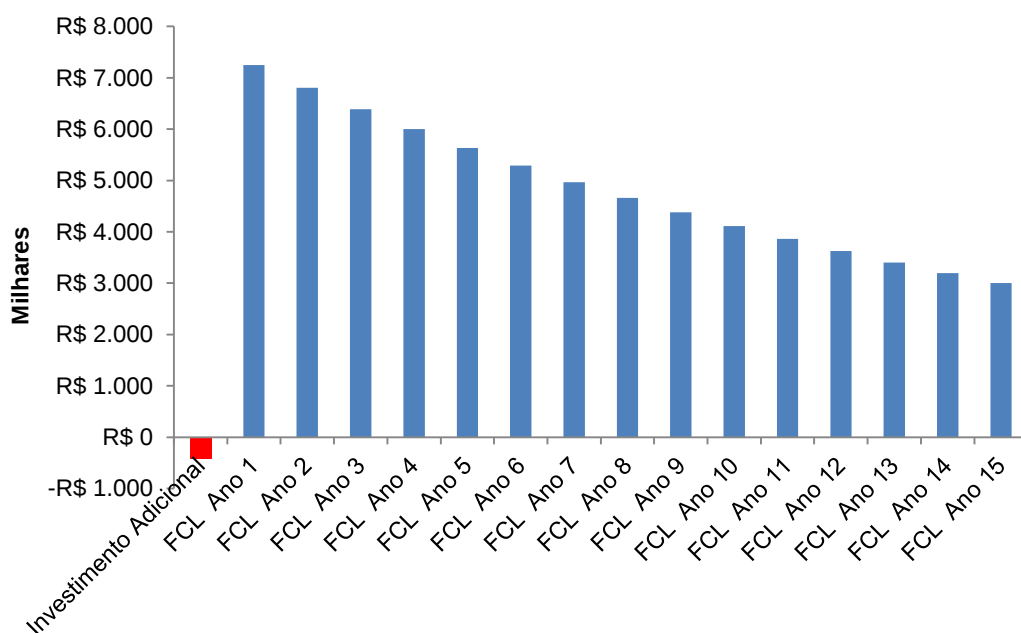


Tabela 57: VPL, TIR, Payback Simples e Descontado para cenário de cogeração operando somente no horário de ponta da concessionária de distribuição de energia elétrica. Elaboração Própria.

VPL 15 Anos (R\$)	R\$ 72.146.291
TIR (%)	1720%
Payback Simples (Anos)	0,05
Payback Descontado (Anos)	0,06

Este cenário parece muito atrativo quando se analisa os parâmetros financeiros. No entanto, em outros projetos onde a atratividade motivada pela diferença entre investimentos iniciais não seja tão grande, talvez a economia operacional não se justifique. Este cenário tem sido encontrado como maneira de mitigar a inviabilidade financeira operacional em usinas já existentes no mercado antes do cenário de queda da energia elétrica e aumento do gás natural observados nos últimos anos, mas não tem motivado a criação de novas usinas devido a complexidade operacional e de projeto destas usinas.

Outra maneira de viabilizar econômico e financeiramente a operação destas usinas de cogeração seria um gás natural a um custo mais acessível, conforme aponta Andreos, R. (2013). Para projetos de energia, uma TIR de 12% é aceitável. Desta forma, novamente com o auxílio do *Microsoft® Office Excel*, a economia operacional anual para que se chegue a essa TIR seria de aproximadamente R\$ 87.159, resultando em um custo final do gás natural de R\$ 0,999317/m³. Retirando-se a alíquota de ICMS de 12%, e a margem de distribuição de R\$0,200854/m³, o custo da molécula mais transporte teria de ser R\$0,678545/m³, considerando o dólar americano como sendo R\$2,20, este custo seria de US\$8,3/MMBtu, que está alinhado com o valor estimado no PDE 2021.

No entanto, outras medidas poderiam ser tomadas para incentivar a criação de novas usinas de cogeração no setor terciário. No item 4.4.4. deste trabalho são apresentadas algumas delas.

4.4.4. Soluções Propostas e Resultados Comparativos

4.4.4.1. Pagamento de Benefícios para Energia Gerada na Cogeração Devido ao Custo Evitado Referente as Perdas Técnicas de Energia na Rede Básica de Eletricidade

Da mesma maneira que ocorre na Alemanha, uma solução apontada por Silvestrin, C. R. et al. (2013) seria o pagamento de um prêmio pela energia gerada por unidades cogeradoras devido aos custos evitados em linhas de transmissão e distribuição de energia.

A justificativa é que *“a TE é uma tarifa pelo custo da eletricidade comprada pela distribuidora, a qual repassa integralmente os custos associados à compra de energia da distribuidora para revenda (mix de compra), as perdas dessa energia na Rede Básica, o rateio da compra e do transporte da energia de Itaipu, os encargos de energia reserva (EER), os serviços do sistema (ESS) e as Compensações Financeiras por Uso dos Recursos Hídricos (CFURH).*

Por sua vez, a TUSD repassa os custos não gerenciáveis da distribuidora, como encargos, tarifas de conexão e uso da transmissão, mas também remunera os ativos de distribuição da concessionária, como linhas e transformadores, além de prover uma receita regulada para cobrir as despesas operacionais” (Silvestrin, C. R. et al, 2013 p. 65).

A Figura 54 mostra a decomposição da tarifa de distribuição em São Paulo e o valor do benefício que poderia ser aplicado à unidades cogeradoras localizadas na RMSP devido ao custo evitado à distribuidora de eletricidade:

Decomposição da tarifa de distribuição em São Paulo

Valores médios por energia consumida (R\$/MWh) para a concessionária AES Eletropaulo, classe de tensão A4, THS azul e fator de carga 70%.

Fonte: Resolução Homologatória ANEEL nº 1.319 de 03/06/2012

Tarifa de Energia	ENCARGOS	CFURH		
		ESS/ERR		
		P&D		
	TRANSPORTE	TUST CI		
		TUST ITAIPU		
		ITAIPU		
ENERGIA	PERDAS RB	3,35		
	MIX COMPRA			
Tarifa de Uso do Sistema	ENCARGOS	PROINFA		
		CDE		
		CCC		
		ONS		
		P&D		
		TFSEE		
		RGR		
		PERDAS	PERDAS NÃO TÉCNICAS	
	PERDAS TÉCNICAS		4,55	
	TRANSPORTE	FIO B	DISTRIBUIÇÃO	29,91
			CONEXÃO T	1,59
		FIO A	TUST FR	3,29
			TUST RB	11,87
Σ benefícios		54,57 R\$/MWh		

Figura 54: Benefícios que poderiam ser aplicados as unidades cogeradoras localizadas na RMSP devido ao custo evitado de perdas nas Redes Básicas de Eletricidade. Fonte: Silvestrin, C. R. et al., 2013, p. 66. Elaboração: Silvestrin, C. R. et. at., 2013.

Conforme aponta a Tabela 49, a usina de cogeração em estudo produziria 76.810.851 kWh/ano e, caso houvesse o pagamento do benefício de R\$54,57/MWh gerado, o ganho de receita seria de R\$4.191.568/ano. A Figura 55 aponta o fluxo de caixa para este cenário, e a Tabela 58 mostra os parâmetros financeiros obtidos.

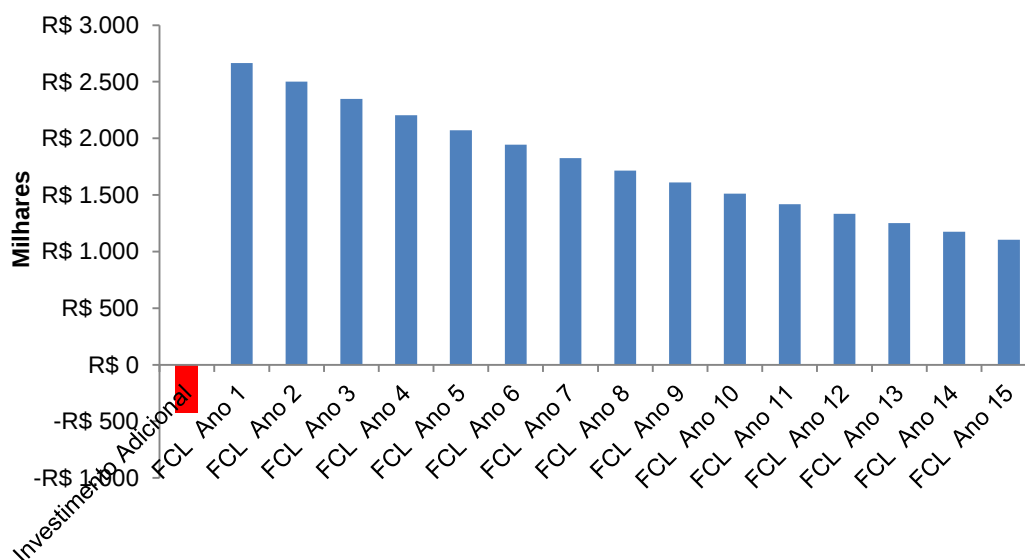


Figura 55: Fluxo de caixa livre caso houvesse pagamento de benefícios para a energia gerada na cogeração devido ao custo evitado de perdas de energia nas Redes Básicas. Elaboração própria.

Tabela 58: VPL, TIR, *Payback* Simples e Descontado caso houvesse pagamento de benefícios para a energia gerada na cogeração devido ao custo evitado de perdas de energia nas Redes Básicas.

Elaboração Própria.

VPL 15 Anos (R\$)	R\$ 26.259.840
TIR (%)	628,35%
Payback Simples (Anos)	0,15
Payback Descontado (Anos)	0,16

Como pode ser observado, além de contribuir para a redução de perdas técnicas nas Redes Básicas de transmissão e distribuição de eletricidade, neste cenário a cogeração se torna bastante atrativa economicamente para os investidores.

4.4.4.2. Pagamento de Benefícios para Energia Gerada na Cogeração Devido ao Custo Evitado Referente ao Despacho Termelétrico

O PLD é baseado no Custo Marginal de Operação (CMO) calculado semanalmente pela CCEE, conforme descrito no item 3.3.1.2. deste trabalho, e é o principal indicador do custo médio da energia fornecida o Sistema Integrado Nacional (SIN). Uma vez que o produtor independente está produzindo sua própria energia e, portanto deixando de consumir da rede, seria razoável pagar um valor menor que o PLD para esta energia que está sendo gerada de maneira eficiente no centro de carga. A Tabela 59 mostra os valores médios do PLD nos anos de 2007 a 2013 (até 08/11/2013).

Tabela 59: PLD médio anual no período de 2007 a 2013. Fonte: CCEE, 2013. Elaboração Própria.

2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Média
R\$ 96,02	R\$ 137,83	R\$ 39,58	R\$ 71,22	R\$ 29,78	R\$ 165,83	R\$ 284,44	R\$ 117,81

Portanto a média do PLD no período em estudo foi de R\$ 117,81/MWh. Caso fosse pago um preço prêmio pela energia gerada nas centrais cogeradoras a 50% do valor do PLD, ou seja, R\$ 58,91/MWh, teríamos o fluxo de caixa e os resultados financeiros apresentados na Figura 56 e na Tabela 60:

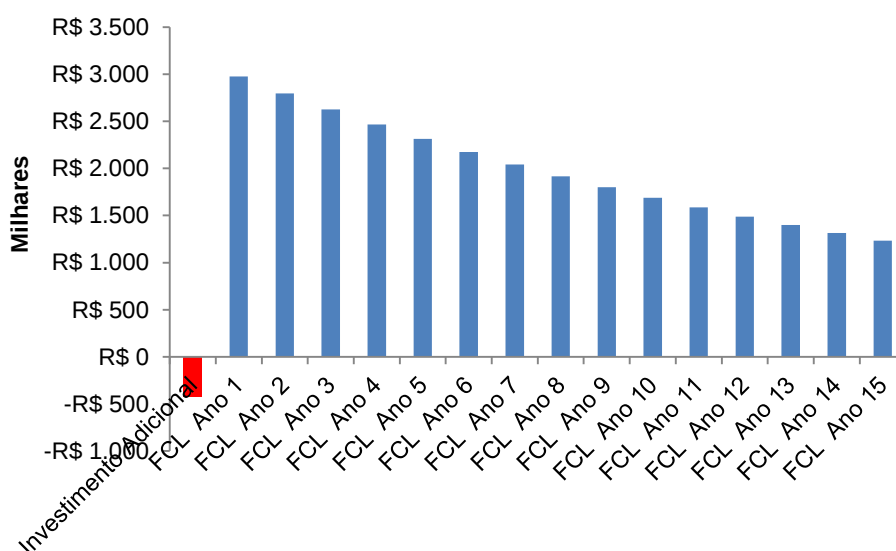


Figura 56: Fluxo de caixa livre caso houvesse pagamento de benefícios para a energia gerada na cogeração baseada no PLD. Elaboração própria.

Tabela 60: VPL, TIR e *Payback* Simples e Descontado caso houvesse pagamento de benefícios para a energia gerada na cogeração baseada no PLD. Elaboração própria.

VPL 15 Anos (R\$)	R\$ 29.390.694
TIR (%)	702,80%
<i>Payback</i> Simples (Anos)	0,13
<i>Payback</i> Descontado (Anos)	0,14

Conforme pode se observar na Figura 56 e na Tabela 60, neste cenário a central cogeneradora em estudo se tornaria extremamente rentável. Desta forma, o governo poderia estimular um uso mais eficiente do gás natural em plantas com maior FUE e evitaria parte do despacho termelétrico mais ineficiente, além das perdas nas linhas de transmissão e distribuição de eletricidade.

4.4.4.3. Pagamento de Benefícios para os Custos Evitados de Demanda Elétrica Total, Consumo de Eletricidade e Perdas Técnicas de Energia na Rede Básica de Eletricidade

Devido a mudança do sistema de ar condicionado, no cenário da cogeração há uma redução na demanda total de energia elétrica, e também no próprio consumo de energia, quando se compara consumo da rede mais geração própria. Os dados resumidos são apresentados na Tabela 61:

Tabela 61: Redução de Demanda Elétrica e Consumo de Eletricidade Total Anual. Elaboração Própria.

Cenário	Demanda Total (kW)	Consumo de Eletricidade (kWh)
Referência	46.120	107.010.893
Cogeração	42.386	98.346.073
Economia Total	3.734	8.664.820

Na mudança do cenário referência para o cenário de cogeração, há uma redução total de demanda de 3.734 kW. Conforme mostrado na Tabela 13 deste trabalho, o PDE 2021 prevê um incremento de 28.192 MW ao parque de geração nacional até 2021. Para que isto ocorra, o PDE 2021 prevê um investimento total da ordem de R\$213,2 bilhões no mesmo período (PDE 2021, p.113). E sendo assim, pode-se concluir que o custo médio de expansão do parque de geração é de R\$7.562/MW. No caso em estudo, caso houvesse um benefício de R\$112/MW instalado na usina

de cogeração, o investimento inicial seria o mesmo do cenário referência. Este custo médio representa apenas 1,5% do investimento médio em novas plantas de geração de eletricidade previstos no PDE 2021.

Como proposta deste trabalho, poderia ser criada um benefício, limitado a uma porcentagem do investimento médio de R\$7.562/MW de ampliação do parque de geração nacional para projetos de cogeração que reduzam a demanda elétrica total de um empreendimento, ou conjuntos de empreendimentos. Obviamente, os cenários deveriam obedecer algumas regras de eficiência, pois no cenário de referência poderiam ser utilizados equipamentos de baixa eficiência para se obter uma redução maior da demanda elétrica no cenário de cogeração. Uma solução para isto seria a exigência de nos dois cenários, serem utilizados equipamentos com classificação “A” do Selo Procel Eletrobras de Economia de Energia⁷⁵.

Além disto, se fosse pago um benefício da ordem de R\$156/MWh devido a economia ao consumo de eletricidade evitado, o custo operacional da cogeração também seria igual ao cenário de referência. Este custo é razoável se levarmos em conta o PLD médio de R\$117,81/MWh e o custo de perdas técnicas de eletricidade de R\$54,57/MWh.

⁷⁵ “O Selo Procel Eletrobras de Economia de Energia, ou simplesmente Selo Procel, foi instituído por Decreto Presidencial em 8 de dezembro de 1993. É um produto desenvolvido e concedido pelo Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, com sua Secretaria-Executiva mantida pela Eletrobras.” Disponível em: <http://www.eletrobras.com/elb/procel/main.asp?TeamID={95F19022-F8BB-4991-862A-1C116F13AB71}>. Acesso em 07/11/2013.

5. CONCLUSÕES

O estudo de caso mostra que com as tarifas de energia elétrica e gás natural para cogeração praticados atualmente não há viabilidade operacional para operação contínua de unidades cogedoras de energia no setor terciário.

Para as plantas cogedoras em operação, é mostrado um estudo no qual a cogeração entra em operação apenas no horário de ponta da concessionária de energia elétrica. Neste cenário, a economia operacional atingida é interessante, no entanto, a alta complexidade de projeto e de operação e manutenção destas usinas, não justifica a operação de apenas 3 horas por dia.

Para que haja viabilidade financeira suficiente para operação contínua da unidade cogedora, o estudo conclui que haveria a necessidade do custo do gás natural mais transporte girar em torno de US\$8,3/MMBtu, o que está de acordo com o PDE 2021, que prevê o custo da molécula em torno de US\$ 6 e 8/MMBtu.

No entanto, conforme observado nos países onde a geração distribuída alcançou excelentes níveis de penetração, que foram apresentados no item 2.2.3. deste trabalho, há a necessidade de estímulos financeiros para o fomento da solução. E neste trabalho foram apresentadas três situações:

- Benefícios devido aos custos evitados de perdas técnicas de energia na Rede Básica de Eletricidade Nacional;
- Benefícios devido aos custos evitados com despacho termelétricos atrelados ao PLD;
- Benefícios devidos aos custos evitados de ampliação do parque gerador e de conservação de energia elétrica.

Em todos os três cenários apresentados há viabilidade financeira, tanto do ponto de vista dos investidores, quanto do ponto de vista do financiador (União). No entanto, como conclusão final deste trabalho, acredita-se que se faz necessário a criação de legislação específica a nível federal, estadual e principalmente municipal, exigindo que grandes cidades verticais com elevada concentração de consumo energético,

estudem a viabilidade de sistemas alternativos de geração de sua própria energia. Isto se faz necessário devido ao fato de que grandes projetos como este que foi objeto de estudo deste trabalho exigem uma alta complexidade de projeto integrado entre vários empreendimentos e, na maioria das vezes, os empreendedores resolvem fazer soluções individuais devido a maior facilidade de projeto e operacional, visto que as concessionárias de energia elétrica são obrigadas a atenderem suas demandas de eletricidade, porém, conforme visto no PDE 2021, este custo acaba pesando para a União.

6. BIBLIOGRAFIA

ABREU, Y. V.; OLIVEIRA, M. A. G.; GUERRA, S. M. G., **Energia, economia, rotas tecnológicas. Textos Seleccionados.** Málaga, Espanha: Eumed.net, Universidad de Málaga, 2010. 330p.

AGUIAR Fº, F. L. **Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro: Análise da Capacidade de Atração de Capital Privado para Investimentos em Geração de Energia Hidrelétrica.** 2007. 186 p. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

ANDREOS, R. **Estudo de viabilidade técnico-econômica de pequenas centrais de cogeração a gás natural no setor terciário do Estado de São Paulo.** 2013. 151 p. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013.

BARJA, G. J. A. **A cogeração e sua inserção ao sistema elétrico.** 2006. 157 p. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Tecnologia, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade de Brasília, Brasília, 2006.

BOYCE, M. P. **Handbook for Cogeneration and Combined Cycle Power Plants.** New York: ASME Press, 2002. 557 p.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Disponível em :
<<http://www.eia.gov/electricity/data/browser/>>. Acesso em 25/09/2013.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Countries Analysis Brief – Japan. Jun. 4th, 2012. Disponível em : <<http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=JA>>. Acesso em 26/09/2013.

FERGUSON, C. R.; KIRKPATRICK, A. T. **Internal Combustion Engines: Applied Thermodynamics.** New York: John Willey & Sons, Inc., 2000, 2nd ed., 369 p.

INTERNATION ENERGY AGENCY. **Insights Series 2013 - The IEA CHP and CHP Collaborative: CHP/DHC Country Scorecard: Japan.** France: IEA, Sep. 2013. 30 p.

INTERNATION ENERGY AGENCY. **The International CHP/CHP Collaborative: CHP/DHC Country Scorecard: Germany.** France: IEA, 2008. 12 p.

KLIMANM, M. **Competitive bidding for independent power: developments in the United States.** Revue de l'Énergie, n. 465, jan.-fev. 1995.

KEHLHOFER, R. H. et al. **Combined-Cycle Gas & Steam Turbine Power Plant.** Oklahoma: PennWell Publishing Company, 1999. 2ND Edition. 62 p.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional 2013.** Brasília: 2013. 288 p.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2021.** Brasília: 2012. 387 p.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. SECRETARIA DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E COMBUSTÍVEIS RENOVÁVEIS. DEPARTAMENTO DE GÁS NATURAL. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural.** Agosto de 2013. Ed. nº 77. 25 p.

PIRES, J. C. L. **Políticas Regulatórias no Setor de Energia Elétrica: A Experiência dos Estados Unidos e da União Européia.** Rio de Janeiro: BNDES, 1999. 59 p. (Texto para discussão, 73).

ROCHA, M.S.; ANDREOS, R.; SIMÕES-MOREIRA, J.R. **Performance tests of two small trigeneration pilot plants.** *Applied Thermal Engineering*, v11, p. 84-91, Aug. 2012.

SILVESTRIN, C. R et al. **SP COGEN MASTER PLAN 2020**. São Paulo: 2013. 118 p.

TABUENCA, T. B. **Ciência e tecnologia**. Rio de Janeiro: Klick, 1996.193p.

WYLEN, G. V.; SONNTAG, R.; BORGNAKKE, C. **Fundamentos da Termodinâmica Clássica**. São Paulo: Edgard Blüncher, 1995. 4ª Ed. 591 p.

7. ANEXO A – Legislação do Setor Elétrico

Referência	Partes destacadas do Texto
Lei Nº 9.074, de 7 de Julho de 1995.	Seção II: Produtor Independente de Energia Art. 11: produtor independente de energia elétrica é a pessoa jurídica ou empresas que produzirem energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco. Art. 12: A venda de energia elétrica por produtor independente poderá ser feita para: I - concessionário de serviço público de energia elétrica; II - consumidor de energia elétrica, nas condições estabelecidas nos arts. 15 e 16 (consumidores livres); III - consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais o produtor independente também forneça vapor oriundo de processo de cogeração; IV - conjunto de consumidores de energia elétrica, independentemente de tensão e carga, nas condições previamente ajustadas com o concessionário local de distribuição; V - qualquer consumidor que demonstre ao poder concedente não ter o concessionário local lhe assegurado o fornecimento no prazo de até 180 dias contado da respectiva solicitação. Seção III: Das Opções de Compra de Energia Elétrica por parte dos Consumidores Art. 15: Respeitados os contratos de fornecimento vigentes, a prorrogação das atuais e as novas concessões serão feitas sem exclusividade de fornecimento de energia elétrica a consumidores com carga igual ou maior que 10.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, que podem optar por contratar seu

	fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica. § 1o Decorridos três anos da publicação desta Lei, os consumidores referidos neste artigo poderão estender sua opção de compra a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do sistema interligado⁷⁶. § 2o Decorridos cinco anos da publicação desta Lei, os consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado. § 3o Após oito anos da publicação desta Lei, o poder concedente poderá diminuir os limites de carga e tensão estabelecidos neste e no art. 16. § 4o Os consumidores que não tiverem cláusulas de tempo determinado em seus contratos de fornecimento só poderão exercer a opção de que trata este artigo de acordo com prazos, formas e condições fixados em regulamentação específica, sendo que nenhum prazo poderá exceder a 36 (trinta e seis) meses, contado a partir da data de manifestação formal à concessionária, à permissionária ou à autorizada de distribuição que os atenda⁷⁷. § 5o O exercício da opção pelo consumidor não poderá resultar em aumento tarifário para os consumidores remanescentes da concessionária de serviços públicos de energia elétrica que haja perdido mercado⁷⁸. § 6o É assegurado aos fornecedores e respectivos consumidores livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário de serviço público, mediante
--	--

⁷⁶ Redação dada pela Lei nº 9.648, de 1998. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9648cons.htm#art3. Acesso em 27/20/2013.

⁷⁷ Redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm#art15§4. Acesso em 27/10/2013.

⁷⁸ Redação dada pela Lei nº 9.648, de 1998. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9648cons.htm#art3. Acesso em 27/10/2013.

	<i>ressarcimento do custo de transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo poder concedente.</i> <i>§ 7º O consumidor que exercer a opção prevista neste artigo e no art. 16 desta Lei deverá garantir o atendimento à totalidade de sua carga, mediante contratação, com um ou mais fornecedores, sujeito a penalidade pelo descumprimento dessa obrigação, observado o disposto no art. 3º, inciso X, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996⁷⁹.</i> <i>§ 8º Os consumidores que exercerem a opção prevista neste artigo e no art. 16 desta Lei poderão retornar à condição de consumidor atendido mediante tarifa regulada, garantida a continuidade da prestação dos serviços, nos termos da lei e da regulamentação, desde que informem à concessionária, à permissionária ou à autorizada de distribuição local, com antecedência mínima de 5 (cinco) anos⁸⁰.</i> <i>§ 9º Os prazos definidos nos §§ 4º e 8º deste artigo poderão ser reduzidos, a critério da concessionária, da permissionária ou da autorizada de distribuição local⁸¹.</i> <i>§ 10. Até 31 de dezembro de 2009, respeitados os contratos vigentes, será facultada aos consumidores que pretendam utilizar, em suas unidades industriais, energia elétrica produzida por geração própria, em regime de autoprodução ou produção independente, a redução da demanda e da energia contratadas ou a substituição dos contratos de fornecimento por contratos de uso dos sistemas elétricos, mediante notificação à concessionária de distribuição ou geração, com antecedência mínima de 180 (cento e oitenta) dias⁸².</i>
--	---

⁷⁹ Redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm#art15§7. Acesso em 27/10/2013.

⁸⁰ Incluído pela Lei nº 10.848, de 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm#art15§8. Acesso em 27/10/2013.

⁸¹ Incluído pela Lei nº 10.848, de 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm#art15§8. Acesso em 27/10/2013.

⁸² Incluído pela Lei nº 10.848, de 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm#art15§8.

	Art. 16. <i>É de livre escolha dos novos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica.</i>
Decreto Nº 2.003, de 10 de Setembro de 1996	SEÇÃO I: DAS DISPOSIÇÕES GERAIS <i>I - Produtor Independente de Energia Elétrica, a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco;</i> <i>II - Autoprodutor de Energia Elétrica, a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.”</i> SEÇÃO IV: Da Modalidade da Operação Energética Art. 14. <i>A operação energética das centrais geradoras de produtor independente e de autoprodutor poderá ser feita na modalidade integrada ou não integrada.</i> <i>§ 1º Considera-se operação integrada ao sistema aquela em que as regras operativas buscam assegurar a otimização dos recursos eletroenergéticos existentes e futuros.</i> <i>§ 2º Sempre que a central geradora, em função de sua capacidade e da sua localização, interferir significativamente na operação do sistema elétrico, o contrato de concessão ou o ato autorizativo disporá sobre a necessidade de sua operação integrada, de acordo com os critérios e as regras de otimização do respectivo sistema, sujeita aos ônus e benefícios decorrentes.</i> <i>§ 3º A operação da central geradora integrada será determinada com base nos estudos realizados pelos órgãos responsáveis pela</i>

operação otimizada do sistema elétrico.

§ 4º Fica assegurado ao produtor independente e ao autoprodutor, que operem na modalidade integrada, o recebimento de energia do sistema, de modo a garantir o cumprimento de seus contratos de fornecimento, nos casos em que for determinada a redução do despacho de suas usinas pelos órgãos responsáveis pela operação otimizada do sistema.

§ 5º As usinas termelétricas destinadas a autoprodução operarão na modalidade não integrada, podendo ser interligadas ao sistema elétrico.

Art. 15. *Os contratos de concessão e as autorizações definirão, nos casos de operação integrada ao sistema, o montante de energia anual, em MWh, e a potência, em MW, que poderão ser comercializados, ou utilizados para consumo próprio, pelo produtor independente ou autoprodutor, e as formas pelas quais esses valores poderão ser alterados.*

Parágrafo único. *Nos casos de operação não integrada ao sistema, os contratos de concessão ou as autorizações definirão o montante de potência, em MW, associado ao empreendimento e as formas pelas quais esse valor poderá ser alterado.”*

CAPÍTULO II: DAS DISPOSIÇÕES RELATIVAS AO PRODUTOR INDEPENDENTE

Art. 23. *O produtor independente poderá comercializar a potência e/ou energia com:*

I - concessionário ou permissionário de serviço público de energia elétrica;

II - consumidores de energia elétrica nas condições estabelecidas nos artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995;

III - consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais forneça vapor ou outro insumo oriundo de processo de cogeração;

	<i>IV - conjunto de consumidores de energia elétrica, independentemente de tensão e carga, nas condições previamente ajustadas com o concessionário local de distribuição;</i> <i>V - qualquer consumidor que demonstre ao poder concedente não ter o concessionário local lhe assegurado o fornecimento no prazo de até 180 dias, contado da respectiva solicitação.</i> <i>Parágrafo único. A comercialização de energia elétrica nas hipóteses dos incisos I, IV e V deste artigo deverá ser feita a preços sujeitos aos critérios gerais fixados pelo poder concedente.”</i> <i>CAPÍTULO III: DAS DISPOSIÇÕES RELATIVAS AO AUTOPRODUTOR</i> <i>Art. 28.</i> <i>Mediante prévia autorização do órgão regulador e fiscalizador do poder concedente, será facultada:</i> <i>I - a cessão e permuta de energia e potência entre autoprodutores consorciados em um mesmo empreendimento, na barra da usina;</i> <i>II - a compra, por concessionário ou permissionário de serviço público de distribuição, do excedente da energia produzida;</i> <i>III - a permuta de energia, em montantes economicamente equivalentes, explicitando os custos das transações de transmissão envolvidos, com concessionário ou permissionário de serviço público de distribuição, para possibilitar o consumo em instalações industriais do autoprodutor em local diverso daquele onde ocorre a geração.”</i>
Resolução Normativa ANEEL nº 247 de 21/12/2006	<i>Art. 1º</i> <i>Estabelecer, na forma desta Resolução, as condições para a comercialização de energia elétrica, no âmbito do Sistema Interligado Nacional - SIN -, do Consumidor Especial com geração oriunda de:</i> <i>I - aproveitamentos de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinados à produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica;</i>

	<i>II - empreendimentos com potência instalada igual ou inferior a 1.000 kW;</i> <i>III - empreendimentos cuja fonte primária de geração seja a biomassa, energia eólica ou solar, de potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição menor ou igual a 30.000 kW.</i> <i>§ 1º Para efeitos desta Resolução serão adotados os seguintes conceitos e definições:</i> <i>I - Consumidor Especial: consumidor responsável por unidade consumidora ou conjunto de unidades consumidoras do Grupo "A", integrante(s) do mesmo submercado no SIN, reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500kW;"</i> Art. 3º <i>Na comercialização de que trata o art. 1º desta Resolução, a concessionária ou permissionária de distribuição ou transmissão, em cujo sistema a unidade consumidora esteja conectada, deverá celebrar com os consumidores, ou conjunto de consumidores, os contratos a seguir indicados:</i> <i>(...)</i> <i>§ 1º Para fins de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento) a ser aplicada às Tarifas de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão e Distribuição, conforme o disposto no § 1º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelas fontes definidas no art. 1º desta Resolução, a redução final deve ser calculada proporcionalmente aos sub-montantes obtidos a partir dos MW médios provenientes de cada fonte individualmente, e para cada período de consumo.</i>
Resolução Normativa ANEEL nº 77 de 18/08/2004	Art. 1º <i>Estabelecer, na forma desta Resolução, os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, aplicáveis aos empreendimentos</i>

	<i>hidrelétricos com potência igual ou inferior a 1.000Kw (mil quilowatts), caracterizados como pequena central hidrelétrica, e àqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000Kw (trinta mil quilowatts), incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos aproveitamentos. (Redação dada ao artigo pela Resolução Normativa ANEEL nº 271, de 03.07.2007, DOU 18.07.2007).</i> Art. 2º <i>Fica estipulado o percentual de redução de 50% (cinquenta por cento), a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos empreendimentos a que se refere o art. 1º desta Resolução.</i>
Decreto Nº 5.163 de 30 de Julho de 2004	Art. 14. <i>Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:</i> <i>I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e</i> <i>II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004.</i> <i>Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput.</i>

Art. 15. A contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída será precedida de chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição, de forma a garantir publicidade, transparência e igualdade de acesso aos interessados.

§ 1º O montante total da energia elétrica contratada proveniente de empreendimentos de geração distribuída não poderá exceder a dez por cento da carga do agente de distribuição.

§ 2º Não será incluído no limite de que trata o § 1º deste artigo o montante de energia elétrica decorrente dos empreendimentos próprios de geração distribuída de que trata o § 2º do art. 70.

§ 3º O contrato de compra e venda de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída deverá prever, em caso de atraso do início da operação comercial ou de indisponibilidade da unidade geradora, a aquisição de energia no mercado de curto prazo pelo agente de distribuição.

§ 4º As eventuais reduções de custos de aquisição de energia elétrica referida no § 3º deverão ser consideradas no repasse às tarifas dos consumidores finais com vistas a modicidade tarifária, vedado o repasse de custos adicionais.

§ 5º A ANEEL definirá os limites de atraso e de indisponibilidade de que trata o § 3º, considerando a sazonalidade da geração, dentre outros aspectos, a partir dos quais aplicar-se-á o previsto nos arts. 5º, 6º, 7º e 8º.

§ 6º O lastro para a venda da energia elétrica proveniente dos empreendimentos de geração distribuída será definido conforme o estabelecido nos §§ 1º e 2º do art. 2º.”

Art. 34. Para regular o repasse às tarifas dos consumidores finais dos custos de aquisição de energia elétrica previstos neste Decreto, a ANEEL deverá calcular um Valor Anual de Referência - VR, mediante aplicação da seguinte fórmula:

	$VR = \frac{VL5 \times Q5 + VL3 \times Q3}{Q5 + Q3}$ onde: VL5 é o valor médio de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados no ano "A - 5"⁸³, ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas; Q5 é a quantidade total, expressa em MWh por ano, adquirida nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, realizados no Ano "A - 5"; VL3 é o valor médio de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados no ano "A - 3"⁸⁴, ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas; e Q3 é a quantidade total, expressa em MWh por ano, adquirida nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, realizados no ano "A - 3". Parágrafo único. Para efeito de cálculo do VR, não serão considerados os valores e os montantes de energia proveniente de leilões de fontes alternativas⁸⁵.
Resolução Normativa ANEEL nº 167	Art. 2º Na contratação de energia elétrica proveniente de geração distribuída o agente de distribuição deverá optar por uma das seguintes formas: I - processo de chamada pública, de forma a garantir a publicidade, transparência e igualdade aos interessados; ou

⁸³ "A - 5" o quinto ano anterior ao ano-base "A" em que se realizam os leilões de compra de energia elétrica.

⁸⁴ "A - 3" o terceiro ano anterior ao ano-base "A" em que se realizam os leilões de compra de energia elétrica.

⁸⁵ Incluído pelo Decreto nº 6.048, de 2007. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2007/Decreto/D6048.htm#art1. Acesso em 27/10/2013.

II - compra de energia elétrica produzida pela empresa de geração decorrente da desverticalização, cujos contratos de compra e venda deverão ser registrados na ANEEL e na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Parágrafo único. A contratação a que alude o caput será feita, exclusivamente, pelo agente em cuja rede de distribuição o respectivo empreendimento esteja conectado.

Art. 3º *O montante de energia elétrica contratada na opção prevista no inciso I do art. 2º não poderá exceder o limite de 10% (dez por cento) da carga do agente de distribuição, verificado no momento da contratação e com base na carga dos 12 (doze) meses precedentes.*

§ 1º Para fins de verificação do limite de que trata o caput, será considerado como carga a energia necessária para o atendimento a consumidores finais, a outros agentes de distribuição, bem como para cobertura do montante das perdas na Rede Básica, perdas técnicas e não técnicas nos sistemas de distribuição.

§ 2º Os contratos firmados em decorrência do processo de chamada pública, nos termos do caput, terão os respectivos preços atualizados pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE ou do que vier a sucedê-lo.

§ 3º A ANEEL autorizará o repasse, às tarifas dos consumidores finais, do preço da energia elétrica adquirida conforme o caput, até o limite do Valor Anual de Referência - VR vigente no ano de início da entrega da energia contratada e, nos reajustes subsequentes, no valor atualizado pelo IPCA.”

Art. 6º *Os contratos firmados conforme o inciso II do art. 2º terão a tarifa estabelecida pela ANEEL, com base no montante da geração*

	<i>distribuída anual, em MWh, para atendimento ao mercado considerado na última revisão tarifária periódica do agente de distribuição, bem como nos respectivos valores, em R\$, vinculados às rubricas a seguir relacionadas:</i> <i>I - remuneração dos ativos de geração;</i> <i>II - quota de reintegração;</i> <i>III - custos operacionais da empresa de referência;</i> <i>IV - Reserva Global de Reversão - RGR;</i> <i>V - uso dos sistemas de distribuição;</i> <i>VI - Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH;</i> <i>VII - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE;</i> <i>VIII - P&D; e</i> <i>IX - PIS, PASEP e COFINS.</i> <i>§ 1º Ao valor da RGR, considerado na última revisão tarifária, será aplicado o fator que representa a proporção da base de ativos de geração distribuída, em relação ao total de ativos imobilizados em serviço do agente de distribuição.</i> <i>§ 2º O valor referente ao inciso V será obtido pela aplicação da tarifa de uso dos sistemas de distribuição (TUSD), vigente na data da revisão tarifária, sobre a potência instalada da geração distribuída.</i>
Resolução Normativa Nº 235 de 14 de Novembro de 2006	“DAS TERMINOLOGIAS E DOS CONCEITOS Art. 3º Para os fins e efeitos desta Resolução são adotadas as terminologias e conceitos a seguir definidos: <i>I – Cogeração: processo operado numa instalação específica para fins da produção combinada das utilidades calor e energia mecânica, esta geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia disponibilizada por uma fonte primária, (...)</i> <i>II - Cogeração qualificada: atributo concedido a cogeradores que</i>

	atendem os requisitos definidos nesta Resolução, segundo aspectos de racionalidade energética, para fins de participação nas políticas de incentivo à cogeração; III - Energia da fonte (Ef): energia recebida pela central termelétrica cogeneradora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, com base no conteúdo energético específico, que no caso dos combustíveis é o Poder Calorífico Inferior (PCI); IV - Energia da utilidade eletromecânica (Ee): energia cedida pela central termelétrica cogeneradora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, em termos líquidos, ou seja, descontando da energia bruta gerada o consumo em serviços auxiliares elétricos da central; V - Energia da utilidade calor (Et): energia cedida pela central termelétrica cogeneradora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, em termos líquidos, ou seja, descontando das energias brutas entregues ao processo as energias de baixo potencial térmico que retornam à central; VI - Eficiência Energética: índice que demonstra o quanto da energia da fonte foi convertida em utilidade eletromecânica e utilidade calor; VII - Eficiência Exergética: índice que demonstra o quanto da energia da fonte foi convertida em utilidades equivalentes à eletromecânica; VIII - Fator de cogeração (Fc %): parâmetro definido em função da potência instalada e da fonte da central termelétrica cogeneradora, o qual aproxima-se do conceito de Eficiência Exergética; e IX - Fator de ponderação (X): parâmetro adimensional definido em função da potência instalada e da fonte da central termelétrica cogeneradora, obtido da relação entre a eficiência de referência da utilidade calor e da eletromecânica, em processos de conversão para obtenção em separado destas utilidades. DOS REQUISITOS PARA QUALIFICAÇÃO
--	--

Art. 4º A central termelétrica cogeneradora, para fins de enquadramento na modalidade de “cogeração qualificada”, deverá atender os seguintes requisitos:

I - estar regularizada perante a ANEEL, conforme o disposto na legislação específica e na Resolução no 112 de 18 de maio de 1999⁸⁶; e

II – preencher os requisitos mínimos de racionalidade energética, mediante o cumprimento das inequações a seguir:

$$a) \quad \frac{Et}{Ef} \geq 15\%$$

$$b) \quad \left(\frac{Et}{Ef} \right) \div X + \frac{Ee}{Ef} \geq Fc\%$$

§ 1º Os valores de “X” e “Fc” das fórmulas de que trata o inciso II deverão ser aplicados em função da potência elétrica instalada na central de cogeração e da respectiva fonte, obedecida a seguinte tabela:

Fonte/potência elétrica instalada	X	Fc%
Derivados de Petróleo, Gás Natural e Carvão:		
Até 5 MW	2,14	41
Acima de 5 MW e até 20 MW	2,13	44
Acima de 20 MW	2,00	50
Demais combustíveis:		
Até 5 MW	2,50	32
Acima de 5 MW e até 20 MW	2,14	37
Acima de 20 MW	1,88	42
Calor recuperado de processo:		
Até 5 MW	2,60	25
Acima de 5 MW e até 20 MW	2,17	30
Acima de 20 MW	1,86	35

⁸⁶ Estabelece os requisitos necessários à obtenção de Registro ou Autorização para a Implantação, Ampliação ou Repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res1999112.pdf>. Acesso em 27/10/2013.

	<i>§ 2º No caso de queima alternada ou mesclada de diferentes fontes, os valores de “X” e “Fc”, representativos dessa situação, serão obtidos por ponderação dos valores contidos na tabela de que trata o parágrafo anterior, segundo a participação energética de cada fonte.</i> <i>§ 3º Poderão candidatar-se à qualificação os blocos de cogeração pertencentes a uma central termelétrica contendo blocos de geração pura, desde que se distingam os primeiros dos segundos, e os blocos de cogeração apresentem medições perfeitamente individualizadas que permitam o cômputo das suas energias Ef, Ee e Et e a sua fiscalização.”</i>
Resolução Normativa Nº 482 de 17 de abril de 2012	CAPÍTULO I - DAS DISPOSIÇÕES PRELIMINARES Art. 1º Estabelecer as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. Art. 2º Para efeitos desta Resolução, ficam adotadas as seguintes definições: <i>I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;</i> <i>II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de</i>

unidades consumidoras;

III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída compense o consumo de energia elétrica ativa.

CAPÍTULO II - DO ACESSO AOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Art. 3º *As distribuidoras deverão adequar seus sistemas comerciais e elaborar ou revisar normas técnicas para tratar do acesso de microgeração e minigeração distribuída, utilizando como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, as normas técnicas brasileiras e, de forma complementar, as normas internacionais.*

§1º O prazo para a distribuidora efetuar as alterações de que trata o caput e publicar as referidas normas técnicas em seu endereço eletrônico é de 240 (duzentos e quarenta) dias, contados da publicação desta Resolução. (..)"

CAPÍTULO III - DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Art. 6º *O consumidor poderá aderir ao sistema de compensação de energia elétrica, observadas as disposições desta Resolução.*

Art. 7º *No faturamento de unidade consumidora integrante do sistema de compensação de energia elétrica deverão ser observados os seguintes procedimentos:*

I - deverá ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, conforme o caso.

II - o consumo a ser faturado, referente à energia elétrica ativa, é a diferença entre a energia consumida e a injetada, por posto horário, quando for o caso, devendo a distribuidora utilizar o excedente que não tenha sido compensado no ciclo de faturamento corrente para

	<i>abater o consumo medido em meses subsequentes.</i> <i>III - caso a energia ativa injetada em um determinado posto horário seja superior à energia ativa consumida, a diferença deverá ser utilizada, preferencialmente, para compensação em outros postos horários dentro do mesmo ciclo de faturamento, devendo, ainda, ser observada a relação entre os valores das tarifas de energia, se houver.</i> <i>IV - os montantes de energia ativa injetada que não tenham sido compensados na própria unidade consumidora poderão ser utilizados para compensar o consumo de outras unidades previamente cadastradas para este fim e atendidas pela mesma distribuidora, cujo titular seja o mesmo da unidade com sistema de compensação de energia elétrica, ou cujas unidades consumidoras forem reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito.</i> <i>V - o consumidor deverá definir a ordem de prioridade das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica.</i> <i>VI - os créditos de energia ativa gerada por meio do sistema de compensação de energia elétrica expirarão 36 (trinta e seis) meses após a data do faturamento, não fazendo jus o consumidor a qualquer forma de compensação após o seu vencimento, e serão revertidos em prol da modicidade tarifária.</i> <i>VII - a fatura deverá conter a informação de eventual saldo positivo de energia ativa para o ciclo subsequente, em quilowatt-hora (kWh), por posto horário, quando for o caso, e também o total de créditos que expirarão no próximo ciclo.</i> <i>VIII - os montantes líquidos apurados no sistema de compensação de energia serão considerados no cálculo da sobrecontratação de energia para efeitos tarifários, sem reflexos na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, devendo ser registrados contabilmente, pela distribuidora, conforme disposto no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica.</i>
--	---

8. ANEXO B – Legislação do Setor de Gás Natural

Referência	Partes Destacadas do Texto
Lei nº 11.909, de 04 de março de 2009	Art. 2º <i>Ficam estabelecidas as seguintes definições para os fins desta Lei e de sua regulamentação:</i> I - Capacidade de Transporte: <i>volume máximo diário de gás natural que o transportador pode movimentar em um determinado gasoduto de transporte;</i> (...) III - Capacidade Disponível: <i>parcela da capacidade de movimentação do gasoduto de transporte que não tenha sido objeto de contratação sob a modalidade firme;</i> IV - Capacidade Ociosa: <i>parcela da capacidade de movimentação do gasoduto de transporte contratada que, temporariamente, não esteja sendo utilizada;</i> V - Carregador: <i>agente que utilize ou pretenda utilizar o serviço de movimentação de gás natural em gasoduto de transporte, mediante autorização da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP;</i> (...) VIII - Comercialização de Gás Natural: <i>atividade de compra e venda de gás natural, realizada por meio da celebração de contratos negociados entre as partes e registrados na ANP, ressalvado o disposto no § 2º do art. 25 da Constituição Federal;</i> (...) XXXI - Consumidor livre: <i>consumidor de gás natural que, nos</i>

termos da legislação estadual aplicável, tem a opção de adquirir o gás natural de qualquer agente produtor, importador ou comercializador;

XXXII - Autoprodutor: *agente explorador e produtor de gás natural que utiliza parte ou totalidade de sua produção como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais;*

XXXIII - Auto-importador: *agente autorizado para a importação de gás natural que utiliza parte ou totalidade do produto importado como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais.*

(...)

Capítulo II

Seção I

Da Exploração da Atividade de Transporte de Gás Natural

Art. 3º *A atividade de transporte de gás natural será exercida por sociedade ou consórcio cuja constituição seja regida pelas leis brasileiras, com sede e administração no País, por conta e risco do empreendedor, mediante os regimes de:*

I - concessão, precedida de licitação; ou

II - autorização.

(...)

Seção II

Da Concessão da Atividade de Transporte de Gás Natural

Art. 10. *As concessões de transporte de gás natural contratadas a partir desta Lei deverão identificar os bens e instalações a serem considerados vinculados à sua exploração e terão prazo de duração de 30 (trinta) anos, contado da data de assinatura do imprescindível contrato, podendo ser prorrogado no máximo por igual período, nas condições estabelecidas no contrato de concessão.*

(...)

Art. 11. *Caberá à ANP promover o processo de licitação para concessão da atividade de transporte de gás natural.*

(...)

Seção VIII

Do Acesso de Terceiros aos Gasodutos e da Cessão de Capacidade

Art. 32. *Fica assegurado o acesso de terceiros aos gasodutos de transporte, nos termos da lei e de sua regulamentação, observado o disposto no § 2º do art. 3º e no § 3º do art. 30 desta Lei.*

Art. 33. *O acesso aos gasodutos de transporte dar-se-á, entre outras formas previstas em regulamentação, por contratação de serviço de transporte:*

I - firme, em capacidade disponível;

II - interruptível, em capacidade ociosa; e

III - extraordinário, em capacidade disponível.

Parágrafo único. *O acesso aos gasodutos dar-se-á*

primeiramente na capacidade disponível e somente após sua integral contratação é que ficará garantido o direito de acesso à capacidade ociosa, observado o disposto no § 2º do art. 3º e no § 3º do art. 30 desta Lei.

Art. 34. *O acesso ao serviço de transporte firme, em capacidade disponível, referido no inciso I do **caput** do art. 33 desta Lei, dar-se-á mediante chamada pública realizada pela ANP, conforme diretrizes do Ministério de Minas e Energia.*

Parágrafo único. *Os acessos aos serviços de transporte interruptível, em capacidade ociosa, e extraordinário, em capacidade disponível, dar-se-ão na forma da regulamentação, assegurada a publicidade, transparência e garantia de acesso a todos os interessados.*

Art. 35. *Fica autorizada a cessão de capacidade, assim entendida como a transferência, no todo ou em parte, do direito de utilização da capacidade de transporte contratada sob a modalidade firme.*

Parágrafo único. *A ANP deverá disciplinar a cessão de capacidade de que trata este artigo de forma a preservar os direitos do transportador.”*

CAPÍTULO III

IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL

Art. 36. *Qualquer empresa ou consórcio de empresas, desde que constituídos sob as leis brasileiras, com sede e administração no País, poderão receber autorização do Ministério de Minas e Energia para exercer as atividades de importação e exportação de gás natural.”*

Observa-se que é um processo bem simples, no entanto a grande

	dificuldade seria justamente o acesso às malhas de transporte e, além disto, em um mercado concentrado basicamente em uma empresa poderia ser arriscado algum investidor fazer contratos de longo prazo, visto que a Petrobrás poderia utilizar-se de dumping durante determinado período para tirar o concorrente do mercado (Silvestrin, C. R. et al, 2013, p. 47).. CAPÍTULO VI <i>Da Distribuição e Comercialização do Gás Natural</i> Art. 46. <i>O consumidor livre, o autoprodutor ou o auto-importador cujas necessidades de movimentação de gás natural não possam ser atendidas pela distribuidora estadual poderão construir e implantar, diretamente, instalações e dutos para o seu uso específico, mediante celebração de contrato que atribua à distribuidora estadual a sua operação e manutenção, devendo as instalações e dutos ser incorporados ao patrimônio estadual mediante declaração de utilidade pública e justa e prévia indenização, quando de sua total utilização.</i>
Resolução ANP nº 51, de 29 de setembro de 2011	Art. 1º <i>Fica regulamentado o registro de autoprodutor e autoimportador, previsto no Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010.</i> Art. 2º <i>O consumidor livre terá sua regulamentação elaborada no âmbito da legislação estadual, conforme disposto no inciso XXXI, do art. 2º, da Lei nº 11.909/2009, e no art. 65 do Decreto nº 7.382/2010.</i>
Resolução ANP nº 52, de 29 de setembro de 2011	<i>Da Autorização da Atividade de Comercialização de Gás Natural</i> (...) Art. 4º <i>Poderão solicitar a autorização para atividade de</i>

	<i>comercialização sociedades ou consórcios constituídos sob as leis brasileiras, com sede e administração no País.</i> <i>(...)</i> Art. 5º <i>O pedido de autorização para atividade de comercialização deverá ser encaminhado à ANP, assinado por responsável legal ou procurador, acompanhado da seguinte documentação:</i> <i>(...)</i> Art. 6º <i>O registro de agente vendedor será efetuado pela ANP por ocasião da outorga da autorização para atividade de comercialização.</i> <i>(...)</i> Das Obrigações Art. 10. <i>Os agentes vendedores autorizados deverão celebrar contratos de compra e venda de gás natural, registrados na ANP, explicitando:</i> <i>I - Modalidade de prestação do serviço;</i> <i>II - Termos e condições gerais de prestação do serviço;</i> <i>III - Volumes;</i> <i>IV - Preço:</i> <i>a) Parcela do preço referente à molécula;</i> <i>b) Parcela do preço referente ao transporte, caso aplicável;</i> <i>V - Critérios de reajuste das parcelas de preço;</i> <i>VI - Ponto de transferência de propriedade;</i> <i>VII - Cláusula de solução de controvérsias, podendo, inclusive, prever a convenção de arbitragem;</i> <i>VIII - Prazo de vigência.</i>
Decreto nº 43.889, de 10 de março de 1.999	CAPÍTULO XVI Tarifas Artigo 40 - <i>As tarifas dos serviços públicos de distribuição de gás</i>

	canalizado serão fixadas pela CSPE. (...) Artigo 42 - As tarifas para a prestação do serviço serão tarifas tetos, assim entendidas como tarifas máximas aprovadas pela CSPE, a serem aplicadas aos usuários e deverão refletir: Ver tópico <i>I</i> - preço de aquisição do gás; <i>II</i> - custo do transporte; <i>III</i> - margem de distribuição. Parágrafo único - As condições para a concessão de descontos e correspondentes alterações serão regulamentadas pela CSPE. Artigo 43 - As tarifas poderão ser diferenciadas em função das características técnicas e dos custos específicos provenientes do atendimento aos distintos segmentos de usuários. Artigo 44 - A CSPE aprovará as taxas e encargos pelos serviços correlatos à prestação dos serviços de distribuição de gás canalizado da concessionária e autorizados.
Portaria CSPE 26, de 21 de fevereiro de 2.000	Art. 1º - Reclassificar os Segmentos de Usuários Cogeração - CG e Termoelétrica - TE, que têm as tarifas tetos definidas de acordo com as faixas volumétricas aplicadas aos usuários destes Segmentos, a partir do consumo médio mensal contratual equivalente a, no mínimo, 500.000 m³ (quinhentos mil metros cúbicos) de gás canalizado. (...) Parágrafo 2º - Considera-se, para os fins desta Portaria, cogeração o processo de produção combinada de vapor e energia mecânica ou elétrica a partir de gás autorizado pela CSPE.
Deliberação ARSESP nº 230, de 26 de maio de 2011	Art. 1º - A atividade de COMERCIALIZAÇÃO de gás canalizado no Estado de São Paulo é exercida em livre competição, ficando sujeita ao regime de autorização nos termos previstos na presente

	<i>Deliberação.</i> Parágrafo único - A livre COMERCIALIZAÇÃO não se aplica aos Segmentos de Usuários Residencial e Comercial. Art. 2º - Para os efeitos desta Deliberação são adotadas as seguintes definições: (...) IV.CONTRATO DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO: Acordo de vontades celebrado entre a CONCESSIONÁRIA e USUÁRIO LIVRE, Autoprodutor ou Auto-importador para a prestação de SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO; (...) VI. CONTRATO DE COMPRA E VENDA DE GÁS: Acordo de vontades celebrado entre o COMERCIALIZADOR e o USUÁRIO LIVRE, objetivando a COMERCIALIZAÇÃO; (...) VIII. MERCADO LIVRE: Mercado de gás canalizado nas áreas de Concessão, onde a COMERCIALIZAÇÃO é exercida em livre competição, obedecidos os critérios de enquadramento para o USUÁRIO LIVRE e de Autorização para o COMERCIALIZADOR, no âmbito do Estado de São Paulo; IX. MERCADO REGULADO: Mercado de gás canalizado nas áreas de Concessão de Distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo submetidas às regras do Poder Concedente estabelecidas nos correspondentes Contratos de Concessão, sendo a prestação do serviço realizada pela CONCESSIONÁRIA sem a separação da COMERCIALIZAÇÃO e do SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO; (...) XIII. SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO: movimentação de
--	---

	<i>quantidades de gás canalizado dos PONTOS DE RECEPÇÃO aos PONTOS DE ENTREGA a USUÁRIOS LIVRES ou, quando for o caso, a Autoprodutores ou Auto-importadores, pela CONCESSIONÁRIA;</i> <i>XIV. TUSD: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição para prestação do SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO, conforme regulamentação da ARSESP; e</i> <i>XV. USUÁRIO LIVRE:</i> <i>Consumidor Não Residencial e Não Comercial, em condições de celebrar CONTRATO DE COMPRA E VENDA DE GÁS e CONTRATO DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.</i> <i>Art. 3º - O SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO dos volumes de gás canalizado comercializados entre USUÁRIOS LIVRES e COMERCIALIZADORES é atribuição exclusiva das CONCESSIONÁRIAS, que se responsabilizarão pela conexão, ligação do gás e suspensão do serviço, medição e demais condições relacionadas ao SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO.</i> <i>Art. 4º. - Sem prejuízo de demais disposições estabelecidas pela ARSESP, constituem direitos e obrigações dos COMERCIALIZADORES :</i> <i>I. Contratar livremente a compra e venda de gás canalizado, respectivamente, com agentes supridores e USUÁRIOS LIVRES;</i> <i>II. Liberdade para negociar preços e demais condições comerciais do gás canalizado em qualquer localidade do Estado;</i> <i>III. Demonstrar capacidade legal e financeira ao exercício da atividade de COMERCIALIZAÇÃO;</i> <i>IV. Assegurar, para cada transação, a disponibilidade do gás canalizado ao USUÁRIO LIVRE;</i> <i>V. Cumprir prazos e quantitativos negociados com USUÁRIOS LIVRES;</i> <i>VI. Utilizar boas práticas comerciais nas suas operações e transparência comercial;</i>
--	--

	<i>VII. Quando pertencente ao mesmo grupo da CONCESSIONÁRIA, agir com independência, legal e operacional, desta;</i> <i>VIII. Manter durante cinco anos toda a documentação dos Contratos celebrados com agentes supridores e USUÁRIOS LIVRES;</i> <i>IX. Manter os registros de consumos medidos de cada USUÁRIO LIVRE durante pelo menos cinco anos;</i> <i>X. Capacitar-se e colaborar com o Regulador e a CONCESSIONÁRIA durante situações de emergência na provisão do Serviço; e</i> <i>XI. Colaborar na promoção das políticas de eficiência energética.</i>
Deliberação ARSESP nº 231, de 26 de maio de 2011	Art. 3º - Os USUÁRIOS LIVRES, Autoprodutor ou Auto-importador farão uso dos SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO da respectiva CONCESSIONÁRIA, cabendo a esta a cobrança da TUSD. § 1º - À TUSD incide, além do valor autorizado, demais componentes e encargos tarifários aplicáveis às margens de distribuição no MERCADO REGULADO e/ou eventuais tributos exigíveis em face da peculiaridade dos SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO. § 2º - Fica facultado, ressalvado o previsto no § 4º deste artigo, à CONCESSIONÁRIA aplicar tarifa inferior à TUSD fixada pela ARSESP, desde que não implique em pleitos compensatórios posteriores quanto à recuperação de equilíbrio econômico-financeiro da prestação do SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO. § 3º - A tarifa praticada inferior à TUSD fixada terá como limite mínimo o custo da prestação do SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO contratado, ficando os descontos sujeitos à verificação pela ARSESP, que poderá exigir as respectivas planilhas, justificando os custos da prestação do serviço. § 4º - A CONCESSIONÁRIA fica obrigada a praticar aos USUÁRIOS LIVRES descontos médios ponderados sobre os valores de TUSD teto fixada pela ARSESP de modo a refletir o

	<i>desconto médio ponderado com os mesmos percentuais aplicados aos potenciais USUÁRIOS LIVRES, dentro de classes de consumo a serem estabelecidas.</i> § 5º - <i>Para fins da aplicação de que trata o parágrafo 4º deste artigo, serão calculados a cada ano civil os valores médios ponderados percentuais a serem aplicados no ano regulatório subsequente.</i> § 6º - <i>A ARSESP publicará, até 30 de abril de cada ano, os valores médios percentuais dos descontos, conforme parágrafo 4º deste artigo, praticado aos potenciais USUÁRIOS LIVRES no ano calendário anterior.</i> § 7º - <i>Para os casos em que houver o atendimento de mais de um segmento de usuário em uma mesma Unidade Usuária, a TUSD será aquela relativa a cada um dos Segmentos de Usuários, obedecendo aos critérios previstos no artigo 26 da Portaria CSPE 160/2001.</i> § 8º - <i>Os Autoprodutores e Auto-importadores, com redes de distribuição exclusivas e específicas, terão a TUSD aplicada, caso a caso, de forma diferenciada.</i> <i>(...)</i> Art. 19 – <i>Ficam estabelecidas as seguintes condições, na área da COMGÁS, para um Usuário tornar-se USUÁRIO LIVRE, como segue:</i> <i>I. Consumo mensal de pelo menos o equivalente a 300.000 m³/mês (trezentos mil metros cúbicos por mês), na média do ano calendário imediatamente anterior ao do exercício de contratações no MERCADO LIVRE;</i> <i>II. Usuários que se conectem à rede a partir de 31/05/2011 poderão ser USUÁRIOS LIVRES, desde que o volume contratado seja no mínimo o equivalente a 300.000 m³/mês (trezentos mil metros cúbicos por mês);</i> <i>III. Usuários conectados após 31/12/2009, em vista da</i>
--	---

	<i>impossibilidade de cálculo da média dos volumes de forma completa no ano de 2010, o volume a ser considerado será o contratado, sempre que o montante mínimo for de 300.000 m³/mês (trezentos mil metros cúbicos por mês).</i>
--	--