**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
PPGE – EP/FEA/IEE/IF**

RONALDO ANDREOS

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DE PEQUENAS
CENTRAIS DE COGERAÇÃO A GÁS NATURAL NO SETOR
TERCIÁRIO DO ESTADO DE SÃO PAULO**

**SÃO PAULO
2013**

RONALDO ANDREOS

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DE PEQUENAS
CENTRAIS DE COGERAÇÃO A GÁS NATURAL NO SETOR
TERCIÁRIO DO ESTADO DE SÃO PAULO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Escola Politécnica / Faculdade de Economia e Administração / Instituto de Eletrotécnica e Energia / Instituto de Física) para obtenção do título de Mestrado em Energia.

Orientador: Prof. Dr. José R. Simões Moreira

Versão Corrigida

(versão original disponível na Biblioteca da Unidade que aloja o Programa e na Biblioteca Digital de Teses e Dissertações da USP)

**SÃO PAULO
2013**

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

Andreos, Ronaldo.

Estudo de viabilidade técnico-econômica de pequenas centrais de cogeração a gás natural no setor terciário do estado de São Paulo./

Ronaldo Andreos ; orientador : José R. Simões Moreira – São Paulo, 2013.

168f.: il.; 30 cm.

Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Energia)
EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

1. Cogeração - aspectos econômicos. 2. Gás natural. 3. Microturbina
I. Título

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
EP – FEA – IEE – IF

RONALDO ANDREOS

“Estudo de viabilidade técnico-econômica de pequenas centrais de cogeração a gás natural no setor terciário do Estado de São Paulo”

Dissertação aprovada pela Comissão Julgadora:

Prof. Dr. José Roberto Simões Moreira – PPGE/USP
Orientador e Presidente da Comissão Julgadora

Prof. Dr. José Aquiles Baesso Grimoni – EP/USP

Prof. Dr. João Manoel Dias Pimenta - UnB

DEDICATÓRIA

Dedico esse trabalho aos principais apoiadores e incentivadores, ao longo desta trajetória de muito estudo pesquisa e dedicação, aos quais declaro meu respeito:

A minha esposa, Elisabeth Ap. M. Andreos, pela compreensão e abnegação do tempo que lhe furtei ao me dedicar a este trabalho.

Ao mestre, incentivador e amigo, Prof. Dr. José Roberto Simões Moreira, que sempre me orientou, acima de tudo a prosseguir com os estudos mesmo diante das dificuldades.

A empresa COMGÁS, pelo tempo disponibilizado aos meus estudos durante o período em que fui funcionário e pelo imenso material de consulta fornecido, dos quais serviram de base para este estudo.

RESUMO

ANDREOS, Ronaldo. **Estudo de viabilidade técnico-econômica de pequenas centrais de cogeração a gás natural no setor terciário do estado de São Paulo**. 2013. 168f. Dissertação (Mestrado em Energia) - Programa de Pós-Graduação em Energia – EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013.

Esta dissertação analisa a viabilidade técnico-econômica de pequenas centrais de cogeração a gás natural no setor terciário do estado de São Paulo, os estudos de cogeração foram baseados em casos reais de estabelecimentos comerciais dos principais segmentos do setor terciário com demanda elétrica e térmica compatível ao balanço energético para a configuração de cogeração. A análise dos resultados inclui o fator de utilização de energia (FUE), investimentos iniciais, economia operacional (fluxo de caixa), retorno dos investimentos (*Payback*), taxa interna de retorno (TIR) e valor presente líquido (VPL). As tecnologias empregadas nos estudos foram gerador do tipo Motor a Combustão Interna (MCI) e Microturbina (μ TG), resfriador de líquido por absorção (ABS) e resfriador de líquido elétrico convencional. Foi realizada análise do potencial de mercado para aplicação de cogeração através do mapeamento dos principais segmentos do setor terciário e realizado o levantamento do estado da arte. Foram estudadas as legislações brasileiras tanto no que se refere à cogeração qualificada como geração distribuída, realizado análise de emissões com destaque ao comparativo entre emissão de CO₂ das centrais de cogeração e a emissão de CO₂ das termelétricas a gás natural. Foi realizado estudo do cenário energético brasileiro do ponto de vista geração e distribuição de energia elétrica, cenário da oferta de gás natural no Brasil e a sua estrutura de distribuição no estado de São Paulo e, por fim, foram destacados os benefícios e barreiras da cogeração no Brasil. Os resultados alcançados apontam para um revés na viabilidade financeira da cogeração devido aos consecutivos aumentos no preço da tarifa de gás natural, apesar de bastante racional e com benefícios diretos ao meio ambiente e ao país, fazem-se necessários incentivos específicos relacionados à tarifa do gás natural para o crescimento da aplicação de cogeração no setor terciário do estado de São Paulo.

Palavras-chave: Cogeração, gás natural, viabilidade técnico-econômica, setor terciário, trigeração, gerador, motor a combustão interna, microturbina, absorção.

ABSTRACT

ANDREOS, Ronaldo. **Study of technical and economic feasibility of small cogeneration plants powered by natural gas in the tertiary sector of the state of São Paulo**. 2013. 168f. Master's Dissertation – Graduate Program in Energy, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013.

This dissertation examines the technical and economic feasibility of small cogeneration plants powered by natural gas in the tertiary sector of the state of São Paulo. Cogeneration studies were based on real cases of commercial facilities of the main segments of the tertiary sector with electrical and thermal demands compatible for energy usage in cogeneration configuration. The analysis results include energy utilization factor (EUF), initial investments, operational savings (cash flow), return on investment (payback), internal rate of return (IRR) and net present value (NPV). The technologies investigated in the study were Internal Combustion Engine (ICE) and Microturbine (μ TG) generator, absorption chiller (ABS) and conventional electrical chiller. It was carried out an analysis of the potential market for application of cogeneration by mapping the main segments of the tertiary sector and conducted a survey of the state of the art. Brazilian laws were studied both with regard to qualified cogeneration and distributed generation, performed emissions analysis with emphasis on the comparative between CO₂ emission from cogeneration plant and CO₂ emission from power plants by natural gas. It was made a study of Brazilian energy scenario from the viewpoint of generating and distributing of electricity, scenario of supply of natural gas in Brazil and its distribution structure in the São Paulo state and, finally, it was appointed the benefits and barriers of cogeneration in Brazil. The results indicate a setback on the financial viability of cogeneration due to consecutive increases in the price of natural gas, although quite rational and with direct benefits to the environment and the country, it's necessary specific incentives related to the natural gas price for the growth of the application of cogeneration in the tertiary sector of the state of São Paulo.

Key-words: Cogeneration, natural gas, technical and economic feasibility, tertiary sector, trigeneration, generator, internal combustion engine, microturbine, absorption chiller.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Planta de cogeração, energia elétrica e térmica (ABEGÁS, 2011)	5
Figura 2.2 - Cogeração chamada <i>Topping cycle</i>	7
Figura 2.3 - Cogeração chamada <i>Bottoming cycle</i>	7
Figura 2.4 - MCI a GN de $\eta_e = 34\%$ (ABEGÁS, 2011)	8
Figura 2.5 - MCI Ciclo Diesel (ABEGÁS, 2011), adaptada.	9
Figura 2.6 - MCI Ciclo Otto (ABEGÁS, 2011), adaptada.	9
Figura 2.7 - Ciclo Rankine com TV (SIMÕES-MOREIRA, 2012)	11
Figura 2.8 - Cogeração com TV (MONTEIRO e SILVA, 2010).....	11
Figura 2.9 - Ciclo Brayton com TG (SIMÕES-MOREIRA, 2012)	12
Figura 2.10 - Cogeração com TG (MONTEIRO e SILVA, 2010).....	12
Figura 2.11 - Geração energia elétrica ciclo combinado (SIMÕES-MOREIRA, 2012).....	13
Figura 2.12 - Microturbina a gás (CAPSTONE, 2012).....	14
Figura 2.13 - Etapas do processo ABS LiBr (ABEGÁS, 2011).....	17
Figura 2.14 - ABS Queima direta, Vapor e Água quente (CARRIER, 2010).....	18
Figura 2.15 - ABS three fuel; Vapor, Água quente e Gás natural (ABEGÁS, 2011)	18
Figura 2.16 - MCI em Cogeração " <i>Topping cycle</i> " (ABEGÁS, 2011)	20
Figura 2.17 - MCI em Cogeração " <i>Topping cycle</i> " (CARBONTRUST, 2010).....	21
Figura 2.18 - Sistema de trigeração utilizando MCI a gás (ARSESP, 2011).....	21
Figura 3.1 - Capacidade Instalada do SIN (MW) – 31/12/2011 (ONS, 2013).....	34
Figura 3.2 - Geração energia elétrica SIN (GWh), base 2012 (ONS, 2013).....	35
Figura 3.3 - Crescimento do PIB versus Consumo de Energia Elétrica (AES, 2007)	35
Figura 3.4 - Perdas transmissão energia elétrica, longas distâncias (ABEGÁS, 2011)*	36
Figura 3.5 - Sistema de comercialização de energia elétrica (ABEGÁS, 2011).....	38
Figura 3.6 - Variação tarifas energia elétrica, sudeste, setor terciário (ANEEL, 2013).....	40
Figura 3.7 - Variação acumulada tarifas energia, sudeste, setor terc. (ANEEL, 2013).....	40
Figura 3.8 - Classificação dos grupos de tensão (ANEEL, 2010).....	40
Figura 3.9 - Classificação dos subgrupos de energia elétrica (ANEEL, 2010).....	41
Figura 3.10 - Modalidade tarifária do consumidor cativo (ANEEL, 2010)	42
Figura 3.11 - Composição dos sinais tarifários do grupo A (ANEEL, 2010)	42
Figura 3.12 - Composição dos sinais tarifários do grupo B (ANEEL, 2010).....	43
Figura 3.13 - Gatilhos de incremento do preço da EE (ANEEL, 2010).....	43
Figura 3.14 - Classificação da tarifação do consumidor cativo (ANEEL, 2010).....	43

Figura 3.15 - Composição tarifária EE do subgrupo A (ANEEL, 2010)	44
Figura 3.16 - Composição tarifária EE do subgrupo B (ANEEL, 2010).....	44
Figura 3.17 - Localização do pré-sal (INFOGRÁFICO, 2013).....	46
Figura 3.18 - Reservas de petróleo brasileiras (MME, 2009)	47
Figura 3.19 - Reservas versus R/P no Brasil (MME, 2011)	48
Figura 3.20 - Oferta de gás natural disponibilizada no Brasil (MME, 2012).....	48
Figura 3.21 - Queima de gás natural em relação à produção nacional (MME, 2012).....	49
Figura 3.22 - Previsão produção nacional de gás natural de 2012-2021 (EPE, 2012)	50
Figura 3.23 - Novos campos gás em operação até 2016 (GAS ENERGY, 2011).....	51
Figura 3.24 - Projeção da oferta de gás no Brasil até 2020 (GAS ENERGY, 2011)	51
Figura 3.25 - Projeção demanda de gás no Brasil até 2020 (GAS ENERGY, 2011).....	52
Figura 3.26 – Projeção excedente gás até 2020 (GAS ENERGY, 2011) adaptado.	52
Figura 3.27 - Empresas distribuidoras de gás em São Paulo (COMGÁS, 2011).....	53
Figura 3.28 - Área de concessão da Comgás (COMGÁS, 2011)	54
Figura 3.29 - Desenvolvimento rede distribuição da COMGÁS (COMGÁS, 2011).....	55
Figura 3.30 - Variação tarifas GN, segmento cogeração, Comgás (ARSESP, 2012)	56
Figura 3.31 - Variação acumulada tarifas GN, Cogeração, Comgás (ARSESP, 2012)	56
Figura 4.1 - Evolução capacidade instalada cogeração no Brasil (COGEN, 2011)	72
Figura 5.1 - Resfriador de líquido compressor alternativo (CARRIER, 2011).....	81
Figura 5.2 - Perfil de carga térmica Outubro estudo de caso Supermercado	82
Figura 5.3 - Perfil de carga térmica anual estudo de caso Supermercado	82
Figura 5.4 - Configuração da cogeração estudo de caso Supermercado	83
Figura 5.5 - Gráfico resultado econ. tarifa GN hipotética estudo caso Supermercado	89
Figura 5.6 - Fluxo de caixa descontado estudo de caso Supermercado	90
Figura 5.7 - Fluxo de caixa acumulado estudo de caso Supermercado	90
Figura 5.8 - Resfriador de líquido compressor centrífugo (CARRIER, 2011)	91
Figura 5.9 - Perfil de carga térmica Outubro estudo de caso Shopping Center	92
Figura 5.10 - Perfil de carga térmica anual estudo de caso Shopping Center	92
Figura 5.11 - Configuração cogeração EE e AG com ABS dual (COMGÁS, 2011).....	93
Figura 5.12 - Configuração cogeração estudo de caso Shopping Center	94
Figura 5.13 - Gráfico resultado econ. tarifa GN hipotética estudo Shopping Center.....	99
Figura 5.14 - Fluxo de Caixa Descontado estudo de caso Shopping Center.....	100
Figura 5.15 - Fluxo de Caixa Acumulado estudo de caso Shopping Center	100
Figura 5.16 - Carga térmica estudo de caso Hospital	101

Figura 5.17 - Perfil de carga térmica Outubro estudo de caso Hospital.....	102
Figura 5.18 - Perfil de carga térmica anual estudo de caso Hospital.....	103
Figura 5.19 - Resfriador de líquido compressor parafuso (CARRIER, 2011)	103
Figura 5.20 - Configuração da cogeração estudo de caso Hospital.....	104
Figura 5.21 - Gráfico resultado econ. tarifa GN hipotética estudo caso Hospital	110
Figura 5.22 - Fluxo de caixa descontado estudo de caso Hospital	111
Figura 5.23 - Fluxo de caixa acumulado estudo de caso Hospital	111
Figura 5.24 - Perfil de carga térmica Outubro estudo de caso Hotel.....	113
Figura 5.25 - Perfil de carga térmica anual estudo de caso Hotel	113
Figura 5.26 - Resfriador de líquido compressor parafuso (CARRIER, 2011)	114
Figura 5.27 - Configuração da cogeração estudo de caso Hotel	115
Figura 5.28 - Gráfico resultado econ. tarifa GN hipotética estudo de caso Hotel.....	121
Figura 5.29 - Fluxo de caixa descontado estudo de caso Hotel.....	122
Figura 5.30 - Fluxo de caixa acumulado estudo de caso Hotel	122
Figura 5.31 - Configuração da trigeriação estudo de caso Hotel.....	123
Figura 5.32 - Gráfico resultado econ. tarifa GN hipotética estudo de caso Hotel.....	127
Figura 5.33 - Fluxo de caixa descontado estudo de caso Hotel.....	128
Figura 5.34 - Fluxo de caixa acumulado estudo de caso Hotel	128
Figura 5.35 - Resfriador de líquido compressor scroll (CARRIER, 2011)	129
Figura 5.36 - Perfil de carga térmica Outubro estudo de caso Edifício Comercial.....	130
Figura 5.37 - Perfil de carga térmica anual estudo de caso Edifício Comercial.....	130
Figura 5.38 – Configuração cogeração estudo de caso Edifício Comercial.....	131
Figura 5.39 - Gráfico resultado econ. tarifa GN hipotética Edifício Comercial	137
Figura 5.40 - Fluxo de Caixa Descontado estudo de caso Edifício Comercial	138
Figura 5.41 - Fluxo de Caixa Acumulado estudo de caso Edifício Comercial	138
Figura 5.42 - A razão mínima ideal das tarifas de EE e GN	142
Figura 6.1 - Variação acumulada tarifas Gás Natural x Energia Elétrica 2004 a 2013	146

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Dados médios MCI Diesel e GN (ABEGÁS, 2012), adaptada	9
Tabela 2.2 - Principais fabricantes de MCI a GN presentes no Brasil	10
Tabela 2.3 - Principais fabricantes de ABS presentes no Brasil.	18
Tabela 2.4 - Resumo das características das tecnologias de cogeração (DOE, 1999)	19
Tabela 2.5 - Rendimento elétrico e FUE por gerador.....	20
Tabela 2.6 - Parâmetros de carga térmica (ABEGÁS, 2011) apud COMGÁS	22
Tabela 2.7 - Parâmetros de carga térmica (ABEGÁS, 2011) apud COMGÁS	23
Tabela 2.8 - Consumo energético sistemas de AC (ABEGÁS, 2011) apud COMGÁS.....	24
Tabela 2.9 - Outros custos sistemas de AC (ABEGÁS, 2011) apud COMGÁS.....	25
Tabela 2.10 - Parâmetros MCI a gás (ABEGÁS, 2011) apud COMGÁS	25
Tabela 2.11 - Resfriador de líquido absorção (ABEGÁS, 2011) Apud COMGÁS	26
Tabela 2.12 - Fatores FC% e X - requisitos de qualificação (ANEEL, 2006)	29
Tabela 2.13 - Comparativo poluentes combustível fóssil (MONTEIRO e SILVA, 2010).	31
Tabela 2.14 - Comparação de emissão de CO ₂ , Termelétrica x Cogeração	32
Tabela 3.1 - Evolução Potência Instalada no SIN (MW) - 31/12/2011 (PEN, 2012)	37
Tabela 3.2 - Tarifas médias de energia elétrica, sem impostos (ANEEL, 2013)	39
Tabela 3.3 - Variação tarifas energia elétrica, sudeste, setor terciário (ANEEL, 2013)	39
Tabela 3.4 - Tarifa de EE AES Eletropaulo Grupo A (AES, 2012)	45
Tabela 3.5 - Tarifa de EE AES Eletropaulo Grupo B (AES, 2012)	45
Tabela 3.6 - Previsão produção nacional de gás natural de 2012-2021 (EPE, 2012).....	50
Tabela 3.7 - Variação tarifas gás natural, cogeração, Comgás (ARSESP, 2012)	56
Tabela 3.8 - Custo do gás natural segmento cogeração (COMGÁS, 2012).....	57
Tabela 3.9 - Custo do gás natural segmento comercial (COMGÁS, 2012)	58
Tabela 3.10 - Custo do gás natural Segmento Refrigeração (COMGÁS, 2012).....	59
Tabela 4.1 - Cogerações setor terciário área concessão Comgás (COMGÁS, 2013)	73
Tabela 4.2 - Segmentos do setor terciário com perfil para cogeração.....	76
Tabela 4.3 - Potencial de cogeração no estado de São Paulo (COGEN, 2011).....	77
Tabela 4.4 - Potencial de cogeração indústria estado de São Paulo (COGEN, 2011).....	78
Tabela 4.5 - Potencial cogeração setor terciário, estado São Paulo (COGEN, 2011).....	78
Tabela 5.1 - Histórico de consumo de Energia Elétrica dos últimos 12 meses	81
Tabela 5.2 - Resultado econômico estudo de caso Supermercado	87
Tabela 5.3 - Memória de cálculo estudo de caso Supermercado.....	87

Tabela 5.4 - Resultado econômico tarifa GN hipotética estudo caso Supermercado.....	89
Tabela 5.5 - Fluxo de caixa estudo de caso Supermercado	90
Tabela 5.6 - Resultado econômico estudo de caso Shopping Center	97
Tabela 5.7 - Memória de cálculo estudo de caso Shopping Center.....	97
Tabela 5.8 – Res. econômico tarifa GN hipotética estudo caso Shopping Center	99
Tabela 5.9 - Fluxo de caixa estudo de caso Shopping Center	100
Tabela 5.10- Resultado econômico estudo de caso Hospital	108
Tabela 5.11 - Memória de cálculo estudo de caso Hospital	108
Tabela 5.12 - Resultado econômico tarifa GN hipotética estudo de caso Hospital.....	110
Tabela 5.13 - Fluxo de caixa estudo de caso Hospital.....	111
Tabela 5.14 - Dados de eficiência Microturbina (CAPSTONE, 2012)	115
Tabela 5.15 - Memória de cálculo estudo de caso Hotel.....	119
Tabela 5.16 - Resultado econômico tarifa GN hipotética estudo de caso Hotel	120
Tabela 5.17 - Fluxo de caixa estudo de caso Hotel	121
Tabela 5.18 - Resultado econômico estudo de caso Hotel	126
Tabela 5.19 - Resultado econômico tarifa GN hipotética estudo de caso Hotel	127
Tabela 5.20 - Fluxo de caixa estudo de caso Hotel	128
Tabela 5.21 - Resultado econômico estudo de caso Edifício Comercial.....	134
Tabela 5.22 - Memória de cálculo estudo de caso Edifício Comercial	135
Tabela 5.23 - Resultado econômico tarifa GN hipotética Edifício Comercial.....	136
Tabela 5.24 - Fluxo de caixa estudo de caso Edifício Comercial.....	137
Tabela 5.25 - Dados técnicos estudos de caso.....	139
Tabela 5.26 - Investimento da cogeração estudos de caso	139
Tabela 5.27 - Custo médio de implantação de cogeração	139
Tabela 5.28 - Viabilidade tarifa vigente estudos de caso	140
Tabela 5.29 - Viabilidade tarifa proposta estudos de caso	140
Tabela 5.30 - Variação necessária tarifa GN atratividade econômica Cogeração.....	141
Tabela 5.31 - A razão mínima ideal das tarifas de EE e GN.....	141

LISTA DE SIGLAS

ABEGÁS	Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado
ABS	Resfriador de líquido por Absorção
AC	Ar Condicionado
AG	Água Gelada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AQ	Água Quente
ARSESP	Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo
ASHRAE	<i>American Society of Heating, Refrigerating and Air Conditioning Engineers</i>
BOT	<i>Built Operate and Transfer</i>
CAG	Central de Água Gelada
CC	Célula Combustível
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCHP	<i>Combined Cooling, Heat and Power</i>
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CHILLER	<i>Liquid Cooler</i> (Resfriador de líquido para sistema de AC)
CHP	<i>Combined Heat and Power</i>
CNPJ	Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica
CO	Monóxido de Carbono
CO ₂	Dióxido de Carbono
COMGÁS	Companhia de Gás de São Paulo
COP	<i>Coefficient of Performance</i>
COR	Ciclo Orgânico de Rankine
CT	Carga Térmica
CWS	<i>Chiller Water System</i>
D	Demanda
DFP	Demanda Fora de Ponta
DP	Demanda de Ponta
DXS	<i>Direct Expantion System</i>
E	Energia
Ee	Energia da utilidade Eletromecânica
EE	Energia Elétrica
Ef	Energia da Fonte

EFP	Energia Fora de Ponta
EI	Energia Intermediária
EP	Energia de Ponta
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
Et	Energia da utilidade calor
Fc %	Fator de cogeração
FC	Fator de Carga
FLC	Fluxo de Caixa
FLCA	Fluxo de Caixa Acumulado
FLCD	Fluxo de Caixa Descontado
FP	Fora de Ponta
FUE	Fator de Utilização de Energia
GHP	<i>Gas Heating Pump</i> (Sistema de AC multi-split a gás)
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito
GNV	Gás Natural Veicular
HCFC	Hidroclorofluorcarbono
H ₂ O	Água
I ₀	Investimento Inicial
IN	Intermediária
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
LEED	<i>Leadership in Energy and Environmental Design</i>
LiBr	Brometo de Lítio
MCE	Motor a Combustão Externa
MCI	Motor a Combustão Interna
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MME	Ministério de Minas e Energia
MS	Motores Stirling
n	Período (anos)
NH ₃	Amônia
NO _x	Óxido de Nitrogênio
ONS	Operador Nacional do Sistema
P	Ponta

PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PCI	Poder Calorífico Inferior
PCS	Poder Calorífico Superior
PEN	Plano Anual da Operação Energética
PIB	Produto Interno Bruto
r	Taxa de Desconto
R/P	Reservas/Produção
RC	Recursos Contingentes
RND-E	Recursos Não Descobertos sob concessão
RT	Reservas Totais
SELF	Aparelho de AC unitário de grande capacidade
SIN	Sistema Interligado Nacional
SO	Óxido de Enxofre
SPLIT	Aparelho de AC unitário de pequena capacidade e condensação remota
SPLITÃO	Aparelho de AC unitário de grande capacidade e condensação remota
TE	Tarifa de Energia Elétrica
TG	Turbina a gás
TIR	Taxa Interna de Retorno
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
TV	Turbina a vapor
VPL	Valor Presente Líquido
VRF	<i>Variable Refrigerant Flow</i> (Sistema de AC multi-split)
X	Fator de ponderação
μTG	Microturbina a gás

LISTA DE SIMBOLOS E UNIDADES

dB(A)	Decibel na escala (A)
kcal	Quilocaloria
kcal/h	Quilocaloria por hora
km	Quilômetro
km ²	Quilômetro quadrado
kV	Quilovolt
kW	Quilowatt
kWe	Quilowatt-elétrico
kWh	Quilowatt-hora
kWt	Quilowatt-térmico
L	Litros
m ³	Metro cúbico
mmHg	Milímetros de coluna de mercúrio
MWh	Megawatt-hora
η_e	Rendimento Elétrico
η_G	Rendimento Global
η_t	Rendimento Térmico
R\$	Reais
rpm	Rotações por minuto
TR	Tonelada de Refrigeração
TRh	Tonelada de Refrigeração-hora
V	Volt
W	Watt
μ	Micro

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	Objetivos, Motivação e Justificativas.....	1
2.	ESTADO DA ARTE	3
2.1	Conceito.....	3
2.2	Tipos de dimensionamento.....	6
2.3	Tecnologias disponíveis	7
2.4	Resumo das principais tecnologias.....	19
2.5	Configurações básicas	20
2.6	Custos com aquisição, implantação e manutenção.....	22
2.7	Legislação brasileira para cogeração qualificada	26
2.8	Emissões.....	30
2.9	Ruído	33
3.	CENÁRIO ENERGÉTICO BRASILEIRO.....	34
3.1	Geração de energia elétrica no Brasil.....	34
3.2	Cenário do gás natural no Brasil	46
4.	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	60
4.1	Conceito.....	60
4.2	Legislação.....	61
4.3	Geração alternativa renovável	62
4.4	Benefícios da cogeração.....	65
4.5	Barreiras da cogeração	68
4.6	Mercado potencial	72
5.	ESTUDOS DE CASOS.....	80
5.1	Supermercado	81
5.2	Shopping Center	91
5.3	Hospital	101
5.4	Hotel	112
5.5	Edifício comercial	129
5.6	Resumo dos estudos de caso	139
6.	CONCLUSÃO.....	143
	BIBLIOGRAFIA	148

1. INTRODUÇÃO

1.1 Objetivos, Motivação e Justificativas

Objetivos

Os objetivos desta dissertação é identificar os segmentos de mercado potenciais para aplicação de cogeração a gás natural no setor terciário do estado de São Paulo, selecionar as tecnologias e configurações de cogeração disponíveis para esta aplicação, calcular o fator de utilização de energia, o custo de implantação e operação da cogeração qualificada, sendo o objetivo principal a execução da análise da viabilidade técnico-econômica do ponto de vista da atratividade comercial.

Motivação

A expectativa do aumento da produção de gás natural no Brasil potencializa a oportunidade de aplicação de pequenas centrais de cogeração no centro de carga de São Paulo. As instabilidades no suprimento de energia elétrica nestas regiões são a cada dia mais frequentes, a exploração desta alternativa pode adicionar maior segurança operacional ao usuário, bem como proporcionar uma possível redução nos custos operacionais.

Justificativas

O Brasil tem alcançado um crescimento acentuado e acelerado da economia nos últimos anos gerando a necessidade de um incremento crescente na oferta de energia elétrica. A matriz energética brasileira por muito tempo foi em sua totalidade de fonte hidrelétrica, porém devido a diversas barreiras, principalmente ambiental, a oferta de geração hidrelétrica não tem acompanhado a demanda do país obrigando o governo a planejar o incremento da geração de energia elétrica através de fontes alternativas. As fontes alternativas renováveis, apesar de apresentarem um crescimento significativo, não se caracterizam como principal complemento à geração hidrelétrica na atualidade. Este papel tem sido realizado pelas usinas termelétricas de baixa e média eficiência acionadas por combustíveis fósseis.

Devido à característica hidrográfica brasileira o grande potencial de geração hidrelétrica se concentra na região norte do país, longe do centro de consumo que se encontra na região sudeste. Esta transmissão a longas distâncias resulta em perdas significativas de energia

diminuindo a eficiência e a segurança na geração e distribuição do país. Como alternativa é possível explorar e ampliar a geração distribuída no setor terciário (comercio e serviço).

O uso eficiente do recurso fóssil na geração de energia através de sistemas de cogeração com aproveitamento térmico e elétrico aumenta o fator de utilização de energia de forma a preservar os recursos energéticos, alcançar possível redução nos custos operacionais dos empreendedores, aumentar a segurança na geração, eliminar perdas, postergar investimentos na transmissão e distribuição, além de disponibilizar energia elétrica necessária para o crescimento do país.

A metodologia deste trabalho consiste em simular aplicações de cogeração em empreendimentos do setor terciário, com base em dados reais coletados em campo, com os parâmetros médios de eficiência de equipamentos disponíveis no mercado e com as tarifas de energia elétrica e gás natural vigente. Os cálculos são planilhados e comparados às soluções convencionais, apresentando o resultado técnico-econômico.

2. ESTADO DA ARTE

2.1 Conceito

A cogeração consiste na produção simultânea e sequenciada de duas ou mais formas de energia a partir do uso de uma única fonte energética primária como: óleo, carvão, gás natural ou liquefeito, biomassa ou solar, sendo o gás natural o combustível mais utilizado nos processos de cogeração de energia. O conceito Cogeração vem da definição da produção conjunta, em processo sequencial, de eletricidade ou energia mecânica, e energia térmica útil (LIZARRAGA, 1999). Na cogeração pode-se obter um aproveitamento de até 85% da energia contida no combustível, a qual pode ser transformada em água quente ou vapor (geração de calor), eletricidade, força motriz e água gelada (climatização).

O objetivo principal da cogeração é obter o máximo aproveitamento da energia contida na fonte primária de forma a utilizar o combustível da maneira mais eficiente e mais racional possível. Com isso é possível preservar as reservas energéticas, aumentar a eficiência do processo e consequentemente reduzir os custos com a geração de energia. A Cogeração pode ser aplicada em qualquer empreendimento onde exista a demanda de energia elétrica e térmica simultaneamente. O resultado final da operação da planta dependerá de um projeto criterioso levando em consideração o balanço térmico e elétrico ideal e a disponibilidade e condições econômicas alternativas dos insumos energéticos.

Na cogeração usa-se um equipamento principal que transforma energia térmica ou química em energia elétrica, térmica ou mecânica, este equipamento pode ser uma caldeira, um motor a combustão interna (MCI) ou uma turbina a gás (TG). Ele tem por objetivo a produção de energia primária, ao cogerar, parte da energia que seria considerada como rejeito térmico é recuperada para produção de outra forma de energia aumentando o fator de utilização de energia do ciclo.

Na geração de energia podemos dizer que a cogeração se caracteriza pela produção de energia (térmica e elétrica) através de um ciclo com rendimento global:

Rendimento Elétrico:

$$\eta_e = \frac{E}{C} \quad (2.1)$$

Rendimento Térmico:

$$\eta_t = \frac{Q}{C} \quad (2.2)$$

Rendimento Global:

$$\eta_G = \frac{E + Q}{C} \quad (2.3)$$

Onde: η = Rendimento
 E = Energia elétrica produzida
 Q = Calor produzido
 C = Poder calorífico do combustível

Ou ainda podemos definir a quantificação do aproveitamento da energia primária através da equação do Fator de Utilização de Energia (FUE):

$$\text{FUE} = \frac{\dot{W} + Q_u}{C} \quad (2.4)$$

Onde: $\dot{W}$ = Trabalho
 Q_u = Calor útil
 C = Poder calorífico do combustível

As plantas de cogeração podem ter diversas configurações e balanços energéticos, o objetivo principal em termos de aproveitamento térmico é desenvolver uma configuração em que o fator de utilização de energia (FUE) se aproxime do ideal (100%), em geral o FUE pode chegar a 85% (MARTENS, 1998).

A figura 2.1 ilustra uma planta de cogeração onde é utilizado um grupo motogerador a gás natural para produção de energia elétrica. Parte do calor rejeitado pelos gases de escape é recuperado em um resfriador de líquido por absorção (ABS) que utiliza este calor como fonte de energia para geração de água gelada (climatização) e o calor rejeitado pelo arrefecimento do bloco do motor é recuperado na forma de geração de água quente (aquecimento). Ou seja, a partir de uma única fonte primária, o gás natural, esta planta produz energia elétrica e energia térmica (água gelada e água quente) com FUE na ordem de 85%.

Figura 2.1 - Planta de cogeração, energia elétrica e térmica (ABEGÁS, 2011)

Devido a dificuldades na produção de energia elétrica de forma eficiente, os sistemas de Cogeração se iniciaram primeiramente na Europa no século XIX e posteriormente foram também difundidos nos Estados Unidos (LIZARRAGA, 1999). Em 2006 a cogeração dos Estados Unidos representou 9% da capacidade total de produção de energia, totalizando 85GWe de capacidade instalada, espera-se que em 2030 a capacidade instalada de cogeração aumente para 241 GWe representando 20% do total instalado no país (ORNL, 2008).

Pode-se classificar a cogeração em quatro tipos distintos de sistemas (ARSESP, 2011), como descrito a seguir:

2.1.1 Sistemas de companhias elétricas

Os sistemas de companhias elétricas foram difundidos basicamente nos anos 80 através de geradoras de vapor de baixa pressão para geração de energia elétrica de maneira eficiente, com o passar dos anos e com o aumento da demanda as companhias elétricas ficaram cada vez maiores, encarecendo cada vez mais a produção de energia elétrica. A partir deste ponto começaram surgir investimentos para o uso eficiente do combustível e aproveitamento de calor residual através de cogeração.

2.1.2 Sistemas industriais

Atualmente a grande maioria das indústrias utiliza a energia elétrica da rede, porém a tendência de aumento do custo da energia elétrica devido ao aumento da demanda, atrelada a necessidade de aumento de eficiência na produção industrial, exigências ecológicas, necessidade de maior segurança e confiabilidade, tem motivado muitas indústrias a implantar projetos de cogeração. Também muitos países preocupados com a diversificação da matriz energética vêm aprovando leis no sentido de incentivar um maior número de aplicação de cogeração na indústria.

2.1.3 Sistemas de calefação

Os sistemas de cogeração para calefação se caracterizam por grandes centrais de calefação, onde o calor residual é utilizado para produção de energia elétrica, que suprem bairros com água quente através de sistemas de dutos pressurizados alimentando residências, universidades, hospitais e etc. conhecidos como *district heating*. Estas centrais também podem funcionar com a produção sequencial ou simultânea de água gelada para a climatização dos mesmos usuários, sistema conhecido como *district cooling*. A utilização de calefação ou climatização depende das condições climáticas da região ou país, porém este tipo de aplicação é observado em maior escala em países de clima frio.

2.1.4 Sistemas de energia total

Os sistemas de energia total, ao que trata o objeto desta dissertação, referem-se a plantas de cogeração totalmente isoladas da rede elétrica atendendo a demanda elétrica do empreendimento e o calor residual é recuperado na produção de calefação e/ou climatização para o mesmo. Desta definição deriva-se o termo Sistema de energia total integrado onde o sistema de cogeração é integrado à rede elétrica pública podendo exportar a energia elétrica para a rede (LIZARRAGA, 1999).

2.2 Tipos de dimensionamento

No dimensionamento de uma planta de cogeração deve-se buscar o balanço na produção energética de forma a atender a demanda térmica e elétrica com o maior rendimento possível. Desta forma, podemos utilizar dois tipos de dimensionamento básico:

A Cogeração chamada *Topping cycle*, onde a geração de base ou geração principal é a energia elétrica, então o combustível primário gera primeiramente a energia elétrica e o calor recuperado resultante é utilizado para produção de energia térmica (KEHLHOFER, 1999).

Figura 2.2 - Cogeração chamada *Topping cycle*

E a Cogeração chamada *Bottoming cycle*, onde a geração de base ou geração principal é a energia térmica, logo o combustível primário gera primeiramente a energia térmica e o calor recuperado resultante é utilizado para produção de energia elétrica (KEHLHOFER, 1999).

Figura 2.3 - Cogeração chamada *Bottoming cycle*

2.3 Tecnologias disponíveis

Com base na literatura técnica pertinente ao tema e dados técnicos disponibilizados pelos principais fabricantes com representação no mercado brasileiro, foram levantadas as tecnologias disponíveis com ênfase na aplicação de cogeração de pequeno e médio porte para produção simultânea de energia elétrica, água gelada e água quente no setor terciário.

- Motor a combustão interna (MCI)
- Turbina a vapor (TV)
- Turbina a gás (TG)
- Microturbina a gás (μ TG)
- Outras tecnologias
 - ✓ Motores Stirling (MS)
 - ✓ Ciclo Orgânico de Rankine (COR)
 - ✓ Célula Combustível (CC)
- Resfriador de líquido por absorção (ABS)

2.3.1 Motor a combustão interna (MCI)

Os grupos motogeradores são compostos por um motor a combustão interna estacionário acoplado a um gerador de energia elétrica (figura 2.4). Os motores a combustão interna são do tipo endotérmico com movimentos alternativos através de pistões que giram o eixo principal transmitindo a potência necessária para girar o alternador que produz a energia elétrica.

O MCI queima o combustível em sua câmara de combustão para movimentar os cilindros podendo ser alimentado por diversos tipos de combustível, sendo o primeiro, mais comum o óleo diesel, biodiesel ou óleo pesado, este tipo trabalha no ciclo diesel (figura 2.5) e a ignição é realizada através da compressão da mistura combustível, largamente utilizado como gerador de emergência.

O segundo tipo de MCI pode ser alimentado por etanol, gás natural (GN) ou biogás, trabalhando no ciclo otto (figura 2.6), sua ignição é realizada através de centelha, largamente utilizada em sistemas de cogeração por possuírem emissões de poluentes expressivamente menores que o ciclo diesel.

O rendimento elétrico dos MCI a gás natural varia entre 25 e 45% e na cogeração o FUE pode chegar a 85%.

Figura 2.4 - MCI a GN de $\eta_e = 34\%$ (ABEGÁS, 2011)

Figura 2.5 - MCI Ciclo Diesel (ABEGÁS, 2011), adaptada.

Figura 2.6 - MCI Ciclo Otto (ABEGÁS, 2011), adaptada.

Para efeito de estudo energético é recomendado adotar os valores referencias da tabela 2.1, referentes aos valores médios dos diversos fabricantes de MCI no Brasil (ABEGÁS, 2012).

Tabela 2.1 - Dados médios MCI Diesel e GN (ABEGÁS, 2012), adaptada.

MCI	Ciclo Diesel	Ciclo Otto
Tipo de combustível	Líquido Pesado (Diesel)	Líquido Leve / Vapor (GN)
Rendimento elétrico médio (η_e)	35%	34%
Consumo médio Diesel / GN	0,30 L/kWh	0,30 m ³ /kWh
Preço médio de aquisição	R\$ 650 a R\$ 850 / kW	R\$ 750 a R\$ 1.100 / kW
Custo médio com manutenção	R\$ 35 a R\$ 50 / MWh	R\$ 20 a R\$ 35 / MWh

Os principais fabricantes de MCI a GN com representação no Brasil, para aplicação em cogeração no setor terciário estão listados na tabela 2.2.

Tabela 2.2 - *Principais fabricantes de MCI a GN presentes no Brasil*

Fabricante	Capacidades	Origem
Caterpillar	65 a 6.520 kWe	EUA
Cummins	20 a 2.000 kWe	EUA
GE	250 a 3.000 kWe	EUA
Generac	22 a 300 kWe	EUA
Guascor	250 a 1.200 kWe	Espanha
Leon Heimer	14,8 a 451 kWe	Brasil
MWM	400 a 4.300 kWe	Alemanha
Wartsila	3.758 a 8.439 kWe	Finlândia
Yanmar	3,5 a 16 kWe	Japão

2.3.2 Turbina a vapor (TV)

As turbinas a vapor são os equipamentos geradores de energia mais utilizados em plantas térmicas e industriais, trabalhando no ciclo Rankine ou a vapor (figura 2.7) é muito utilizada em plantas com utilidades geradoras de vapor como caldeiras aquatubulares de média e alta pressão, suas capacidades variam de 500 kWe a 250 MWe.

A TV pode ser de contrapressão; quando a pressão de saída é igual ou superior à pressão atmosférica, ou de condensação; quando a pressão de saída é menor que a pressão atmosférica.

A TV de condensação trabalha em ciclo fechado e na sua concepção necessita de uma caldeira onde ocorre o aquecimento da água para geração de vapor. Pode-se utilizar qualquer tipo de combustível na forma de energia primária como o gás natural, etanol, óleo diesel, óleo combustível, carvão ou biomassa. O vapor gerado é encaminhado para a turbina que recebe a energia cinética do vapor em suas pás girando o eixo que produz trabalho. Ao sair da turbina o fluido (vapor) perde calor por condensação alterando sua fase para líquida a fim de ser bombeado novamente para a caldeira reiniciando o ciclo. A TV pode produzir energia mecânica ou energia elétrica através de um gerador acoplado à ponta do eixo da turbina.

Figura 2.7 - Ciclo Rankine com TV (SIMÕES-MOREIRA, 2012)

Na TV de contrapressão o ciclo pode ser aberto e o vapor pode ser descarregado para a atmosfera ou aproveitado em processos industriais, este é o tipo de turbina mais simples e bastante utilizado em plantas de cogeração (figura 2.8).

Figura 2.8 - Cogeração com TV (MONTEIRO e SILVA, 2010)

No ciclo Rankine a eficiência elétrica varia entre 30 a 45% e na cogeração o FUE pode chegar a 50% (ABEGÁS, 2011).

2.3.3 Turbina a gás (TG)

As turbinas a gás são largamente utilizadas em cogerações industriais de grande escala devido a sua grande potência, alta capacidade de geração térmica recuperada pelos gases de exaustão para produção de vapor superaquecido utilizado nos processos industriais e também por sua confiabilidade operacional. Suas capacidades variam de 500 a 2.500 kW_e.

A TG opera no Ciclo Brayton (figura 2.9) onde o combustível é queimado em uma câmara de combustão que além do gás recebe ar comprimido, a queima do combustível produz a expansão dos gases que são encaminhados para a turbina onde a energia cinética proveniente do produto da combustão sobre as pás da turbina gira o eixo produzindo trabalho. O trabalho produzido pelo eixo tanto gera energia mecânica cinética ou energia elétrica através de um gerador como também produz o trabalho necessário para a compressão do ar de admissão da câmara de combustão.

Figura 2.9 - Ciclo Brayton com TG (SIMÕES-MOREIRA, 2012)

Os gases de exaustão são expelidos a uma temperatura média entre 400 e 650 °C, pela característica do combustível, os gases gerados são relativamente limpos e podem ser utilizados diretamente em outros processos como desumidificação ou secagem de argila, por exemplo. Devido sua alta temperatura, os gases de exaustão são comumente utilizados para a produção de outro fluido térmico como água quente ou vapor de água num sistema de cogeração conforme figura 2.10.

Figura 2.10 - Cogeração com TG (MONTEIRO e SILVA, 2010)

No ciclo Brayton a eficiência elétrica varia entre 35 a 45% e na cogeração o FUE pode chegar a 75% (ABEGÁS, 2011).

Os gases de exaustão da turbina a gás também podem ser utilizados em um ciclo Rankine para geração de vapor, resultando no ciclo combinado (figura 2.11).

Figura 2.11 - Geração energia elétrica ciclo combinado (SIMÕES-MOREIRA, 2012)

No ciclo combinado (Brayton + Rankine) a eficiência elétrica média é de 57% e na cogeração o FUE pode chegar a 75% (ABEGÁS, 2011).

2.3.4 Microturbina (μ TG)

As microturbinas a gás são as TG em menor escala, sua capacidade de geração elétrica varia de 30 a 250 kWe e através de combinações de módulos podem chegar a 1.000 kWe. As μ TG operam em altas rotações chegando a 90.000 rpm. Podem ser usadas somente na geração de energia elétrica ou associada a outros equipamentos permitindo o aproveitamento do rejeito térmico dos gases de exaustão configurando o sistema de cogeração de energia *Combined Heat and Power (CHP)*. Podem ser alimentadas por gás natural, gás liquefeito de petróleo (GLP), gases de processos ou combustíveis líquidos, como gasolina, querosene e óleo diesel.

Sua configuração também é análoga a TG, possuindo algumas características diferenciadas como:

- Sistema modular compacto com baixo nível de ruído.
- Controle de paralelismo de energia elétrica incorporado.
- Custos com manutenção menor que MCI, porém o custo de aquisição é maior.
- Recuperador de calor para produção de água quente incorporado.

Figura 2.12 - Microturbina a gás (CAPSTONE, 2012)

A Microturbina é constituída pelos seguintes componentes básicos: o compressor, a turbina, o gerador de energia elétrica e o recuperador de calor. O compressor-turbina é o coração da microturbina e em geral é montado em um eixo único em conjunto com o gerador elétrico, seus mancais são flutuantes e todo o conjunto é desenvolvido com tecnologia aeroespacial. Para efeito de manutenção é previsto a troca do conjunto eixo-compressor-turbina após um determinado número de horas de operação. Seu rendimento elétrico médio é de 25 a 33% e no processo *Combined cooling, heat, and power* (CCHP) ou trigeração, o FUE pode chegar a 85% (ROCHA e outros, 2011).

2.3.5 Outras tecnologias

Dentre as outras tecnologias alternativas para produção de energia, podemos citar os Motores Stirling, o Ciclo Orgânico de Rankine e a Célula Combustível.

Motores Stirling (MS)

Os Motores Stirling são motores a combustão externa (MCE), podendo trabalhar com qualquer combustível, seja gás natural, gasolina, etanol, GLP, entre outros. A aplicação em cogeração pode ser feita em residências com rendimento elétrico de 6 a 8% (CARBONTRUST, 2010). Sua vantagem frente aos MCI é o maior rendimento térmico, menor impacto ambiental além de possibilitar o uso de combustíveis alternativos.

Ciclo Orgânico de Rankine (COR)

O Ciclo Orgânico de Rankine tem o mesmo princípio da TV, com a diferença de usar um fluido orgânico ao invés de água. O COR é apropriado para recuperação de calor com temperaturas de até 250 °C e seu rendimento elétrico é de aproximadamente 20%.

Célula Combustível (CC)

A Célula Combustível tem por característica a conversão direta da energia química de um combustível em eletricidade, é silenciosa e compacta, sem partes móveis e elevada eficiência por não ser limitada ao fator de Carnot. Pode ser alimentada por diversos combustíveis como hidrocarbonetos, álcoois e hidrogênio, possui potência de 5 kWe a 2 MWe e rendimento elétrico de 30 a 60%.

2.3.6 Resfriador de líquido por Absorção (ABS)

O resfriador de líquido por absorção produz água gelada utilizada para climatização de ambientes. Ao contrário dos equipamentos convencionais que utilizam energia elétrica como fonte primária trabalhando num ciclo a compressão, o ABS opera a calor, proveniente de energia térmica primária, tais como água quente, vapor de baixa e média pressão, gases quentes ou ainda queima direta de combustível, operando num ciclo por absorção com pressão interna relativa negativa.

Pelo fato de utilizar energia térmica primária o ABS é muito utilizado em sistemas de cogeração onde existam as demandas simultâneas de energia elétrica e água gelada para climatização de ambientes. O calor rejeitado na geração elétrica, seja através de MCI ou μ TG, é recuperado para alimentar o ABS aumentando o FUE.

Os componentes básicos de um ABS são; o evaporador, o condensador, o absorvedor e o gerador. O fluido refrigerante pode ser água desmineralizada (H_2O) quando trabalha com a solução absorvedora de Brometo de lítio (LiBr) ou Amônia (NH_3) quando trabalha com a solução absorvedora de H_2O . Os equipamentos de LiBr podem produzir água gelada a temperaturas mínimas de até $6\text{ }^{\circ}\text{C}$ podendo ser utilizados em aplicação de conforto, já os equipamentos de NH_3 podem produzir água gelada em temperaturas mínimas de até $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ podendo ser utilizados em aplicações de refrigeração.

As etapas do processo de um ABS LiBr ocorrem da seguinte forma:

1° O refrigerante (H_2O) em estado líquido é aspergido sobre os tubos do evaporador que se encontra em vácuo (6 mmHg), provocando a sua evaporação e consequentemente a retirada de calor sensível da água gelada que circula dentro dos tubos do evaporador, baixando a sua temperatura de $12,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ para $7\text{ }^{\circ}\text{C}$ em média.

2° A solução concentrada de LiBr é aspergida no 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 desce e se acumula no fundo do trocador.

3° A solução fraca ou diluída de LiBr depositada no fundo do trocador é bombeada para o Gerador. O Gerador aquece a solução diluída, através de uma fonte de calor externa (Gás Natural, Óleo diesel, água quente, vapor de baixa ou média pressão ou ainda gases quentes produtos de combustão), promovendo a separação entre a H_2O e o LiBr através da evaporação do refrigerante (H_2O) que possui ponto de evaporação menor que o LiBr.

4° A solução concentrada de LiBr retorna para o absorvedor, reiniciando o ciclo de absorção. O refrigerante (H_2O) vaporizado vai para o condensador onde é condensado, retornando ao

estado líquido através da retirada de calor latente pelo resfriamento provocado pela circulação da água de torre.

5° O refrigerante (H_2O) em estado líquido acumulado no fundo do condensador desce e é aspergido novamente sobre os tubos do evaporador reiniciando o ciclo básico de refrigeração de um chiller por absorção.

Figura 2.13 - Etapas do processo ABS LiBr (ABEGÁS, 2011)

O chiller por absorção utiliza uma pequena parcela de energia elétrica, equivalente a 0,03 kWe por TRh de refrigeração produzido, para alimentar o seu painel elétrico, as bombas de solução, a bomba de vácuo e algumas válvulas solenoides. Opera de forma silenciosa e sem vibração por possuir pequenas peças móveis e por consequência possui menor custo de manutenção.

As figuras 2.14 e 2.15 ilustram os tipos de equipamentos disponíveis no mercado de acordo com a fonte de calor para o acionamento do ciclo por absorção.

Figura 2.14 - ABS *Queima direta* (a), *Vapor* (b) e *Água quente* (c) (CARRIER, 2010)

Figura 2.15 - ABS *three fuel*; *Vapor*, *Água quente* e *Gás natural* (ABEGÁS, 2011)

Os resfriadores de líquido por absorção NH_3 estão disponíveis em módulos de capacidade de até 5 TR e os ABS de LiBr estão disponíveis na faixa de capacidade de 5 a 6.000 TR.

Tabela 2.3 - *Principais fabricantes de ABS presentes no Brasil.*

Fabricante	Origem
Carrier	EUA/Coréia/China
LS Cable	Coréia
Thermax	Índia
York	EUA/China
Broad	China
Kawasaki	Japão
Robur	Itália

2.4 Resumo das principais tecnologias

Com base nas tecnologias de cogeração investigadas, foi elaborado um resumo de suas principais características com destaque as vantagens, desvantagens e faixa de potência de geração elétrica.

Tabela 2.4 - *Resumo das características das tecnologias de cogeração (DOE, 1999)*

Sistema	Vantagens	Desvantagens	Pot. Geração Energia El.
Turbina a Gás	Alta confiabilidade;	Requer gás a alta pressão ou compressor de gás;	500 a 2.500 kW
	Baixa emissão de gases poluentes;	Baixa eficiência com carga parcial;	
	Grande quantidade de energia térmica disponível;	Rendimento depende das condições do ambiente;	
	Não necessita sistema de refrigeração;	Tempo de instalação é alto;	
Microturbina	Menor número de partes móveis (baixo desgaste);	Alto custo inicial;	30 a 250 kW
	Pequenas dimensões e baixo peso;	Relativamente baixo rendimento mecânico;	
	Baixa emissão de gases poluentes;	Limitada a sistemas de cogeração de baixa temperatura;	
	Não necessita sistema de refrigeração;		
	Tempo de instalação é baixo;		
Motor a Combustão Interna (Ciclos Otto e Diesel)	Alta eficiência e possibilidade de operar com carga parcial;	Alto custo de manutenção;	Ciclo Otto até 8 MW
	Partida rápida;	Limitado a sistemas de cogeração de baixa temperatura;	
	Relativamente baixo custo de investimento;	Alta taxa de emissão de gases poluentes (ciclo diesel);	Ciclo Diesel 4 a 80 MW
	Pode ser usado em locais remotos;	Requer sistema de refrigeração;	
	Utiliza gás em baixa pressão;	Alto nível de ruído;	
Turbina a Vapor	Alta eficiência;	Partida lenta;	50 kW a 250 MW
	Flexibilidade de combustíveis;	Alto custo de investimento;	
	Capaz de atender a grandes demandas de calor;	Operação precisa de pessoal especializado;	
	Vida útil longa e de alta confiabilidade;		
	Flexibilidade na relação potência/calor;		
Células a Combustível	Baixa emissão de gases poluentes e baixo ruído;	Alto custo inicial;	5 kW a 2 MW
	Alta eficiência sobre toda faixa de potência;	Baixa durabilidade;	
	Flexibilidade modular;	Baixa densidade de potência;	
		Dependência de hidrogênio manufaturado;	

Conforme redação das principais tecnologias de cogeração descritas nos tópicos anteriores, foi elaborado um resumo destacando as faixas de rendimento elétrico (η_e) e do fator de utilização de energia na cogeração (FUE).

Tabela 2.5 - Rendimento elétrico e FUE por gerador

Gerador	η_e	Cogeração (FUE)
MCI	25 a 45%	85%
TV	30 a 45%	50%
TG	35 a 45%	75%
μ TG	25 a 33%	85%
Ciclo Combinado	57%	75%

2.5 Configurações básicas

Tipicamente, em função das demandas, as configurações básicas de cogeração para o setor terciário são:

- Energia elétrica e Água gelada
- Energia elétrica e Água quente
- Energia elétrica, Água gelada e Água quente

2.5.1 Energia elétrica e Água gelada

A combinação da produção de energia elétrica e água gelada é a configuração básica mais aplicável no setor terciário. A figura 2.16 ilustra a produção de energia elétrica na base através de um MCI, *Topping cycle*, onde parte do calor residual é recuperado e encaminhado para um ABS que produz água gelada para a climatização dos ambientes.

Figura 2.16 - MCI em Cogeração "Topping cycle" (ABEGÁS, 2011)

2.5.2 Energia elétrica e Água quente

Ilustrado na figura 2.17, um exemplo da configuração básica de uma planta de cogeração produzindo energia elétrica na base através de um MCI, *Topping cycle*, onde parte do calor residual é recuperado para a produção de água quente.

Figura 2.17 - MCI em Cogeração "Topping cycle" (CARBONTRUST, 2010)

2.5.3 Energia elétrica, Água gelada e Água quente

A produção simultânea e sequenciada de energia elétrica, água gelada e água quente também pode ser chamada de trieração (ROCHA e outros, 2010). A figura 2.18 ilustra a configuração básica de uma planta de cogeração produzindo energia elétrica na base através de um MCI, *Topping cycle*, onde parte do calor residual é recuperado para a produção de água quente e também água gelada respectivamente.

Figura 2.18 - Sistema de trieração utilizando MCI a gás (ARSESP, 2011)

2.6 Custos com aquisição, implantação e manutenção

Como as plantas de cogeração possuem uma série de possibilidades e configurações, além das diversificadas tecnologias a serem aplicadas, estudou-se os dados de custo com aquisição, implantação e manutenção com base no setor terciário e na produção de energia elétrica, água gelada e água quente.

A seguir é apresentada uma tabela com os parâmetros básicos para estimativa de carga térmica de acordo com o tipo de empreendimento, ocupação e atividade destinada aos ambientes climatizados. A “Carga Térmica” refere-se à carga térmica máxima simultânea a ser combatida pelo sistema de ar condicionado, o “Fator de Carga na Ponta” define a carga parcial média na operação do sistema durante o horário de ponta, o “Fator de Carga Fora de Ponta” define a carga parcial média na operação do sistema durante o horário fora de ponta e o “Fator de Carga Global” define a carga parcial média durante todos os horários da operação do sistema. Os valores apresentados são apenas estimativos, para efeito de dimensionamento é necessária a execução de todos os cálculos de transferência de calor, análise de matérias empregados, ocupação de pessoas, cargas internas, externas e etc..

Tabela 2.6 - Parâmetros de carga térmica (ABEGÁS, 2010) apud COMGÁS.

Parâmetros para Carga Térmica					
Tipo de Empreendimento		Carga Térmica (m ² /TR)	Fator de Carga na Ponta	Fator de Carga Fora de Ponta	Fator de Carga Global
Academia	Salas de ginástica	20	0,7	0,5	0,56
Banco	Administrativo	22	0,5	0,6	0,57
Call Centre	Escritórios	20	0,7	0,7	0,70
Ensino	Salas de aula	22	0,7	0,6	0,62
Escritório Comercial	Baixa Ocupação	24	0,4	0,5	0,47
	Alta Ocupação	22	0,5	0,6	0,57
Hotel e Flat	Quarto	25	0,5	0,6	0,59
Hospital	Internação	25	0,7	0,7	0,70
	Centro Cirúrgico	18	0,6	0,7	0,69
Igreja	Templo	22	0,7	0,6	0,62
Museu	Exposição	25	0,4	0,5	0,47
Residência	Quartos e Sala	25	0,6	0,5	0,51
Shopping Center	Loja	20	0,6	0,5	0,52
	Mall	25	0,7	0,6	0,62
Supermercado e Varejo	Loja	25	0,7	0,6	0,62
Processo (*)	-	18	0,5	0,8	0,71

(*) Para Processo não existe uma relação direta entre Carga Térmica e área de piso. Neste caso a Carga Térmica deve ser calculada conforme a demanda do processo, o valor informado na tabela acima é apenas uma referência.

A tabela abaixo também ilustra o fator de carga térmica global de acordo com os empreendimentos analisados, porém desta vez o fator de carga na ponta é representado pelo percentual em relação ao fator global.

Tabela 2.7 - Parâmetros de carga térmica (ABEGÁS, 2011) apud COMGÁS

Fator de carga térmica		
Estabelecimento Comercial	Fator de Carga Global	% da Ponta
Shopping	0,5	12,5%
Supermercado	0,7	10,0%
Hotel	0,5	12,5%
Hospital	0,45	16,0%
Escritório	0,4	17,5%

Para análise comparativa do custo operacional de uma planta de cogeração em relação a uma instalação convencional é necessário conhecer os parâmetros de eficiência energética dos sistemas empregados, sendo assim, elaborou-se a tabela 2.8 com os parâmetros médios das tecnologias atuais.

Com base no tipo de sistema, equipamentos e seu estado de conservação são apresentados os seguintes parâmetros:

- COP (coeficiente de operação)
 - Indica a eficiência do equipamento (kW/ikW), relação entre a energia térmica produzida em (kW) e a energia consumida (ikW)
- Consumo de Energia Elétrica (kW/TR)
 - Do equipamento e do sistema (incluso bombeamento de água)
 - Este parâmetro é utilizado no cálculo do custo operacional
- Consumo de Gás Natural (m³/TR)
 - Aplicado para os equipamentos movidos a gás

Tabela 2.8 - Consumo energético sistemas de AC (ABEGÁS, 2010) apud COMGÁS

Consumo Energético								
Sistema	Ti po	Equipamento	Condensação	Estado	COP kW/ikW	Consumo Energia Elétrica (kW/TR)		Consumo Gas Natural (m³/TR) PCI = 8560 kcal/m³
						Equipamento	Sistema	
Gás Natural	D X S	GHP	Ar	Novo	1,41	0,10	0,10	0,24 (0,21 a 0,27)
	C W S	GHP Chiller	Ar	Novo	1,41	0,10	0,15	0,24 (0,21 a 0,27)
		Chiller Absorção Amônia	Ar	Novo	0,69	0,10	0,30	0,50
		Chiller Absorção < 300TR	Água	Novo	1,36	0,03	0,18	0,22 (0,22 a 0,26)
		Chiller Absorção > 300TR	Água	Novo	1,36	0,03	0,18	0,22 (0,22 a 0,26)
Elétrico	D X S	Aparelho de Janela	Ar	Novo	1,76	2,00	2,00	-
		Split	Ar	Novo	2,61	1,35	1,35	-
		Self	Ar	Novo	2,61	1,35	1,35	-
			Água	Novo	2,93	1,20	1,40	-
		Splitão	Ar	Novo	2,61	1,35	1,35	-
		VRF	Ar	Novo	4,14	0,85	0,85	-
	Água		Novo	5,23	0,67	0,75	-	
	C W S	Chiller Alternativo	Ar	Velho	2,33	1,51	1,61	-
			Água	Velho	3,20	1,10	1,35	-
		Chiller Scroll	Ar	Novo	3,66	0,96	1,05	-
				Velho	2,61	1,35	1,41	-
			Água	Novo	3,82	0,92	1,16	-
				Velho	3,55	0,99	1,23	-
		Chiller Parafuso	Ar	Novo	3,29	1,07	1,16	-
				Velho	2,91	1,21	1,31	-
			Água	Novo	4,51	0,78	1,02	-
				Velho	4,00	0,88	1,12	-
		Chiller Centrífugo	Água	Novo	7,03	0,50	0,72	-
				Velho	5,50	0,64	0,87	-

Tanto para análise comparativa do custo operacional, como para o cálculo do retorno do investimento é necessário conhecer os custos de aquisição dos sistemas empregados. Sendo assim, elaborou-se a tabela 2.9 apresentando o custo médio de aquisição das tecnologias atuais, bem como os custos com manutenção e tratamento químico para os sistemas que utilizam condensação a água. Com base no tipo de sistema, equipamento empregado e estado de conservação, são apresentados os seguintes parâmetros; “Investimento Anual” para tratamento químico e manutenção preventiva do sistema de ar condicionado e “Investimento Inicial” com aquisição de equipamentos, subestação de energia elétrica, bomba de água de condensação e torre de resfriamento.

Tabela 2.9 - Outros custos sistemas de AC (ABEGÁS, 2010) apud COMGÁS

Custo Investimento Inicial e Anual									
Sistema	T i p o	Equipamento	Cond.	Estado	Invest. Anual		Invest. Inicial		
					Trat. Quím. (R\$/TR)	Manut. (R\$/TR)	Equipam. (R\$/TR)	Sub- estação El. (R\$/kW dem.)	Bomba Cond. e Torre (R\$/TR dem.)
Gás Natural	D X S	GHP	Ar	Novo	0	94	4.140	500	0
	C W S	GHP Chiller	Ar	Novo	0	94	4.140	500	0
		Chiller Absorção Amônia (5TR)	Ar	Novo	0	69	6.000	500	0
		Chiller Absorção < 300TR	Água	Novo	5	69	1.400	500	500
		Chiller Absorção > 300TR	Água	Novo	5	69	1.100	500	500
Elétrico	D X S	Aparelho de Janela	Ar	Novo	0	253	1.100	500	0
		Split	Ar	Novo	0	253	1.300	500	0
		Self	Ar	Novo	0	253	1.100	500	0
			Água	Novo	5	253	1.000	500	450
		Splitão	Ar	Novo	0	253	1.100	500	0
		VRF	Ar	Novo	0	92	2.750	500	0
			Água	Novo	5	92	3.600	500	450
	C W S	Chiller Alternativo	Ar	Velho	0	161	0	0	0
			Água	Velho	5	161	0	0	0
		Chiller Scroll	Ar	Novo	0	115	950	500	0
				Velho	0	161	0	0	0
			Água	Novo	5	115	900	500	450
				Velho	5	161	0	0	0
		Chiller Parafuso	Ar	Novo	0	115	1.050	500	0
				Velho	0	161	0	0	0
			Água	Novo	5	115	1.000	500	450
				Velho	5	161	0	0	0
		Chiller Centrífugo	Água	Novo	5	115	1.000	500	450
				Velho	5	161	0	0	0

Ainda relacionado à análise do custo operacional, bem como do balanço energético para o dimensionamento da cogeração, elaborou-se a tabela 2.10 referenciando os parâmetros básicos médios utilizados na configuração de cogeração com MCI a gás natural.

Tabela 2.10 - Parâmetros MCI a gás (ABEGÁS, 2011) apud COMGÁS

Motogeradores a gás	
Consumo	0,27 a 0,3 m³/h por kWh gerado
Com 1 kWh elétrico gerado	0,27 TR (chiller absorção simples efeito)
Com 1 kWh elétrico gerado	0,8 kg de vapor (utilizando somente os gases de escape)
Custo de Manutenção	de R\$ 50 / MWh elétrico gerado
Custo do Motogerador	R\$ 820 / kW
Custo da Instalação	R\$ 500 / kW

Com objetivo de analisar o custo operacional, bem como o balanço energético para o dimensionamento de uma planta de cogeração, foi elaborada a tabela 2.11, apresentando os parâmetros básicos médios utilizados na configuração de cogeração com ABS.

Tabela 2.11 - *Resfriador de líquido absorção (ABEGÁS, 2011) Apud COMGÁS*

Chillers por Absorção	
COP (Queima Direta - Duplo Estágio) @ 100%	de 1,0 a 1,4 para cada kWt que entra, sai 1,0 a 1,4 kWt
Consumo Médio de Gás (Fogo Direto)	0,22 a 0,26 m ³ /h por TR
Consumo Elétrico	0,03 kW/TR
COP (água quente)	0,7 a 0,8 para cada kWt que entra, sai 0,7 a 0,8 kWt
Consumo Vapor	cada 5 kg de vapor para 1 TR
Custo de Manutenção Anual	de R\$ 70 à R\$ 90 / TR
Custo do Equipamento	até 400 TR = R\$ 1.500 / TR acima de 400 TR = R\$ 1.200 / TR
Custo da Instalação (CAG)	R\$ 1.500 / TR

O Custo médio de implantação de uma planta de cogeração, composta das tecnologias de MCI a gás natural e ABS é de R\$ 2.000 / kWe (ABEGÁS, 2011) apud COMGÁS.

2.7 Legislação brasileira para cogeração qualificada

O conjunto das principais leis brasileiras que regem os processos de certificação de uma central de cogeração é destacado a seguir:

Decreto n° 2.003, de 10 de setembro de 1996

Define e regulamenta a produção independente e a autoprodução de energia elétrica com fontes alternativas e renováveis.

Lei n° 9.478, de 6 agosto de 1997

Política energética nacional que determina as diretrizes do uso racional das fontes de energia, inclusive as tecnologias alternativas.

Principais Mecanismos Regulatórios – ANEEL

Baseado na legislação vigente, a ANEEL estabelece diversos mecanismos regulatórios para fomentar a participação das fontes alternativas na geração de energia elétrica no país, conforme disposto a seguir:

Resolução n° 112, de maio de 1999 (antiga p/ registro de cogeração/geração)

Estabelece os requisitos necessários para a obtenção de registro ou autorização para implantação, ampliação ou repotencialização de centrais termelétricas, eólicas e demais empreendimentos operados com fontes alternativas de energia. Estabelece a obrigatoriedade de registro para centrais com capacidade de geração de até 5 MW e de autorização para centrais com capacidade superior a 5 MW.

Resolução Normativa n° 390, de dezembro de 2009 (nova p/ registro cogeração/geração)

Estabelece os requisitos necessários à autorização para exploração e alteração da capacidade instalada de usinas termelétricas e de outras fontes alternativas de energia, estabelece os procedimentos para registro de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida. Esta resolução foi criada para atualizar e completar os procedimentos contidos nas normas anteriores. Entre outros estabelece a necessidade de emissão da licença ambiental para início da operação da planta e revoga a resolução n° 112/99.

2.7.1 Qualificação de centrais de cogeração

Resolução N° 021, de 20 de janeiro de 2000 - ANEEL (antiga lei para qualificação)

Com base nas políticas de incentivo ao uso racional dos recursos energéticos esta resolução estabelece os requisitos necessários para a qualificação das plantas de cogeração de energia. Tem por objetivo o melhor aproveitamento da energia contida no combustível concorrendo com a geração individual de energia elétrica ou térmica.

Resolução N° 235, de 14 de novembro de 2006 - ANEEL (nova lei para qualificação)

Estabelece os requisitos para a qualificação de centrais termelétricas cogradoras de energia e dá outras providências. Revoga a resolução n° 021/00.

O dispositivo desta resolução visa estabelecer os requisitos para o reconhecimento da qualificação de centrais termelétricas cogradoras, com vistas à participação nas políticas de incentivo ao uso racional dos recursos energéticos. Esta resolução é válida para pessoa física e jurídica.

Requisitos para qualificação

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

1. Estar regularizada perante ANEEL, conforme o disposto na legislação específica e na Resolução no 112, de 18 de maio de 1999.
2. Preencher os requisitos mínimos de racionalidade energética, mediante o cumprimento das inequações (a) e (b) respectivamente:

$$\frac{E_t}{E_f} \geq 15\% \quad (2.5)$$

$$\left(\frac{E_t}{E_f}\right) \div X + \frac{E_e}{E_f} \geq Fc\% \quad (2.6)$$

Onde:

E_f - Energia da fonte: 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);

E_e - Energia da utilidade eletromecânica: 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;

E_t - Energia da utilidade calor: 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;

F_c % - Fator de cogeração: parâmetro definido em função da potência instalada e da fonte da central termelétrica cogeneradora, o qual se aproxima do conceito de Eficiência Exergética;

X - Fator de ponderação: 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.

Tabela 2.12 - Fatores $FC\%$ e X - requisitos de qualificação (ANEEL, 2006)

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

2.7.2 Certificação LEED

Em estudo encomendado pela COMGÁS no ano de 2010 à empresa CTE Inteligência 360°, especializada em processos de certificação *Green Building*, foi realizada uma simulação com vistas à aquisição de pontos para a certificação *Leadership in Energy and Environmental Design* (LEED) em um edifício comercial hipotético na cidade de São Paulo. A cogeração foi comparada com a solução convencional e com os padrões do *baseline* da ASHRAE, que estabelece o requisito mínimo de eficiência para o processo de certificação.

O resultado foi favorável à cogeração pelos motivos da eliminação dos fluídos refrigerantes a base de HCFC, pela diminuição da demanda de energia elétrica, pelo deslocamento do consumo de ponta diversificando a matriz energética e pela diminuição dos custos operacionais em torno de 28%.

O resultado final apontou para o cumprimento de 50% do pré-requisito para o processo de certificação LEED tomando em conta apenas a implantação do resfriador de líquido por absorção, e se a cogeração de energia fosse implantada seria possível atingir 100% do pré-requisito. Sendo assim a conclusão final da CTE foi favorável às soluções de cogeração recomendando o estudo de sua aplicação nos novos empreendimentos na cidade de São Paulo (informação verbal)¹.

¹Informação fornecida pela COMGÁS em palestras técnicas no ano de 2010.

2.8 Emissões

Os aspectos ambientais tem sido uma das temáticas mais relevantes no cenário industrial. Após o avanço no desenvolvimento tecnológico no período da revolução industrial, órgãos de políticas públicas e ambientais de todos os segmentos tem pressionado a indústria a desenvolver processos e equipamentos com baixo potencial de agressão ao meio ambiente.

A produção de fluídos refrigerantes a base de CFC (CloroFluorCarbono) muito utilizados na indústria de ar condicionado até os dias de hoje contribuiu de maneira significativa para a criação do buraco na camada de ozônio. Devido aos movimentos ambientais, os fabricantes de equipamentos de ar condicionado migraram suas tecnologias gradativamente para utilização de novos refrigerantes com menor potencial de destruição da camada de ozônio. Após a mitigação do efeito destrutivo da camada de ozônio, a nova e atual temática ambiental é o aquecimento global causado pelo efeito estufa.

O desenvolvimento industrial no mundo busca por altos índices de produção que consequentemente aumentam o consumo energético para produção e processamento de seus produtos. Esta demanda crescente na produção industrial tem preocupado os órgãos ambientais devido ao aumento da produção de gases de efeito estufa. O *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) aponta a emissão de CO₂, pela queima de combustíveis fósseis, como um dos principais fatores para o aquecimento global.

Em 1997 foi elaborado o Protocolo de Kyoto onde os países signatários se comprometeram a reduzir os índices de emissão de gases de efeito estufa em pelo menos 5,2% dos índices de 1990, no período de 2008 a 2012. Em virtude da dificuldade de alguns países em atingir suas metas de redução foi criado o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) no qual os países desenvolvidos podem financiar reduções de emissão de CO₂ nos países em desenvolvimento, pagando pelo crédito de carbono referente às suas metas de redução sem afetar o desenvolvimento econômico de seu país.

Os combustíveis fósseis ao serem liberados ou queimados produzem poluentes óxidos como o carbono, nitrogênio e enxofre. Dentre os combustíveis fósseis, o gás natural é considerado o combustível de menor taxa de emissão de CO₂, contribuindo de forma significativa na redução de emissão de gases de efeito estufa. Como sua composição básica é o metano, após a

sua queima completa os produtos da combustão são formados basicamente por dióxido de carbono (CO₂) e vapor d'água, os outros componentes com baixa taxa de emissão são o monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrogênio (NO_x), óxidos de enxofre (SO) e material particulado.

Tabela 2.13 - *Comparativo poluentes combustível fóssil (MONTEIRO e SILVA, 2010)*

Poluente	Gás Natural	Óleo Combustível	Carvão
CO ₂	117.000	164.000	208.000
CO	40	33	208
NO _x	92	448	457
SO	1	1.122	2.591
Particulados	7	84	2.744
Mercúrio	0,000	0,007	0,016
Unidade	<i>(Libras/bilhão BTU)</i>		

Para efeito de estudo comparativo de emissões de CO₂ de um determinado consumidor, foi considerando a hipótese do suprimento de energia elétrica ser proveniente de uma termelétrica a gás natural comparando com as emissões de CO₂ para o mesmo consumidor com suprimento de energia elétrica proveniente de uma planta de cogeração local.

O rendimento elétrico (η_e) médio da termelétrica adotado foi de 40% baseado numa termelétrica de ciclo Rankine com TV de η_e médio: 30 a 45% ou ciclo Brayton com TG variando entre 35 a 45%.

A hipótese foi analisada contra dois tipos de cogeração:

Primeira: Cogeração com TG de eficiência elétrica igual a 30%, demanda de energia elétrica igual a 1,0 MW e demanda de vapor igual a 2,5 Ton.

Segunda: Cogeração com MCI a gás de eficiência elétrica igual a 35%, demanda de energia elétrica igual a 1,0 MW e demanda de água gelada igual a 270 TR.

Tabela 2.14 - Comparação de emissão de CO₂, Termelétrica x Cogeração

COGERAÇÃO com TG					
Demanda energética	Energia Elétrica 1,0 MW	Vapor 2,5 Ton	Consumo total	Emissão CO2	Redução
Termelétrica ηe 40%	306 m³/h	-	503 m³/h	1.001 kg/h	REF
Caldeira	-	197 m³/h			
TG ηe 30%	335 m³/h	-	335 m³/h	666 kg/h	33%
Caldeira de Recuperação	-	zero			
COGERAÇÃO c/ MCI					
Demanda energética	Energia Elétrica 1,0 MW	Água Gelada 270 TR	Consumo total	Emissão CO2	Redução
Termelétrica ηe 40%	306 m³/h	-	371 m³/h	738 kg/h	REF
CAG, cons. 0,78 kW/TR	-	65 m³/h			
MCI ηe 35%	287 m³/h	-	287 m³/h	571 kg/h	23%
ABS AQ, COP 0,8	-	Zero			

Parâmetros adotados:

PCI do gás natural = 8.560 kcal/m³

Geração de vapor @ 1,0 bar = 12,7 kg de Vapor / m³ de gás natural

Perdas técnicas por efeito joule nos sistemas de transmissão e distribuição = 18%

Emissões de CO₂ da queima do GN = 1,99 kg / m³ de gás natural

Geração de vapor na cogeração com TG = 2,5 kg de vapor / kWe gerado

Geração de TR na cogeração com MCI a gás = 0,27 TR / kWe gerado

CAG elétrica de COP = 4,51 e consumo elétrico 0,78 kW/TR

CAG ABS do tipo AQ de COP = 0,8

Com base nesta comparação, conclui-se que a utilização da cogeração a gás natural em detrimento à geração termelétrica pode resultar em uma redução de 23% a 33% na emissão de CO₂, além de reduzir o consumo do gás natural na mesma proporção, atendendo a mesma demanda energética, no entanto de forma racional e eficiente.

2.9 Ruído

Para aplicações industriais a questão do ruído não tem muita relevância na implantação de uma central de cogeração, no entanto a aplicação no setor terciário tem grande relevância, podendo até impedir a sua operação.

Dentre os equipamentos que compõe uma planta de cogeração no setor terciário, o resfriador de líquido por absorção possui a mais baixa emissão de ruído, em média 65 – 70 dB(A) a 1,5 metros. Pelo fato de não possuir compressores os níveis sonoros são significativamente menores a que resfriadores de líquido elétricos convencionais. As microturbinas por serem acondicionadas em gabinetes acústicos e pela própria característica construtiva e operacional também possuem baixa emissão de ruído, em média 65 dB(A) a 10 metros.

Dentre todos os equipamentos que compõe a central de cogeração no setor terciário, os motores a combustão interna são os mais ruidosos, um MCI de capacidade 1.100 kWe pode produzir em média uma pressão sonora de 96 dB(A) a 1 metro do bloco do motor e 118 dB(A) a 1 metro da descarga dos gases de exaustão. É recomendado que as centrais de cogeração com MCI sejam instaladas em uma sala de máquinas providas de atenuação de ruído na descarga e na admissão de ar, além de paredes e portas acústicas. Caso a central de cogeração seja de pequeno porte e instalada em ambientes abertos recomenda-se o acondicionamento do MCI em container acústico reduzindo a geração de ruído para cerca de 75 dB(A) a 1,5 metros.

3. CENÁRIO ENERGÉTICO BRASILEIRO

3.1 Geração de energia elétrica no Brasil

A capacidade instalada do Sistema Interligado Nacional (SIN) em 31/12/2011 totalizou 111.618 MW, dos quais 87.791 MW são provenientes de usinas hidrelétricas, mostrando assim que o potencial de geração de energia elétrica brasileiro está fundamentado na geração hidráulica (78,7%). Onde 66,8% desta capacidade são de produção nacional, 6,3% de produção em Itaipu (Brasil) e 5,6% de compras de Itaipu (Paraguai). As outras fontes não hidráulicas são compostas de geração termelétrica (16,3%), Biomassa (3,8%) e Eólica (1,2%), conforme dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2013), figura 3.1.

Figura 3.1 - Capacidade Instalada do SIN (MW) – 31/12/2011 (ONS, 2013)

No ano base 2012, a geração de energia elétrica efetiva utilizou os recursos hidráulicos na base (85,9%) e foi complementada pela geração termelétrica a gás natural, óleo, carvão, diesel e outros recursos fósseis (10,4%), seguida pela Termonuclear (3,1%), e por fim energia renovável eólica (0,6%), conforme ilustrado na figura 3.2 (ONS, 2013). A otimização dos recursos nos despachos termelétricos depende da capacidade armazenada nos reservatórios hidráulicos nos períodos úmidos.

Figura 3.2 - Geração energia elétrica SIN (GWh), base 2012 (ONS, 2013)

O crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro tem gerado um aumento constante na demanda da matriz elétrica brasileira (AES, 2007), conforme ilustrado na figura 3.3. As alternativas de geração de energia elétrica a curto e médio prazo são; geração convencional (Hidráulica, Térmica e Nuclear) ou geração por fontes renováveis (Biomassa e Eólica).

Figura 3.3 - Crescimento do PIB versus Consumo de Energia Elétrica (AES, 2007)

3.1.1 Barreiras da geração hidrelétrica

Se considerada as alternativas para incremento na geração elétrica no Brasil, a geração hidrelétrica seria a melhor solução do ponto de vista de recursos naturais, sustentabilidade e custo de geração, porém existem barreiras que impedem este crescimento:

- Grandes centrais localizadas (norte) longe do centro de consumo/carga (sudeste), distantes mais de 3.000 km, gerando perdas técnicas por efeito Joule que totalizam 18%, figura 3.4;
- Degradação do meio ambiente por represamento de grandes áreas interferindo no ecossistema, na migração de peixes, no deslocamento de populações ribeirinhas, inundação de florestas diminuindo a capacidade natural de sequestro de carbono, aumentando a emissão de metano pela criação de áreas pantanosas e desflorestamento pela criação de faixa de manutenção para rede de transmissão;
- Sistema de transmissão extenso (3.000 km) com alto custo de manutenção e garantia restrita de fornecimento devido às intempéries naturais ao longo da faixa de transmissão;
- Baixo fator de carga devido ao horário de ponta ser muito significativo no Brasil;
- Vazões plurianuais com sete meses de período seco, de maio a novembro, caracterizados por pouca chuva e consequente necessidade de complementação de geração termelétrica.

Figura 3.4 - Perdas transmissão energia elétrica, longas distâncias (ABEGÁS, 2011)*

*Apud COMGÁS

3.1.2 Projeção da capacidade de geração elétrica instalada

Em função das barreiras para o crescimento da geração hidrelétrica e a incapacidade de incremento das gerações renováveis em relação à demanda elétrica motivada pelo aumento do PIB, o Operador Nacional do Sistema elétrico projeta um incremento de geração termelétrica entre 2011 e 2016, dos atuais 16,3% para 19,0% de participação, gerando um incremento de 2,7% na participação das termelétricas e consequentemente diminuindo a participação da geração hidrelétrica na matriz energética brasileira, dos atuais 62,7% para 58,7% de participação, gerando um decréscimo de 4,0% no mesmo período, Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Evolução Potência Instalada no SIN (MW) - 31/12/2011 (PEN, 2012)

TIPO		2011		2012	2013	2014	2015	2016	
		MW	%	MW	MW	MW	MW	MW	%
Hidráulicas	Reservatório	42.390	38,0	42.553	43.167	43.167	43.167	43.302	29,8
	Fio d'água	27.611	24,7	28.750	31.496	32.894	37.409	42.050	28,9
	Total	70.001	62,7	71.303	74.663	76.061	80.576	85.352	58,7
Térmicas	Nuclear	2.007	1,8	1.990	1.990	1.990	1.990	3.395	2,3
	GN	9.059	8,1	9.186	10.550	11.243	11.243	11.243	7,7
	GNL	204	0,2	768	1.443	1.443	1.443	1.443	1,0
	Carvão	1.765	1,6	2.845	3.205	3.205	3.205	3.205	2,2
	Óleo	3.316	3,0	3.148	3.730	6.636	6.636	6.636	4,6
	Diesel	1.135	1,0	905	1.021	1.021	1.021	1.021	0,7
	Outros (*)	749	0,7	749	749	749	749	749	0,5
	Total	18.235	16,3	19.591	22.688	26.287	26.287	27.692	19,0
PCHs		4.515	4,0	4.912	5.163	5.187	5.266	5.266	3,6
Biomassa		4.250	3,8	5.423	5.752	6.062	6.062	6.062	4,2
Eólicas		1.342	1,2	1.993	4.347	6.459	7.492	8.176	5,6
Itaipu 60 Hz (Brasil)		7.000	6,3	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	4,8
Capacidade Instalada		105.343	94,4	110.222	119.613	127.056	132.683	139.548	96,0
Itaipu 50 Hz (Paraguai)		6.275	5,6	6.200	6.120	6.032	5.935	5.829	4,0
Total disponível		111.618	100,0	116.422	125.733	133.088	138.618	145.377	100,0

OBS: (*) Outros se refere a Cocal, PIE-RP, Cisframa, Sol e Do Atlântico.

Esta projeção aponta para os seguintes indicadores:

- Possíveis aumentos crescentes nos encargos que compõe o custo final da energia elétrica devido à introdução de geração alternativa à geração hidrelétrica, que se caracteriza por ser a geração de menor custo;
- Matriz energética mais suja com crescentes impactos ambientais devido à emissão de gases de efeito estufa pela geração termelétrica a gás natural, carvão e óleo;
- Necessidade de rede de transmissão de energia elétrica adicional, gerando maior impacto ambiental, investimentos e custos operacionais;
- Aumento da dependência das redes de transmissão de longa distância.

3.1.3 Competitividade da energia elétrica

As tarifas de energia elétrica para o setor terciário podem ser classificadas em dois mercados de comercialização; Livre e Cativo:

Consumidores Livres

É o tipo de comercialização onde a energia elétrica é comprada diretamente de produtores independentes (Geradores e Cogeneradores). A energia é comercializada como *commodity* e o preço é negociado entre o comprador e o vendedor. Além do valor referente à energia o consumidor deve pagar pelos impostos e pela TUSD ou TUST.

A tarifa final do mercado de consumidor livre possui alta volatilidade. Em tempos de escassez de energia elétrica como na época do apagão em 2001 o preço final da energia elétrica no mercado livre chegou a patamares de R\$ 700 / MWh, comparando aos valores usuais de R\$ 230 / MWh.

Como esta dissertação pretende estudar a viabilidade econômica a médio e longo prazo, esta modalidade de comercialização não será utilizada nos estudos de caso apresentados.

Consumidores Cativos

É o tipo de comercialização onde a energia elétrica é comprada diretamente das concessionárias de distribuição de energia elétrica. O preço da energia é regulamentado pelo órgão estadual e tabelado ao consumidor conforme os critérios estabelecidos. Além do valor referente à energia, TE, o consumidor deve pagar pelos impostos e pela TUSD.

Figura 3.5 - Sistema de comercialização de energia elétrica (ABEGÁS, 2011)

A tabela abaixo mostra o preço médio das tarifas de energia elétrica do mercado cativo brasileiro segundo a região e o segmento, sem impostos, com destaque ao setor terciário.

Tabela 3.2 - Tarifas médias de energia elétrica, sem impostos (ANEEL, 2013)

Tarifas Médias por Classe de Consumo / Região (R\$/MWh)

Período: 1&11

Nome Cubo		Data da Última Atualização				
Fornecimento de Energia Elétrica		25/1/2013 20:01:58				
Classe de Consumo/Região	Centro Oeste	Nordeste	Norte	Sudeste	Sul	Brasil
Residencial	334,92	323,53	328,40	324,41	321,54	324,87
Industrial	237,14	255,24	227,27	259,10	267,43	257,62
Comercial, Serviços e Outras	307,82	328,90	326,69	295,36	297,09	303,60
Rural	229,03	235,92	234,36	213,43	203,83	216,35
Poder Público	320,39	353,47	355,26	318,09	319,89	330,58
Iluminação Pública	173,42	193,07	184,57	176,53	160,03	177,70
Serviço Público (água, esgoto e saneamento)	213,61	221,21	239,31	213,80	213,74	216,98
Consumo Próprio	348,12	340,99	341,96	307,69	293,69	318,68
Rural Aquicultor	273,64	189,25	235,60	211,99	166,87	189,19
Rural Irrigante	195,77	152,53	344,34	176,33	222,71	172,21
Serviço Público (tração elétrica)		271,43	235,48	253,48	264,80	255,46
Totais por Região	289,47	292,92	296,85	288,45	281,12	288,45

O histórico de preços de energia elétrica na região sudeste, na classe de consumo do setor terciário, considerando os impostos PIS/PASEP/COFINS de 5,5% e ICMS 18%, seguem as seguintes variações de 2004 a 2013 (ANEEL, 2013).

Tabela 3.3 - Variação tarifas energia elétrica, sudeste, setor terciário (ANEEL, 2013)

Ano	Preço (R\$) S/ Impostos	Preço (R\$) C/ Impostos	Variação anual	Variação acumulada
2004	261,80	342,22	0,0%	0,0%
2005	281,45	367,91	7,5%	7,5%
2006	289,79	378,81	3,0%	10,7%
2007	291,04	380,44	0,4%	11,2%
2008	271,54	354,95	-6,7%	3,7%
2009	282,93	369,84	4,2%	8,1%
2010	294,54	385,02	4,1%	12,5%
2011	291,67	381,27	-1,0%	11,4%
2012	295,36	386,09	1,3%	12,8%
2013	241,46	315,63	-18,3%	-7,8%

Figura 3.6 - Variação tarifas energia elétrica, sudeste, setor terciário (ANEEL, 2013)

Figura 3.7 - Variação acumulada tarifas energia, sudeste, setor terciário (ANEEL, 2013)

Segundo audiência pública nº 120/2010 referente à Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010, foi aprovada a nova estrutura tarifária que entra em vigor a partir do 3º ciclo da Revisão Tarifária de cada distribuidora de energia elétrica no Brasil (2012 a 2014). São Paulo é atendido pelas concessionárias CPFL Paulista, CPFL Piratininga, Bandeirante, Elektro e AES Eletropaulo, esta última compreende a área de concessão do centro expandido da cidade de São Paulo e já segue a nova estruturação apresentada resumidamente a seguir.

Existe o grupo A e o grupo B definidos segundo a classe de tensão de alimentação de energia elétrica do segmento em kV.

Grupo A	• Atendimento em tensão superior a 2,3 kV
Grupo B	• Atendimento em tensão igual ou inferior a 2,3 kV

Figura 3.8 - Classificação dos grupos de tensão (ANEEL, 2010)

O subgrupo A obedece a classificação segundo a faixa de tensão, com exceção ao subgrupo AS, já o subgrupo B obedece à lógica de classe de atendimento.

Grupo A	
Subgrupo A1	• Atendimento em tensão igual ou superior a 230 kV
Subgrupo A2	• Atendimento em tensão de 88 kV a 138 kV
Subgrupo A3	• Atendimento em tensão de 69 kV
Subgrupo A4	• Atendimento em tensão de 2,3 kV a 44 kV
Subgrupo AS	• Atendimento em tensão inferior a 2,3 kV (sistema subterrâneo)
Grupo B	
Subgrupo B1	• Atendimento Residencial
Subgrupo B2	• Atendimento Rural
Subgrupo B3	• Atendimento Demais Classes
Subgrupo B4	• Atendimento da Iluminação Pública

Figura 3.9 - Classificação dos subgrupos de energia elétrica (ANEEL, 2010)

Alguns subgrupos B possuem outra divisão por subclasse, que produz diferenças tarifárias. O sistema tarifário denomina os três tipos de usuários conforme segue: Os consumidores cativos (carga), Centrais Geradoras (geração) e Outras distribuidoras (suprimento). A modalidade tarifária do consumidor cativo é calculada segundo a lógica estabelecida na figura 3.10 onde ocorre a cobrança da TUSD e TE.

Figura 3.10 - Modalidade tarifária do consumidor cativo (ANEEL, 2010)

Os sinais tarifários do grupo A são definidos pelo horário de Ponta e Fora de Ponta, onde o horário de ponta é definido pelas três horas consecutivas dos dias úteis, em média entre 18 e 21 horas e o horário fora de ponta é composto pelas horas complementares.

Figura 3.11 - Composição dos sinais tarifários do grupo A (ANEEL, 2010)

Já os sinais tarifários do grupo B, além do definido no grupo A, acrescentam o período formado pelas horas intermediárias; uma hora antes e uma hora depois do período de horário de ponta.

Figura 3.12 - Composição dos sinais tarifários do grupo B (ANEEL, 2010)

Com base no incremento do custo da geração de energia elétrica do SIN ao longo do ano será aplicado um sistema de tarifação extra de acordo com três patamares; bandeira verde tarifa normal, bandeira amarela acréscimo de R\$ 15 / MWh em relação à verde, e bandeira vermelha acréscimo de R\$ 30 / MWh em relação à bandeira verde. Este incremento poderá ser previsto no período seco quando os reservatórios hidráulicos deverão ser economizados e as térmicas despachadas, aumentando o custo da geração de energia elétrica.

Figura 3.13 - Gatilhos de incremento do preço da EE (ANEEL, 2010)

O consumidor cativo é tarifado pela parcela referente à TUSD e TE. O subgrupo A pode ser classificado na modalidade Azul, Verde ou Convencional A, já o subgrupo B na modalidade Branca ou Convencional B conforme ilustrado na figura 3.14.

CONSUMIDOR		TUSD (Grupo A)			TUSD (Grupo B)	
		AZUL	VERDE	CONVENCIONAL - A	BRANCA	CONVENCIONAL - B
TE	HORARIA	AZUL	VERDE			
	CONVENCIONAL			CONVENCIONAL-A	BRANCA	CONVENCIONAL-B

Figura 3.14 - Classificação da tarifação do consumidor cativo (ANEEL, 2010)

O resumo geral da classificação da nova regulamentação tarifária da energia elétrica pode ser observado nas figuras 3.15 e 3.16.

Figura 3.15 - Composição tarifária EE do subgrupo A (ANEEL, 2010)

Figura 3.16 - Composição tarifária EE do subgrupo B (ANEEL, 2010)

Legenda:

D: Demanda (kW)

DP: Demanda de ponta (kW)

DFP: Demanda fora de ponta (kW)

EP: Energia de ponta (MWh)

EI: Energia intermediária (MWh)

EFP: Energia fora de ponta (MWh)

E: Energia (MWh)

A composição tabelada do custo do sistema de tarifa da concessionária AES Eletropaulo pode ser observada nas tabelas 3.4 e 3.5, conforme Resolução nº 1436 de 24/01/13 da ANEEL, válido para leituras a partir de 24/01/2013.

Tabela 3.4 - Tarifa de EE AES Eletropaulo Grupo A (AES, 2013)

GRUPO "A" ALTA E MÉDIA TENSÃO	SUBGRUPO A5		SUBGRUPO A1		SUBGRUPO A2		SUBGRUPO A3a		SUBGRUPO A4	
	PORT. 456/00 - ART.82		(230 KV ou mais)		(88 KV à 138 KV)		(30 KV a 44 KV)		(2,3 KV a 25 KV)	
	DEMANDA R\$ / KW	CONSUMO R\$ / MWh	DEMANDA R\$ / KW	CONSUMO R\$ / MWh	DEMANDA R\$ / KW	CONSUMO R\$ / MWh	DEMANDA R\$ / KW	CONSUMO R\$ / MWh	DEMANDA R\$ / KW	CONSUMO R\$ / MWh
CONVENCIONAIS	21,85	164,04	-	-	-	-	14,48	154,53	14,48	154,53
HORO-SAZONAIS										
TARIFA AZUL										
PONTA	19,68	239,09	-	-	6,07	224,62	11,32	229,88	11,32	229,88
FORA DE PONTA	7,68	157,19	-	-	2,77	142,42	6,32	147,68	6,32	147,68
ULTRAPASSAGEM PONTA	39,36	-	-	-	12,14	-	22,64	-	22,64	-
ULTRAPASSAGEM FORA PONTA	15,36	-	-	-	5,54	-	12,64	-	12,64	-
TARIFA VERDE										
PONTA	7,68	712,64	-	-	-	-	6,32	502,18	6,32	502,18
FORA PONTA	7,62	157,19	-	-	-	-	6,32	147,68	6,32	147,68
ULTRAPASSAGEM	15,36	-	-	-	-	-	12,64	-	12,64	-

Descontos AT e MT: (Exceto nas Tarifas de Ultrapassagem) - Rural 10% - Água, Esgoto e Saneamento 15%

Descontos Especiais AT e MT / Resolução Normativa 207 de 09/01/2006: Rural Irrigação e Cooperativa de Eletrificação Rural Irrigada - 70%

Tabela 3.5 - Tarifa de EE AES Eletropaulo Grupo B (AES, 2013)

GRUPO "B" BAIXA TENSÃO (110 à 240 V)	Residencial Baixa Renda				RESIDENCIAL B1 R\$ / MWh	SUBGRUPO B2	SUBGRUPO B3	B4a R\$	B4b R\$
	Até 30 KWh R\$ / MWh	De 31 à 80 R\$ / MWh	De 101 à 220 R\$ / MWh	De 221 em diante R\$ / MWh		RURAL	DEMAIS CLASSES	/ MWh	/ MWh
						R\$ / MWh	R\$ / MWh		
	79,4	136,1	204,16	226,84	238,01	159,47	238,01	130,91	142,81
VALORES MÍNIMOS MENSAIS	RESIDENCIAL				-	-	-	-	-
	BAIXA RENDA - R\$			NORMAL - R\$	-	R\$	R\$	R\$	R\$
MONOFÁSICO - 30 KWh		2,38	-	7,14	-	4,78	7,14	3,92	4,28
BIFÁSICO - 50 KWh		5,1	-	11,9	-	7,97	11,9	6,54	7,14
TRIFÁSICO - 100 KWh		11,9	-	23,8	-	15,94	23,8	13,09	14,28
Desconto BT: Água, Esgoto e Saneamento (15% s/ Tarifa do Subgrupo B3 - R\$				R\$ 202,31	B2 Coop. Elet. Rural - (MW/h)		119,01	-	-
					B2 Serv.Púb.Irrig. (MW/h)		142,81	-	-

Descontos Especiais BT / Resolução Normativa 207 de 09/01/2006: Rural Irrigação e Cooperativa de Eletrificação Rural Irrigada - 60%.

REATIVO EXCEDENTE - TARIFA DE ENERGIA	R\$/MWh
	134,43

Metodologia Resolução Normativa 414 de 09/09/2010.

3.2 Cenário do gás natural no Brasil

3.2.1 Oferta de gás natural no Brasil

O Pré-sal

As recentes descobertas do pré-sal na bacia de Santos produziram um cenário muito favorável ao mercado de petróleo e gás brasileiro dobrando as reservas comprovadas com destaque para dois fatores; primeiro: as novas reservas se localizam na região sudeste do país, ou seja, a 340 km do maior centro de consumo do país e segundo: os poços são de gás-associado.

A área de pré-sal compreende 149.000 km² na região que vai de Santa Catarina ao Espírito Santo, a cerca de 340 km da costa. Considerada exploração de águas ultra profundas, com reservatórios situados de 5.000 a 7.000 metros abaixo do nível do mar e com lâmina d'água que podem superar 2.000 metros, figura 3.17.

Figura 3.17 - Localização do pré-sal (INFOGRÁFICO, 2013)

A prosperidade do pré-sal é evidenciada pelo índice de 87% no acerto das perfurações de exploração comercial, já nas bacias de Santos este índice é de 100% quando a média mundial vai de 10 a 20%. Após a sua descoberta, as reservas de petróleo brasileiras dobraram sua capacidade, passando de 14 bilhões para 28 bilhões de barris de petróleo equivalente (MME, 2009), figura 3.18.

Figura 3.18 - Reservas de petróleo brasileiras (MME, 2009)

Pelo fato destas bacias serem de gás associado, as agências ambientais fazem grande pressão para que o gás natural não seja queimado no *flare* das plataformas sem a utilização da energia contida no mesmo. Esta pressão ambiental contribui para que o maior volume possível de gás produzido seja escoado para o continente através de gasoduto ou através da liquefação e transporte do GN por navios metaneiros e seja utilizado de forma útil na geração de energia elétrica. Desta forma a exploração para comercialização do óleo do pré-sal, produto que agrega maior valor comercial, está condicionada à produção e comercialização de volumes crescentes de gás natural;

Oferta e demanda histórica

As reservas provadas de gás natural têm aumentado significativamente desde o ano de 2000 quando seu volume era de 216.574 milhões de m³. Em 2010 as reservas provadas alcançaram um volume total de 423.012 milhões de m³, praticamente dobrando a sua capacidade em 10 anos, já descontado o volume consumido durante este período. O tempo de vida destas reservas, reservas/produção (R/P) no ano de 2000 era de 21 anos, já em 2010 o tempo de vida saltou para 23 anos. Concluímos então que a taxa de aumento das descobertas de gás natural tem sido maior que a taxa de aumento da demanda (MME, 2011), figura 3.19.

RESERVAS X R/P (BRASIL)

Figura 3.19 - Reservas versus R/P no Brasil (MME, 2011)

A oferta total de gás natural no Brasil em 2011 foi de 61,4 milhões de m³/dia, onde 47,67 milhões de m³/dia foram destinados para comercialização das distribuidoras, 11,28 milhões de m³/dia para as Refinarias e 2,46 milhões de m³/dia para as termelétricas. Nos últimos anos o aumento da oferta de gás natural no Brasil ocorreu devido ao aumento da produção nacional e da importação de Gás Natural Liquefeito (GNL) destinado ao abastecimento das termelétricas a partir de 2009. Com o aumento da produção nacional e a entrada do GNL a dependência do Gás boliviano que representava 56,7% do gás ofertado ao mercado brasileiro caiu para 43,7% (MME, 2012), figura 3.20.

Figura 3.20 - Oferta de gás natural disponibilizada no Brasil (MME, 2012)

Durante a produção de gás nacional no ano de 2011 foram perdidos e queimados 4,81 milhões de m³/dia no *flare* das plataformas (MME, 2012), figura 3.21. Este volume representa 7,3% da produção nacional, somados aos volumes destinados as termelétricas teríamos um volume total disponível de 7,27 milhões de m³/dia que poderiam ser aplicados em sistemas de cogeração de energia, representando 15,3% do gás comercializado pelas distribuidoras, com potencial de geração de 25,3 GWh/dia de energia elétrica mais 6,8 milhões de toneladas-hora de climatização/dia ou 21,7 GWh/dia de energia elétrica mais 54,3 mil tonelada-hora de vapor/dia durante o ano de 2011.

Figura 3.21 - Queima de gás natural em relação à produção nacional (MME, 2012)

Projeção da oferta e demanda futura

Segundo o plano decenal de expansão de energia 2021 do Ministério de Minas e Energia a estimativa de produção nacional de gás natural pode superar a demanda de mercado. Para esta análise, foram consideradas as reservas já descobertas, as reservas com comercialidade declarada ou sob avaliação exploratória e as reservas não descobertas com base na geologia das bacias sedimentares.

A tabela 3.6 e o gráfico da figura 3.22 representam a previsão da produção potencial diária do gás natural brasileiro até 2021. A maior proporção do gás produzido nesta década será de gás associado, portanto a curva de crescimento na produção do gás é similar à curva de projeção de crescimento da produção do óleo brasileiro.

Considerando apenas as reservas totais (RT), é prevista uma tendência crescente acentuada atingindo o pico da produção em 115,132 milhões de m³/dia em 2018, seguido por um declínio suave.

Considerando as descobertas em estágio de avaliação exploratória, recursos contingentes (RC), as estimativas de recursos não descobertos sob concessão (RND-E) e as estimativas de recursos não descobertos da União é previsto a continuidade da tendência de crescimento. Com base nestas estimativas a produção nacional de gás natural em 2021 será de 235,844 milhões de m³/dia (EPE, 2012), o que representa um crescimento de 258% em relação à produção de 2011.

Tabela 3.6 - Previsão produção nacional de gás natural de 2012-2021 (EPE, 2012)

Valores em milhões de metros cúbicos diários

RECURSO:	ANO									
GÁS	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
União	-	-	-	-	-	0,075	2,536	4,039	7,981	15,298
RND-E	-	-	0,823	2,984	4,161	13,582	23,017	34,364	37,053	35,732
RC	0,833	1,363	5,587	15,429	31,961	40,448	58,983	69,801	73,331	77,273
RT	82,806	87,835	93,981	95,461	100,442	112,334	115,132	112,201	110,234	107,541
TOTAL	83,639	89,198	100,391	113,875	136,564	166,438	199,667	220,406	228,600	235,844

Figura 3.22 - Previsão produção nacional de gás natural de 2012-2021 (EPE, 2012)

Segundo estimativas da empresa brasileira de consultoria especializada em gás natural, Gas Energy, a projeção da oferta de gás natural no mercado brasileiro também poderá superar a demanda energética deste insumo no país se não houver a criação de novos usos finais para este volume adicional de gás não contratado. Segundo estimativas de produção dos novos campos nacionais de gás natural até 2016, haverá um incremento de 52 milhões de m³/dia (GAS ENERGY, 2011), figura 3.23. Somente este incremento na produção nacional de gás natural já é superior aos 47,67 milhões de m³/dia disponibilizados para as distribuidoras de gás natural comercializar em 2011.

Figura 3.23 - Novos campos gás em operação até 2016 (GAS ENERGY, 2011)

A composição das fontes de gás natural para a oferta ao mercado brasileiro até 2020 será formada pela importação do gás boliviano, importação de GNL, produção nacional de campos existentes nas regiões sudeste (SE) e nordeste (NE), produção do pré-sal a partir de 2013 e novas descobertas a partir de 2015, compondo uma oferta total de 169 milhões de m³/dia em 2020 (GAS ENERGY, 2011).

Figura 3.24 - Projeção da oferta de gás no Brasil até 2020 (GAS ENERGY, 2011)

A demanda de gás natural projetada neste mesmo período é composta pelo consumo de gás industrial, refinarias, gás natural veicular (GNV), outros usos, residencial, comercial e termelétrica, totalizando uma demanda de 120 milhões de m³/dia (GAS ENERGY, 2011).

Figura 3.25 - Projeção demanda de gás no Brasil até 2020 (GAS ENERGY, 2011)

Sobrepondo a estimativa do potencial de oferta à demanda projetada, considerando a taxa média de crescimento do PIB, teremos um potencial de sobra de gás, não contratado, da ordem de 49 milhões de m³/dia em 2020 (GAS ENERGY, 2011). Ao longo deste período de 2010 a 2020, é observado um saldo de gás não contratado significativo em todos os anos com uma taxa de crescimento acentuada a partir de 2013 até 2018. Este excedente poderá ser exportado na forma de GNL, aumentar a oferta do GNV ou ainda ser aplicado em larga escala em plantas de cogeração de energia.

Figura 3.26 – Projeção excedente gás até 2020 (GAS ENERGY, 2011) adaptado.

3.2.2 Estrutura de distribuição de gás natural em São Paulo

São Paulo Possui (3) empresas de distribuição de gás natural canalizado; a Companhia de Gás de São Paulo – COMGÁS (leste), a Gás Natural (sul) e a Gas Brasileiro (norte), figura 3.27.

O cenário de oferta do gás natural em São Paulo passou por um período de maturação acelerada após a privatização da Companhia de Gás de São Paulo, hoje a maior empresa de distribuição de gás natural canalizado do Brasil, responsável por cerca de 30% das vendas deste insumo no país. Fundada em 1872 e privatizada em 1999, detém a área de concessão mais privilegiada do país a qual representa 27% do PIB nacional e 35% do consumo energético total do Brasil (COMGÁS, 2011).

Sua região de atuação compreende a área delimitada pela divisa de São Paulo com Minas Gerais, Rio de Janeiro e a faixa litorânea percorrendo até Peruíbe, subindo pela região metropolitana de São Paulo, passando por Campinas até Brotas (à esquerda), Pirassununga (ao centro) e Mococa (à direita), figura 3.28. Esta área está posicionada no encontro dos três gasodutos de transporte da Petrobrás que suprem a região; o GASBOL (Bolívia), o GASPAL (Bacia de Campos) e o GASAN (bacia de Santos), proporcionando maior confiabilidade no sistema de abastecimento, figura 3.27.

Figura 3.27 - Empresas distribuidoras de gás em São Paulo (COMGÁS, 2011)

Figura 3.28 - Área de concessão da COMGÁS (COMGÁS, 2011)

Após a privatização houve uma grande injeção de capital privado para o desenvolvimento da malha de distribuição de gás da COMGÁS. Esta expansão foi marcada pelo forte desenvolvimento da utilização do gás natural na indústria em substituição ao óleo combustível, posteriormente houve um grande movimento na utilização do gás para uso veicular e hoje a ramificação da rede se estende para aplicação residencial alcançando a marca de mais de 1.000.000 de clientes conectados.

As regiões com maior desenvolvimento da malha de distribuição são; a Região Metropolitana, o Vale do Paraíba e a Região de Campinas. No primeiro ciclo de desenvolvimento foram investidos R\$ 3.5 bilhões para construção de 7.000 km de rede no período compreendido entre 1999 a 2010, a projeção do segundo ciclo será de mais R\$ 3.0 bilhões de investimento para construção de mais 5.000 km até 2014 (COMGÁS, 2011).

Figura 3.29 - Desenvolvimento rede distribuição da COMGÁS (COMGÁS, 2011)

3.2.3 Competitividade do gás natural

A tarifa do gás natural, para o segmento de cogeração na área de concessão da COMGÁS estava sendo reajustada de forma gradativa e discreta entre os anos de 2004 e 2011, com média anual de reajuste de 5,5% ao ano. Este histórico de preços trazia certa segurança ao investidor pela estabilidade ao longo destes anos.

No entanto em Maio de 2012 houve um aumento exorbitante na tarifa de aproximadamente 31,2% e em Dezembro do mesmo ano ocorreu mais um reajuste de cerca de 9,1%. Estes aumentos consecutivos trouxeram bastante insegurança à estabilidade de preços da tarifa, além de comprometer a viabilidade dos projetos de cogeração a gás natural.

O histórico de preços do gás natural na COMGÁS, no segmento de cogeração, considerando os impostos PIS/PASEP/COFINS e ICMS 12% e uma média de consumo de 225.000 m³ por mês, seguem as variações mostradas na tabela 3.7 entre 2004 a 2013 (ARSESP, 2013).

Tabela 3.7 - Variação tarifas gás natural, cogeração, Comgás (ARSESP, 2012)

Ano	Preço (R\$/m ³) C/ Impostos	Variação anual	Variação acumulada
2004	0,619102	0,0%	0,0%
2005	0,656743	6,1%	6,1%
2006	0,721747	9,9%	16,6%
2007	0,697690	-3,3%	12,7%
2008	0,795256	14,0%	28,5%
2009	0,816651	2,7%	31,9%
2010	0,865889	6,0%	39,9%
2011	0,886034	2,3%	43,1%
2012	1,162782	31,2%	87,8%
2013*	1,268922	9,1%	105,0%

(*) Aumento efetivo em 29/11/12

Figura 3.30 - Variação tarifas GN, segmento cogeração, Comgás (ARSESP, 2012) **Figura 3.31 - Variação acumulada tarifas GN, Cogeração, Comgás (ARSESP, 2012)**

No estudo de cogeração a gás natural no setor terciário do estado de São Paulo o custo do gás natural tem competitividade direta com a energia elétrica da concessionária AES Eletropaulo. As plantas de cogeração qualificadas podem se beneficiar da tarifa específica do gás natural para o “segmento cogeração”, conforme a deliberação da ARSESP nº 379 de 28/11/2012, com vigência a partir de 29/11/2012.

Tabela 3.8 - Custo do gás natural segmento cogeração (COMGÁS, 2012)

Segmento Cogeração					
		Valores sem ICMS		Valores com ICMS	
		Variável R\$/m³		Variável R\$/m³	
Classes	Volume m³/mês	Cogeração de Energia Elétrica destinada ao consumo próprio ou à venda a consumidor final	Cogeração de Energia Elétrica destinada à revenda a distribuidor	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 m³	0,349115	0,344378	0,396722	0,391339
2	5.000,01 a 50.000,00 m³	0,274165	0,270445	0,311551	0,307324
3	50.000,01 a 100.000,00 m³	0,236021	0,232819	0,268206	0,264567
4	100.000,01 a 500.000,00 m³	0,179288	0,176856	0,203736	0,200973
5	500.000,01 a 2.000.000,00 m³	0,185334	0,182819	0,210607	0,207749
6	2.000.000,01 a 4.000.000,00 m³	0,167754	0,165477	0,190630	0,188042
7	4.000.000,01 a 7.000.000,00 m³	0,146787	0,144795	0,166803	0,164540
8	7.000.000,01 a 10.000.000,00 m³	0,125817	0,124110	0,142974	0,141034
9	> 10.000.000,00 m³	0,104361	0,102945	0,118592	0,116983

Nota do Faturamento: O cálculo do importe deve ser realizado em cascata, ou seja, progressivamente em cada uma das classes de consumo.

Notas:

1) 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 e destinado a esse segmento.

2) Valores para Gás Natural referidos 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)

3) 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\$ 0,902006/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\$ 0,889767/m³, nos casos em que o gás canalizado é adquirido como insumo energético utilizado na cogeração de energia elétrica destinada à revenda a distribuidor.

4) Os valores obtidos em razão de alterações para mais ou menos dos custos indicados no item 3, serão contabilizados em separado por usuário e a estes repassados, nos termos da Cláusula 11ª do Contrato de Concessão.

No setor terciário a tarifação de gás natural para utilização convencional; aquecimento de água em caldeiras, aquecedores de passagem, cocção e secadoras; é classificada como “segmento comercial” e segue a precificação conforme a deliberação da ARSESP nº 379 de 28/11/2012, com vigência a partir de 29/11/2012.

Tabela 3.9 - Custo do gás natural segmento comercial (COMGÁS, 2012)

Segmento Comercial					
Classes	Volume m³/mês	Valores sem ICMS		Valores com ICMS	
		Fixo - R\$/mês	Variável - R\$/m³	Fixo - R\$/mês	Variável - R\$/m³
1	0 - 0	24,17	0	27,47	0
2	0,01 a 50,00 m³	24,17	3,230393	27,47	3,670901
3	50,01 a 150,00 m³	39,27	2,928295	44,63	3,327608
4	150,01 a 500,00 m³	69,47	2,728159	78,94	3,100181
5	500,01 a 2.000,00 m³	158,60	2,549872	180,23	2,897582
6	2.000,01 a 3.500,00 m³	731,06	2,263678	830,75	2,572361
7	3.500,01 a 50.000,00 m³	2.741,55	1,689689	3.115,40	1,920101
8	> 50.000,00 m³	7.273,02	1,599060	8.264,80	1,817114
Nota do Faturamento: Cada classe é independente. Aplica-se a cada uma delas um encargo variável e um encargo fixo.					

Notas:

1) Valores para Gás Natural referidos 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)

2) Fórmula de Cálculo do Importe: $I = F + (CM \times V)$, onde:

F = Valor do encargo Fixo

CM = Consumo Mensal Medido em m³

V = Valor do encargo Variável

Recentemente a Comgás aprovou junto a ARSESP uma nova tarifa de gás natural para utilização em climatização. Esta modalidade é classificada como “segmento refrigeração” e segue a precificação conforme a deliberação da ARSESP nº 379 de 28/11/2012, com vigência a partir de 29/11/2012.

Tabela 3.10 - Custo do gás natural Segmento Refrigeração (COMGÁS, 2012)

Segmento Refrigeração			
		Valores sem ICMS	Valores com ICMS
Classes	Volume m³/mês	Variável R\$/m³	Variável R\$/m³
1	Até 5.000,00 m³	0,337979	0,384067
2	5.000,01 a 50.000,00 m³	0,263029	0,298897
3	50.000,01 a 100.000,00 m³	0,224885	0,255551
4	100.000,01 a 500.000,00 m³	0,168152	0,191082
5	500.000,01 a 2.000.000,00 m³	0,174198	0,197952
6	2.000.000,01 a 4.000.000,00 m³	0,156618	0,177975
7	4.000.000,01 a 7.000.000,00 m³	0,135651	0,154149
8	7.000.000,01 a 10.000.000,00 m³	0,114681	0,130319
9	> 10.000.000,00 m³	0,093225	0,105938
Nota do Faturamento: O cálculo do importe deve ser realizado em cascata, ou seja, progressivamente em cada uma das classes de consumo.			

Notas:

1) Valores para Gás Natural referidos 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)

2) O custo do gás canalizado e do transporte (PGT) destinados a este segmento de R\$ 0,870057/m³, já considerados os valores dos tributos PIS/PASEP e da COFINS incidentes no fornecimento pela Concessionária, deve ser adicionado ao encargo Variável.

4. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

4.1 Conceito

Na geração de energia convencional, a geração é centralizada através de uma grande fonte geradora como as termelétricas ou as hidrelétricas, a energia gerada é transportada através de grandes linhas de transmissão e distribuição para chegar até o consumidor final.

A geração distribuída é aquela conectada ao sistema de distribuição ou na própria unidade consumidora, é de pequeno porte, não é despachada pelo ONS e principalmente é localizada próximo ao centro de carga.

Dentre as tecnologias empregadas na geração distribuída se destacam a Pequena Central Hidrelétrica (PCH), a geração com Biomassa, Eólica, Solar Fotovoltaica, Resíduos Urbanos e a Cogeração Qualificada.

4.1.1 Principais vantagens e desvantagens da geração distribuída

Vantagens

- Evita perdas técnicas por “efeito joule” nas linhas da transmissão e distribuição;
- Postergação dos investimentos com expansão dos sistemas de transmissão e distribuição;
- Diminuição do carregamento das redes de transmissão e distribuição existentes;
- Diminuição do impacto ambiental das grandes hidrelétricas e termelétricas;
- Menor tempo de implantação;
- Diversificação da matriz energética brasileira.

Desvantagens

- Complexidade de operação da rede de distribuição com 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;
- Longo tempo de retorno dos investimentos

4.1.2 Estratégias

As principais estratégias adotadas no exterior para fomentar a instalação de geração distribuída foram:

- Criação de uma tarifa incentivada para cada tipo de fonte (*feed-in*);
- Adoção do sistema de medição líquida da energia injetada na rede de distribuição, descontando a energia consumida e o saldo é descontado das faturas posteriores em forma de crédito (*net metering*);
- Estabelecimento de blocos de energia por fonte que devem ser compradas compulsoriamente pelas distribuidoras.

Segundo NT 0025 da ANEEL, entre janeiro de 2006 e maio de 2011, apenas nove empresas contrataram energia de geração distribuída, totalizando 97,64 MW médios distribuídos em 29 contratos, segundo termos do artigo 15 do decreto nº 5.163/2004. Esta baixa contratação demonstra que as chamadas públicas não se demonstram atrativas aos agentes em função do limite de repasse do custo da contratação de energia pela distribuidora aos seus consumidores. Além da dificuldade na viabilização econômica, existem barreiras técnicas, regulatórias, legais e comerciais para expansão da geração distribuída no país.

4.2 Legislação

A ANEEL incluiu na minuta de consulta pública nº 042/2011 algumas medidas que visam aumentar as instalações de geração distribuída de pequeno porte. Esta minuta foi votada e aprovada pela ANEEL em 17/04/2012, no entanto não é um regulamento específico e sim inserções e alterações de dispositivos da resolução normativa nº 414/2010 a que se refere às condições de fornecimento de energia elétrica, além de tratar de outras providências relacionadas às distribuidoras de energia.

Dentre as medidas aprovadas, podemos destacar:

- A introdução e conceito de sistema de compensação de energia (*net metering*) para microgeração de até 100 kW e minigeração de 100 kW até 1 MW de potência. A regra é válida somente para energia incentivada (hídrica, solar, biomassa, eólica e cogeração qualificada). O conceito consiste na instalação de um medidor único bidirecional onde a energia poderá ser trocada com a rede de distribuição da concessionária, o crédito de

energia (saldo da geração menos o consumo) terá validade de 36 meses e poderá ser abatido nas faturas de consumo do próprio gerador nos meses seguintes ou compensada em outras unidades cadastradas no CNPJ do mesmo titular.

- O consumidor que instalar a mini ou microgeração distribuída será responsável pelos custos iniciais com a instalação e adequação do sistema de medição necessário para o sistema de compensação. Após a instalação a concessionária ficará responsável pela manutenção e futura substituição.
- Para os geradores que aderirem ao sistema de compensação de energia será necessário faturar segundo as regras da resolução normativa nº 414/2010, ficando livres dos procedimentos exigidos pela CCEE.
- Ações para eliminar e simplificar as etapas do acesso ao sistema de distribuição, reduzindo prazos e dificuldades geralmente encontradas na conexão de centrais geradoras.
- Cada distribuidora terá um prazo de 240 dias após a publicação da resolução para elaborar ou revisar normas técnicas para o acesso destes pequenos geradores à sua rede de distribuição.
- Incentivo para os sistemas geradores de fonte solar de até 30 MW de potência através de um desconto de 80% sobre os custos da TUST e TUSD durante o período inicial de dez anos de operação, válidos para geradores que entrarem no sistema em operação comercial até 31 de dezembro de 2017 os que entrarem após esta data o desconto será de 50%. Após o décimo ano de operação o desconto será reduzido para 50%.

4.3 Geração alternativa renovável

O Brasil é um país com predominância de geração elétrica através de usinas hidrelétricas e termelétricas. Como geração alternativa ou incentivada pode-se destacar; a Solar fotovoltaica, a Biomassa e a Eólica. A Cogeração qualificada, que é tema desta dissertação, não pode ser classificada como renovável por utilizar combustível de origem fóssil.

4.3.1 Solar fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica é uma forma de energia renovável obtida pela conversão da energia solar em eletricidade através de painéis solares fotovoltaicos que são combinados em cadeias ou arranjos a fim de potencializar a captação solar. Atualmente as células fotovoltaicas possuem eficiência de 13% até 28% dependendo do material empregado.

O sistema é composto por três elementos básicos; os módulos fotovoltaicos, os controladores de carga e as baterias. Em geral os módulos fotovoltaicos são construídos a partir de pastilhas de silício mono ou policristalino, o controlador de carga é fundamental para preservar a vida útil das baterias e as baterias tem a finalidade de armazenar a energia que poderão ser utilizada em períodos nublados e noturnos.

A energia solar é uma energia limpa, não poluente e renovável, além de não necessitar de nenhum consumo de combustível. O território brasileiro, por estar localizado nos trópicos, possui perfil ideal para sua utilização, podendo ser instalada em inúmeras aplicações como eletrificação rural, cercas elétricas, bombeamento de água e telecomunicações.

O custo desta tecnologia tem se tornado acessível ao consumidor a cada dia, hoje em algumas aplicações é possível obter o retorno do investimento em até dois anos.

Atualmente temos 8 usinas fotovoltaicas instaladas totalizando a potência de 1.494 kW, representando cerca de 1,3% da capacidade de geração do país.

4.3.2 Biomassa

A biomassa é constituída principalmente de substância de origem orgânica (animais e vegetais) tais como lenha, bagaço de cana-de-açúcar, resíduos florestais, resíduos agrícolas, casca de arroz, excrementos animais, entre outros. A energia é obtida através da combustão destes materiais. Os combustíveis fósseis (carvão mineral, petróleo e gás natural) não fazem parte desta classificação, pois requerem milhões de anos para seu ciclo de renovação.

A produção de energia em geral ocorre através da geração elétrica por turbinas a vapor do ciclo Rankine onde o combustível empregado para alimentação da caldeira de geração de vapor é a biomassa. No Brasil a geração de energia elétrica com bagaço de cana é muito utilizada devido às plantações de cana-de-açúcar para produção de etanol e também é muito empregada na indústria papelreira para produção de vapor para processo.

A biomassa é considerada fonte renovável, já que seu ciclo retorna a atmosfera através da fotossíntese sem alterações significativas à biosfera, no entanto a sua utilização deve ser controlada a fim de evitar a formação de grandes áreas desmatadas, perda de nutrientes do solo e erosão pelo consumo exacerbado.

Sua queima provoca uma grande emissão de dióxido de carbono na atmosfera, no entanto como este composto havia sido previamente absorvido pelas plantas que deram origem ao combustível, o balanço de emissão de CO₂ é nulo.

As principais vantagens de sua utilização são; baixo custo operacional, facilidade de armazenamento e transporte, proporciona o reaproveitamento de resíduos, alta eficiência energética e fonte renovável.

A biomassa também é utilizada como matéria prima na fabricação e desenvolvimento de biocombustíveis alternativos como o bio-óleo, biodiesel e biogás.

Atualmente temos 443 usinas em operação totalizando a potência de 9.664 MW representando cerca de 8,3% da capacidade de geração do país.

4.3.3 Eólica

A energia eólica se caracteriza pela transformação da energia cinéticas dos ventos em energia elétrica, este processo é possível através da utilização de grandes aerogeradores na forma de um grande cata-vento ou moinho instalados em locais com muito vento.

Os aerogeradores são constituídos por uma torre de sustentação, um corpo contendo um gerador de energia e grandes pás para captação da força do vento, o vento gira a suas gigantes hélices conectadas ao gerador que produz a energia elétrica.

A quantidade de energia produzida depende do tamanho de suas hélices e do regime de ventos da região onde o parque eólico é instalado. Além da velocidade do vento é importante a constância, a baixa turbulência e ausência de fenômenos como tufões.

O Brasil possui um dos maiores potenciais eólicos do planeta, principalmente na região norte/nordeste, no entanto é um recurso pouco explorado com cerca 79 parques instalados em operação de potência total igual a 1.658 MW, representando cerca de 1,4% da capacidade de geração do país.

4.4 Benefícios da cogeração

A Cogeração tem papel fundamental para o desenvolvimento do país no que tange a produção de energia elétrica na matriz energética brasileira. É importante que as diretrizes para o suprimento de energia elétrica à demanda de crescimento do PIB atentem para soluções eficientes, econômicas e racionais.

A Cogeração a gás natural, apesar de utilizar combustível fóssil, tem papel complementar e transitório para o planeta mais verde, até que o avanço tecnológico alcance patamares capaz de suprir a energia necessária de forma mais limpa e renovável. O país possui grandes reservas de gás natural com estimativa de sobra em sua produção ao longo da próxima década, enquanto que a produção de energia hidrelétrica passa por restrições no aumento de capacidade. Para atender a demanda crescente de energia elétrica o governo tem ampliado a geração termelétrica que além de possuir baixa eficiência, por estar distante dos centros de consumo irá utilizar o sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica que se encontra saturado e carente de investimentos.

A Cogeração distribuída se aplicada em grande escala virá a contribuir não somente para o desenvolvimento sustentável do país, mas também poderá contribuir para o aumento da competitividade do empreendedor do ponto de vista econômico, de segurança e de qualidade conforme segue:

Benefício para o Brasil

O potencial de geração hidrelétrica do Brasil encontra-se na região Norte do país enquanto o centro de carga fica na região Sudeste, a 3.000 km de distância, já a geração termelétrica em sua grande maioria também se encontra longe dos centros de consumo, obrigando-se a se utilizar das redes de transmissão de energia elétrica existentes. O sistema de transmissão de energia elétrica do SIN encontra-se em sua maior parte saturado, sem capacidade de incremento de carga. O benefício fundamental da Cogeração distribuída é a aplicação da central cogeradora dentro do centro de carga, ou melhor, dentro da propriedade do empreendedor dispensando a necessidade de utilização do sistema atual de transmissão e distribuição de energia elétrica, proporcionando com isso:

- Eliminação das perdas técnicas na transmissão e distribuição de energia que chegam a 18%;
- Postergação dos investimentos na transmissão e distribuição de energia elétrica com aumento de capacidade dos sistemas atuais;
- Postergação dos investimentos na geração de energia elétrica com implantação de novas termelétricas;
- Disponibilidade de energia para o crescimento do PIB. Como a cogeração distribuída nos centros comerciais tem por característica fundamental a produção de energia térmica para climatização e os sistemas de ar condicionado atuais em quase sua totalidade são acionados por energia elétrica, ao implantar uma cogeração esta demanda elétrica é deslocada possibilitando a utilização da mesma para uso em outras utilidades que possibilitem o crescimento do PIB;
- Diversificação da matriz energética. Com a aplicação da cogeração distribuída haverá uma maior diversificação da matriz energética com maior participação do gás natural na demanda de energia elétrica do país de forma mais eficiente e ecológica a que termelétricas;
- Desloca a carga do horário de ponta. Em alguns tipos de empreendimentos do setor comercial o ar condicionado representa cerca de 50% do consumo energético, sendo ele responsável por grande parte da carga do horário de ponta e dos picos de demanda no horário em que a carga térmica chega ao máximo, por volta das 16h00. A aplicação da cogeração elimina a utilização de equipamentos de ar condicionado elétricos que além de melhorar o perfil de carga eliminando os picos de consumo, deslocam parte da carga do horário de ponta melhorando o perfil elétrico do SIN.

Benefício para o empreendedor

Em função do capitalismo e da grande concorrência no mercado econômico, à ótica do empreendedor está focada nos custos financeiros do seu negócio. É verdade que hoje um grande número de empresas conscientes com o papel sustentável tem investido em iniciativas ecológicas que inclusive motivaram a criação de selos verdes como o próprio LEED. Outros

aspectos importantes como segurança e qualidade da energia são observadas na cogeração distribuída conforme segue:

- Autossuficiência energética – Nos grandes centros de consumo os apagões tem se intensificado com aumento de sua frequência causando transtornos e prejuízos aos empreendimentos que são totalmente dependentes da energia elétrica, principalmente pela dependência da informática e da arquitetura moderna projetada para funcionar com sistemas de ar condicionado. A exemplo de alguns pioneiros como *shopping centers*, edifícios comerciais e hotéis, a produção de energia para consumo próprio através da implantação da cogeração promove garantia de continuidade do negócio independente das intempéries do sistema de distribuição de energia elétrica;
- Segurança e confiabilidade. Gerando a sua própria energia através da cogeração o empreendedor pode optar por manter um paralelismo constante com a rede de distribuição de energia elétrica pública e por um motivo de indisponibilidade da planta ou por parada para manutenção o empreendimento pode utilizar a energia elétrica da concessionária como *back-up* de sua fonte principal;
- Maior qualidade e estabilidade da energia. A cogeração de energia, por estar isolada do SIN e controlada pelo próprio consumidor tem uma melhor qualidade, sem grandes variações de tensão, frequência e interrupções constantes, ao contrário do que ocorre com a rede de distribuição de energia elétrica nos centros de consumo;
- A cogeração pode contribuir de fato para a certificação LEED. Somente a aplicação de resfriador de líquido por absorção que descolam o consumo no horário de ponta diversificando a matriz energética e não utilizam refrigerantes a base de clorofluorcarbono (CFC) responde por 50% do pré-requisito LEED e se implantada a cogeração a pontuação do pré-requisito já é atendida em sua totalidade.

Benefício para o planeta

Ao analisarmos as questões ambientais relacionadas ao contexto brasileiro a cogeração distribuída não tem sido vista de forma adequada devido o volume de controle adotado nesta análise circuncidar apenas a propriedade do empreendimento onde se aplicará a planta de cogeração. O fator determinante para uma análise adequada é a compreensão de que nas

soluções convencionais a energia elétrica não é produzida no interruptor, mas ao contrário, provém de diversas fontes localizadas a longas distâncias e por muitas vezes sendo produzidas de forma ineficiente e com grande impacto ambiental do ponto de vista global.

Com base no contexto global é necessário que a análise dos impactos ambientais de uma planta de cogeração também seja analisada de forma global, utilizando para isto um volume de controle que venha abranger todo o território nacional. Desta forma poderemos verificar os benefícios da cogeração a gás natural distribuída no Brasil conforme abaixo:

- Diminuição da intensidade energética nacional devido ao aumento da eficiência energética na geração de energia, já que o FUE médio das termelétricas é de 40% e a da cogeração pode chegar a 85%;
- Aumento da sustentabilidade. O uso racional do gás natural aproveitando ao máximo a energia contida no combustível e aumentando o tempo de vida útil de nossas reservas, já que é possível produzir o dobro de energia com a cogeração utilizando a mesma quantidade de gás de uma termelétrica;
- Menor impacto global, quando comparada com a geração de energia termelétrica, considerando o rendimento global dos sistemas e o rendimento dos sistemas de transmissão, temos um ganho na eficiência de mais de 50%, o que significa a redução das emissões de gases de efeito estufa pela metade para a mesma quantidade de combustível consumido.

4.5 Barreiras da cogeração

As principais barreiras da cogeração a gás natural no setor terciário de São Paulo são relacionadas à questão cultural, a questão das dinâmicas de investimentos e a disponibilidade de equipamentos, peças nacionais e ao controle do preço do gás natural conforme segue:

Equipamentos importados

Em função da indisponibilidade de fabricação nacional a maior parte dos equipamentos que compõe uma planta de cogeração são importados, acarretando as seguintes dificuldades:

- As taxas de importação e o frete internacional oneram os custos com aquisição diminuindo a competitividade da cogeração frente às soluções convencionais que dependem somente do mercado de peças e equipamentos nacionais;
- Os prazos de entrega dos equipamentos são longos, de 4 a 6 meses em média, somados ao tempo de implantação exigem uma tomada de decisão pela cogeração com muita antecedência para não acarretar em atraso ao cronograma da obra;
- Dificuldade na reposição de peças. As empresas importadoras em sua maioria mantêm estoque de peças de reposição no Brasil, no entanto é comum equipamentos importados ficarem parados por períodos longos aguardando uma peça importada que não faz parte da lista de peças de reposição;
- Falta de mão de obra qualificada. Pelo fato dos custos com treinamento no exterior serem elevados e a demanda por mão de obra para equipamentos importados ser discreta, existem dificuldades no atendimento emergencial aumentando a indisponibilidade das plantas de cogeração.

Custo de investimento inicial

Por se tratar de uma planta complexa, com diversos equipamentos interligados, partes importadas e necessidade de um sistema de controle e monitoramento sofisticado, a cogeração resulta em um investimento inicial alto comparando-se a soluções convencionais simples com partes nacionais, gerando as seguintes barreiras:

- Impacto financeiro inicial alto. Apesar da possível economia no custo operacional o investidor brasileiro tende a pensar somente no custo inicial. Em alguns empreendimentos como *Shopping Center* ou Edifício Comercial o custo operacional é repassado ao condômino, portanto o construtor e ou empreendedor tende a optar pela solução com o menor custo inicial, dispensando a economia no custo operacional;
- Retorno do investimento a médio e longo prazo. Mesmo tendo uma vida útil longa, devido à volatilidade e concorrência em alguns segmentos de mercado, somente empreendedores arrojados investem em soluções a médio e longo prazo e somente empreendimentos com maturação e continuidade de negócio consolidada optam pela solução de cogeração;

- Projetos convencionais ineficientes com menor custo inicial. As soluções convencionais são bastante difundidas e conhecidas de todas as partes envolvidas, além da vantagem no preço inicial, causam uma resistência natural ao empreendedor em optar por uma solução não convencional e com o custo inicial maior.

Operação complexa e dedicada

Em função do grau de complexidade e da questão de segurança e integridade dos equipamentos de uma planta de cogeração, são inevitáveis alguns controles como:

- Exige grande tecnologia de monitoramento e automação. O monitoramento é necessário para preservação e bom funcionamento das partes que compõe a planta de cogeração sem ultrapassagem de parâmetros vitais como limite de temperatura, pressão, trepidação e etc. e a automação é necessária para intervenções e manobras como transferência de carga em rampa, inversão de válvulas de fluxo, partida de equipamentos e etc. De modo geral estes equipamentos de controle são conectados a um software que é controlado por um operador numa sala de controles na própria planta;
- Necessidade de operador treinado 24 horas por dia. Devido ao alto custo do capital investido, garantia de continuidade e segurança ao processo das utilidades é necessário manter um operador dedicado ao monitoramento e operação da planta de cogeração para executar as manobras e intervir em momentos de emergência;
- Custos com manutenção maiores. Como toda planta de cogeração exige maior número de partes, controle e peças, o custo com manutenção comparado a soluções convencionais é de fato muito maior.

Dependência da tarifa do gás

Praticamente de 50 a 65 % do custo operacional de uma planta de cogeração está relacionado ao preço do gás natural, portanto toda variação no preço do gás reflete diretamente na viabilidade financeira do projeto exigindo uma grande estabilidade desta *commodity*. A competitividade do gás natural brasileiro para cogeração ainda encontra-se em desvantagem em relação aos preços internacionais do gás, este fator tem inibido a iniciativa privada na opção pela cogeração a gás natural em detrimento a alternativas de redução do custo operacional.

Falta de acesso ao crédito

Pelo fato do custo de investimento inicial ser muito alto, muitos investidores não possuem recursos financeiros para esta solução, obrigando-se a buscar investidores externos que acabam se remunerando de parte da economia, este fato tem diminuído a atratividade do negócio. Existem algumas linhas de créditos desenvolvidas para a indústria de cogeração sucro-energética, mas para o setor terciário ainda é discreta.

Dificuldade na conexão à rede

Também se observa uma grande dificuldade em atendimento aos requisitos de segurança exigidos pelas concessionárias de energia elétrica para conexão em paralelismo entre a planta de cogeração e rede de distribuição pública. Existe demora na respostas das consultas às concessionárias e exigências com investimentos à rede pública que inviabilizam a solução. Falta uma regulamentação clara que defenda e ampare todas as partes envolvidas; usuário, operador da planta de cogeração e concessionária de energia elétrica.

Capacitação técnica

Pelo fato do Brasil ser um país abundante em recursos naturais nossa cultura foi desenvolvida e incentivada a praticar um alto consumo de energia elétrica, desencadeando diversas soluções de utilidades onde o insumo fundamental é a própria energia elétrica. Em função deste cenário a mão de obra qualificada para cogeração, desde a área de engenharia até operação e manutenção é carente de informação e conhecimento.

A grande maioria dos formadores de opinião, como arquitetos, projetistas, empresas de engenharia, construtoras, como o próprio empreendedor desconhecem os detalhes e benefícios da cogeração distribuída, não pensando nesta hipótese na idealização do projeto.

Faz-se necessário uma capacitação profissional nas diversas áreas:

- Engenharia
- Curso superior de especialização
- Curso técnico de especialização
- Formação de mão de obra para operação e manutenção

4.6 Mercado potencial

O Mercado potencial brasileiro para aplicação da cogeração é muito grande e favorável visto que na sua totalidade o desenvolvimento de geração de energia elétrica até a última década se constituiu basicamente através das usinas hidrelétricas, ao contrário dos países sem grandes recursos naturais hídricos que para suprirem a necessidade energética desenvolveram diversas soluções alternativas. Com a necessidade de complemento na geração hidrelétrica e da diversificação da matriz energética, a cogeração entra como ator coadjuvante neste cenário de sustentabilidade e uso racional da energia na matriz energética brasileira.

4.6.1 A cogeração no Brasil

Basicamente o histórico de usinas de cogeração no Brasil se refere a aplicações isoladas, em plataformas e principalmente nas indústrias que utilizam os seus resíduos de processo como combustível para geração de energia elétrica destinada ao consumo interno em seus processos produtivos como a agroindústria canavieira, química e petroquímica, papel e celulose entre outras. Nas últimas duas décadas os modelos institucionais do setor elétrico foram desenhados de modo a aumentar a competitividade empresarial fomentando o surgimento de novos agentes investidores como produtores independentes, autoprodutores e agentes de comercialização de energia, estimulando a geração próxima aos centros de consumo. A capacidade instalada de cogeração no Brasil alcançou o pico de 10.343 MW após o ano de 2010 através de 892 unidades (COGEN, 2013).

Figura 4.1 - Evolução capacidade instalada cogeração no Brasil (COGEN, 2013)

A partir da década de 80, movido pela oferta de gás natural produzida pela exploração da bacia de Campos, a cogeração a gás natural começou a ser utilizada no estado de São Paulo, hoje ela representa apenas 12% da capacidade nacional instalada, atingindo 116 unidades do total de 969 unidades instaladas. A maior parte da cogeração ainda é operada a partir da biomassa de cana de açúcar com 77% de participação em 742 unidades (COGEN, 2013).

No estado de São Paulo existem nove plantas de cogeração a gás natural no setor terciário em operação.

Tabela 4.1 - *Cogerações setor terciário área concessão Comgás (COMGÁS, 2013)*

Instalação Setor Terciário	Local
Comgás Centro Operacional Região Metropolitana de São Paulo	São Paulo
Centro Empresarial Rochaverá Corporate Towers	São Paulo
Shopping Taboão da Serra	Grande São Paulo
Shopping Interlagos	São Paulo
Hotel Sofitel São Paulo	São Paulo
Sonda Supermercados	São Paulo
Sonda Supermercados	Grande São Paulo
Edifício Comercial IGW Plaza Iguatemi	São Paulo
Hotel Caesar Park	Guarulhos

4.6.2 Análise de aplicações

Com o aumento crescente da oferta de gás no Brasil principalmente na região sudeste (pré-sal), caracterizado pela proximidade ao centro de carga da região metropolitana de São Paulo, abre-se a oportunidade para o desenvolvimento em grande escala de plantas de cogeração de pequena capacidade nos centros de consumo brasileiros.

Dentre os empreendimentos do segmento terciário (comércio e serviços) com demanda elétrica e térmica e com perfil para aplicação de cogeração de energia do ponto de vista técnico-econômico e operacional, se destacam os seguintes segmentos:

- Supermercado
- Shopping Center
- Hospital
- Hotel
- Edifício Comercial e Corporativo
- *Data Center e Call Center*

Dentre os parâmetros para análise e seleção dos segmentos de mercado com perfil adequado para a aplicação de cogeração a gás natural se destacam os sete itens abaixo:

1° Programação de operação

Para uma melhor viabilidade econômica das plantas de cogeração é importante que a programação horária cubra parte do horário de ponta, período de três horas compreendidas entre 18h00 e 21h00;

No segmento terciário, a maior parte dos empreendimentos que utilizam a rede da concessionária de energia elétrica está classificada em média tensão na faixa horo-sazonal A4-Azul ou A4-Verde onde o custo da energia elétrica no horário de ponta é em média de duas a quatro vezes superior ao custo da energia fora do horário de ponta (AES, 2013);

Devido ao alto custo com investimento em plantas de cogeração, o total de horas de programação diária é outro fator importante para viabilidade do projeto, quanto maior o número de horas de operação por dia, maior será a economia operacional da solução e consequentemente menor o prazo para o retorno do investimento;

2° Demanda energética

As demandas energéticas são fatores preponderantes para o balanço térmico/elétrico da solução.

Para a planta de cogeração atender os requisitos mínimos de racionalidade e eficiência e seja qualificada e consequentemente se beneficie da tarifa de gás natural com custo reduzido é necessário uma demanda térmica significativa em relação à energia elétrica produzida.

Com objetivo de atingir a melhor viabilidade financeira, a cogeração pode ser dimensionada para produção elétrica na base e possuir demanda térmica suficiente para recuperação do rejeito térmico disponível ou ser dimensionada para a produção térmica na base e possuir demanda elétrica suficiente para aproveitamento do calor residual.

3° Capacidade de investimento

Como as soluções de cogeração exigem um investimento inicial substancialmente maior que as soluções convencionais (energia elétrica da rede e resfriadores de líquido elétrico) faz-se necessário que o investidor do setor terciário tenha disponibilidade de capital para os investimentos iniciais e que possua visão estratégica a médio e longo prazo.

4° Economia operacional

Alguns estabelecimentos do setor terciário, apesar de possuírem perfil técnico e disponibilidade de capital para os investimentos iniciais na aplicação de cogeração, não possuem foco no custo operacional quando o mesmo é repassado ao condômino (*shopping center*) ou o custo operacional não representa grande impacto ao negócio do proprietário (hospital, edifício corporativo). Por outro lado, em ambientes onde o custo operacional reflete diretamente no custo dos serviços prestados (supermercado e hotel), a economia operacional é um dos fatores fundamentais para a definição da solução a ser aplicada.

5° Segurança operacional

O fator de indisponibilidade dos insumos energéticos (energia elétrica e térmica) deve ser analisado em consonância à estratégia de negócio do estabelecimento aplicado. Em alguns segmentos, quando o suprimento de energia é interrompido por períodos curtos não impactam de forma significativa nos negócios, portanto a redundância das utilidades não é de vital importância (supermercado e *shopping center*), porém em outros segmentos (hospital, hotel e *data center*) a interrupção dos insumos energéticos, mesmo que por um período curto, podem não somente acarretar prejuízos financeiros como também colocar vidas humanas em risco.

6° Ciclo de negócio

A volatilidade do cenário comercial em alguns segmentos do setor terciário pode impedir a viabilidade da instalação de uma planta de cogeração. Diversos estudos realizados no estado de São Paulo em mais as 23 plantas de cogeração em funcionamento na área de concessão da Comgás indicam que o retorno do investimento ocorre em média entre 5 e 7 anos de operação (ABEGÁS, 2011). Empreendimentos com perspectiva de continuidade de negócio inferior a 8 anos não consideram a solução de cogeração atrativa. A melhor aceitação da cogeração ocorre em segmentos com previsão de ciclo de negócio com mais de 10 anos.

7° Qualidade da manutenção

A qualidade da manutenção prestada na cogeração é um dos fatores decisivos para a continuidade e a segurança na operação da planta. Para garantir a integridade da usina, pelo fato da planta ser constituída por muitos equipamentos interligados, é necessário manter em dia toda a programação de manutenção recomendada pelo fabricante de cada parte que constitui o sistema para o perfeito funcionamento e segurança do todo.

Por motivos de redução de custo, em alguns segmentos do setor terciário o tema manutenção preventiva é negligenciado ou não é tratado da forma correta, acarretando em problemas de funcionamento ou quebra de partes que compõe o sistema, obrigando a parada da planta de cogeração. Tal fato além de inviabilizar o retorno do investimento pode causar sérios prejuízos devido à quebra de contrato de garantia operacional.

A maioria das plantas de cogeração do segmento terciário é operada por empresas especializadas em soluções energéticas conhecidas como *Built, Operate and Transfer* (BOT). Estas empresas por firmarem contratos de garantia de fornecimento de energia e por possuir a expertise do negócio, realizam todas as manutenções preventivas de maneira a garantir a continuidade do sistema e se apropriam de parte da economia operacional para amortizar os seus investimentos e gerar receita para manutenção de seu negócio, diminuindo em parte o ganho de economia do proprietário do estabelecimento que optar pela cogeração, mas por outro lado, o deixará livre para focar seus esforços no seu negócio, não tendo que se preocupar com as questões de manutenção, operação e continuidade da geração de energia.

Com base nos perfis operacionais de cada segmento do mercado terciário analisado, em referência aos sete principais quesitos citados anteriormente, foi elaborada a tabela 4.2 que indica os segmentos com melhor aplicabilidade da solução de cogeração de energia, com destaque para Hospital, Hotel e *Data Center*.

Tabela 4.2 - Segmentos do setor terciário com perfil para cogeração

<i>Perfil de aplicação</i>													
<i>Segmento</i>	<i>Programação</i>		<i>Demanda Energética</i>			<i>Fatores decisórios</i>			<i>Operação</i>		<i>Cogeração aplicável</i>		
	<i>Ponta (h)</i>	<i>Operação diária (h)</i>	<i>Energia Elétrica</i>	<i>Frio</i>	<i>Calor</i>	<i>Capacidade Investimento</i>	<i>Economia Operacional</i>	<i>Segurança Operacional</i>	<i>Ciclo de Negócio</i>	<i>Qualidade Manutenção</i>	<i>Energia Elétrica</i>	<i>Água Gelada</i>	<i>Água Quente</i>
Supermercado	3	15	M	M	-	M	A	B	M	B	X	X	-
<i>Shopping Center</i>	3	15	M	A	-	A	B	B	A	M	X	X	-
Hospital	3	24	A	A	A	A	M	A	A	M	X	X	X
Hotel	3	24	M	A	M	A	A	A	A	M	X	X	X
Ed. Comercial e Corporativo	2	12	M	A	-	A	M	M	A	M	X	X	-
<i>Data Center</i>	3	24	A	A	-	A	M	A	A	A	X	X	-
<i>Call Center</i>	3	24	M	A	-	M	M	M	M	M	X	X	-

Legenda:

A (alto), M (médio), B (baixo),

" - " (não se aplica) e X (aplicável)

Quanto aos tipos de geração de insumo energético, esta análise conclui:

- Para aplicação de trigeração (energia elétrica, água gelada e água quente) se destacam os segmentos; Hospital e Hotel;
- Para aplicação de cogeração (energia elétrica e água gelada) se destacam os demais segmentos; Supermercado, *Shopping Center*, Edifício Comercial e Corporativo, *Data Center* e *Call Center*.

4.6.3 Mapeamento do mercado

Em estudo realizado pela empresa COGEN, levando em consideração os parâmetros do setor industrial e terciário, empresas de engenharia, concessionárias de gás natural e de energia elétrica, visitas a indústrias, consultas a bibliografias técnicas e informações de profissionais da área de geração de energia, chegou-se ao potencial de mercado do estado de São Paulo de 3.469 MW de geração de energia elétrica através de cogeração consumindo cerca de 19 milhões de m³ de gás natural por dia, com instalação prevista de 1.192 MW em MCI e 2.277 MW em TG (COGEN, 2011).

Tabela 4.3 - Potencial de cogeração no estado de São Paulo (COGEN, 2011)

Segmento	Clientes	MW	Gás Natural (m ³ /dia)	MCI (MW)	TG (MW)
Industrial	408	2.769	16.682.998	512	2.257
Terciário	1.184	700	2.367.754	680	20
Total Geral	1.592	3.469	19.050.752	1.192	2.277

Segmento Industrial

Analisando apenas o segmento industrial, o potencial de mercado do estado de São Paulo é de 2.769 MW de geração de energia elétrica através de cogeração, consumindo cerca de 16,7 milhões de m³ de gás natural por dia, com instalação prevista de 512 MW em MCI e 2.257 MW em TG (COGEN, 2011), tabela 4.4.

Tabela 4.4 - *Potencial de cogeração indústria estado de São Paulo (COGEN, 2011)*

Segmento Industrial	Clientes	MW	Gás Natural (m³/dia)	MCI (MW)	TG (MW)
Bebidas	19	65	347.527	22	43
Laticínios	26	41	198.526	41	0
Frigorífico	29	105	527.809	97	8
Óleos	5	27	194.238	0	27
Aminoácidos	4	60	431.640	17	43
Massas e Biscoitos	22	62	326.919	62	0
Citros	5	104	558.161	25	79
Cerâmica	166	59	401.630	59	0
Papel e Celulose	30	346	2.051.818	29	317
Têxtil	56	183	984.096	108	75
Química	26	912	5.329.868	50	862
Ferro gusa e aço	1	287	2.064.678	0	287
Cimento	9	221	1.183.740	0	221
Pneus	5	70	417.918	2	68
Alumínio	1	164	1.233.444	0	164
Madeira	4	63	430.986	0	63
Total	408	2.769	16.682.998	512	2.257

Segmento terciário (comércio e serviço)

Analizando apenas o segmento terciário que é o objeto deste trabalho, o potencial de mercado do estado de São Paulo é de 700 MW de geração de energia elétrica através de cogeração, consumindo cerca de 2,4 milhões de m³ de gás natural por dia, com instalação prevista de 680 MW em MCI e 20 MW em TG (COGEN, 2011).

Tabela 4.5 - *Potencial cogeração setor terciário, estado São Paulo (COGEN, 2011)*

Segmento Terciário	Clientes	MW	Gás Natural (m³/dia)	MCI (MW)	TG (MW)
Shopping	94	132	444.029	132	0
Supermercados	550	358	1.213.580	358	0
Hotéis	247	50	170.302	50	0
AP	53	11	37.466	11	0
MP	194	39	132.836	39	0
Hospitais	193	118	398.723	98	20
GP	24	15	49.582	12	2
MP	169	103	349.141	86	18
Edifício Corporativo	100	42	141.120	42	0
Total	1.184	700	2.367.754	680	20

Legenda:

AP (alto Padrão), MP (médio padrão), GP (grande porte) e MP (médio porte)

Edifícios comerciais e corporativos

Em pesquisa encomendada pela Comgás à empresa Cushman & Wakefield no ano de 2010, foi realizado um levantamento de centrais de ar condicionado instaladas nas principais áreas comerciais da região metropolitana de São Paulo com objetivo de identificar e quantificar o potencial de substituições de centrais elétricas por centrais a gás natural. O resultado desta pesquisa comprova o potencial de geração térmica para plantas de cogeração em edifícios comerciais e corporativos, considerando apenas a capacidade já instalada nas regiões indicadas, sem considerar os novos empreendimentos.

A pesquisa revelou uma capacidade total instalada de cerca de 290.000 toneladas de refrigeração nas principais regiões comerciais da cidade de São Paulo, com destaque para a região da Av. Paulista com cerca de 60.000 TR, Av. Marginal Pinheiros com cerca de 40.000 TR, Av. Eng. Luís Carlos Berrini com cerca de 38.000 TR e região da Vila Olímpia com cerca de 30.000 TR (informação verbal)².

A pesquisa também informou os tipos de equipamento de ar condicionado instalados, mostrando que a maior participação, 67% da base instalada, refere-se a centrais compostas por resfriadores de líquido com condensação a água o que facilita a substituição por já possuem sistema de torre de resfriamento necessário para os sistemas com resfriadores de líquido por absorção, característico de planta de cogeração (informação verbal)²

Considerando os novos edifícios comerciais, corporativos e *shopping center* que a cada ano são adicionados ao setor terciário, temos um grande potencial de aplicação de cogeração.

Outro indicador importante é a saturação da rede de distribuição de energia elétrica nestas regiões, onde em muitas situações impede a contratação de demanda de energia elétrica adicional junto à concessionária. Nestes casos a aplicação da geração distribuída dispensa a contratação de energia elétrica adicional.

² Informação obtida da gerência de cogeração e climatização da COMGÁS.

5. ESTUDOS DE CASOS

Com base no mercado potencial de cogeração no setor terciário do centro expandido de São Paulo, foram selecionados cinco segmentos para realização dos estudos de viabilidade técnico-econômica; Supermercado, *Shopping Center*, Hospital, Hotel e Edifício Comercial.

Todos os estudos foram realizados com base nas premissas de empreendimentos reais, sejam em operação ou fase de projeto. As variáveis utilizadas nos cálculos, como o rendimento dos equipamentos, o custo de aquisição e manutenção entre outros, foram extraídos das tabelas apresentadas nos capítulos 2.6 desta dissertação.

No final de cada estudo foram realizados os cálculos dos parâmetros financeiros referentes ao investimento adicional com aquisição e implantação das soluções e a economia operacional. Os cálculos foram realizados com base nas seguintes equações (PARENTE, 2009).

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FLC_t}{(1+r)^t} - IIo \quad (5.1)$$

$$Payback \text{ simples} = \frac{IIo}{FLC} \quad (5.2)$$

$$Payback \text{ descontado} = n_{(último \text{ } FLCA \text{ neg.})} - \left(\frac{FLCA_{(último \text{ negativo})}}{FLCD_{(do "n" seguinte)}} \right) \quad (5.3)$$

Onde:

IIo - Investimento inicial (adicional)

FLC – Fluxo de caixa (economia operacional anual)

FLCA – Fluxo de caixa acumulado (economia operacional anual descontada e acumulada)

FLCD – Fluxo de caixa descontado (economia operacional anual descontada)

r – Taxa de desconto (juros anual), adotado 12%

n – Período (anos), adotado 10 anos

VPL – Valor presente líquido

TIR – Taxa interna de retorno (é a taxa de desconto “r” que produz o VPL = 0)

Payback simples (retorno do investimento sem juros)

Payback descontado (retorno do investimento com juros)

5.1 Supermercado

Premissas

Supermercado existente em operação há 20 anos.

Energia Elétrica:

AES Eletropaulo A4 Azul, Demanda Contratada P e FP: 1.500 kW

Tabela 5.1 - *Histórico de consumo de Energia Elétrica dos últimos 12 meses*

Ref.	Consumo P (kWh)	Consumo FP (kWh)	Total (kWh)
ago/11	51.633	485.710	537.343
set/11	47.671	491.017	538.688
out/11	48.473	485.710	534.183
nov/11	50.370	546.864	597.234
dez/11	53.149	544.732	597.881
jan/12	67.452	683.796	751.248
fev/12	74.844	708.840	783.684
mar/12	65.389	665.416	730.805
abr/12	73.967	634.108	708.075
mai/12	59.943	697.348	757.291
jun/12	45.508	540.165	585.673
jul/12	59.120	515.018	574.138
Total	697.519	6.998.724	7.696.243

Sistema de Ar Condicionado:

Central de água gelada composta por Resfriadores de líquido com compressor alternativo e condensação a água, totalizando 480 TR, sendo 3 unidades de 160 TR.

Figura 5.1 - Resfriador de líquido e compressor alternativo (CARRIER, 2011)

Carga Térmica anual:

Horário de funcionamento: Das 7h00 às 23h00, 7 dias por semana e 12 meses por ano.

FC na Ponta: 0,33; FC Fora de Ponta: 0,63 e FC Global: 0,574

$$\text{Carga Térmica} = 480 \text{ TR} * (23 - 7\text{h}) * 365 \text{ dias/ano} * 0,574 \text{ FC} = 1.608.336 \text{ TRh/ano}$$

Figura 5.2 - Perfil de carga térmica Outubro estudo de caso Supermercado

Figura 5.3 - Perfil de carga térmica anual estudo de caso Supermercado

Custo com água e esgoto:

R\$ 14,00 / m³ e taxa de evaporação da torre igual a 1% da vazão de condensação. Apesar da água da torre evaporar e não utilizar o serviço público de esgoto, a sua cobrança é realizada mediante a medição do fornecimento de água pela concessionária. A taxa de evaporação de 1% é um valor médio baseado nas condições de bulbo úmido de São Paulo.

Estudo Cogeração

Configuração básica:

Em função das demandas de energia elétrica e água gelada foi considerada uma planta autossuficiente na produção de EE através de motogerador a gás natural, sendo o rejeito térmico do escapamento e da camisa do bloco do motor recuperado para produção de água gelada através de um Resfriador de líquido por Absorção do tipo Água Quente (ABS AQ).

Como a produção de água gelada cogerada não é suficiente para suprir a demanda térmica, foi adicionado um Resfriador de líquido por Absorção do tipo Queima Direta (ABS QD) para a produção complementar de água gelada.

Figura 5.4 - Configuração da cogeração estudo de caso Supermercado

Cálculo do consumo de GN do motogerador:

Consumo	PCI	Rend.	Consumo
Consumo Gás Natural (m³/kWh)	8560 kcal/m³	0,34	0,2955 m³/kWh

Cálculo do Balanço energético:

Considerando a eliminação da CAG atual cuja demanda elétrica representa 528 kW e acrescentado à nova CAG ABS cuja demanda representa 14 kW, temos a nova demanda elétrica total de 986 kW (1.500 – 528 + 14). Sendo assim foi dimensionado um motogerador de capacidade de geração igual a 1.000 kW. A desativação da CAG atual poderia ser vendida para amortização dos investimentos, no entanto, para que o estudo seja conservador esta hipótese não foi considerada.

Balanço Energético

Consumo Gerador:	0,2955 m³/kWh
Capacidade:	1.000 kW
Vazão horária GN:	295 m³/h
PCI GN	8.560 kcal/m³
Energia Entra Gerador	2.529.412 kcal/h
Energia Térmica Bloco	22%
Eficiência do Trocador	0,95
Energia Térmica Bloco Útil	528.647 kcal/h
Energia Térmica Exaustão	23%
Eficiência do Trocador	0,85
Energia Térmica Exaustão Útil	494.500 kcal/h
Energia Térmica Útil total	1.023.147 kcal/h
COP Chiller ABS AQ	0,8
Cap. Geração Térmica AG	818.518 kcal/h
Cap. Geração Térmica AG	271 TRh
Demanda Térmica Total	480 TRh
Cap. Chiller ABS QD	209 TRh

Cálculo do Fator de Utilização de Energia:

W	1.000 kW
Qu	952 kW
Qcomb	2.941 kW

$$FUE = \frac{\dot{W} + \dot{Q}_u}{\dot{Q}_{comb}} = 66\%$$

Cálculo do requisito de qualificação de Cogeração

E_f	2.584 kWh/h						
E_e	879 kWh/h	32%	=	$\frac{E_t}{E_f} \geq 15\%$	Cumpre	requisito (a)	
E_t	836 kWh/h						
X	2,14						
F_c	41%	49%	=	$\left(\frac{E_t}{E_f}\right) \div X + \frac{E_e}{E_f} \geq F_c\%$	Cumpre	requisito (b)	

Cogeração Qualificada ANEEL

Cálculo da tarifa de energia elétrica:

Cálculo custo de Energia Elétrica - Sistema Convencional

AES Eletropaulo A4 AZUL	Custo s/ Impostos	Custo c/ Impostos	Demanda (kW)	Consumo (kWh)	Custo (R\$)
Demanda de Ponta	R\$ 11,32 /kW	R\$ 14,80 /kW	1.500	-	266.353
Demanda Fora de Ponta	R\$ 6,32 /kW	R\$ 8,26 /kW	1.500	-	148.706
Consumo Anual na Ponta	R\$ 229,88 /MW	R\$ 300,50 /MW	-	697.519	209.602
Consumo Anual F. Ponta	R\$ 147,68 /MW	R\$ 193,05 /MW	-	6.998.724	1.351.074
Total anual				7.696.243	1.975.735
Custo Específico EE (R\$/MWh)					256,714
			Impostos inclusos:	PIS/PASEP/CON FINS	5,5%
				ICMS	18,0%

Cálculo custo de Energia Elétrica - Sistema Cogeração

AES Eletropaulo A4 VERDE	Custo s/ Impostos	Custo c/ Impostos	Demanda (kW)	Consumo (kWh)	Custo (R\$)
Demanda única	R\$ 6,32 /kW	R\$ 8,26 /kW	986	-	97.789
Consumo Anual na Ponta	R\$ 502,18 /MW	R\$ 656,44 /MW	-	76.537	50.243
Consumo Anual F. Ponta	R\$ 147,68 /MW	R\$ 193,05 /MW	-	767.957	148.251
Total anual				844.495	296.283
Custo Específico EE (R\$/MWh)					350,84
			Impostos inclusos:	PIS/PASEP/CON FINS	5,5%
				ICMS	18,0%

Na condição atual do Sistema Convencional foram consideradas as tarifas vigentes de energia elétrica da AES Eletropaulo A4 Azul baseado no histórico de consumo dos últimos doze meses.

No Sistema Cogeração, apesar de autossuficiente em energia elétrica, considerou-se:

- Um pequeno consumo de energia da concessionária, 11% da energia total atual, devido ao paralelismo constante a fim de garantir a continuidade do suprimento de energia na possível parada da cogeração e também devido ao fator de disponibilidade da cogeração de 0,95.

- Contratação de demanda total de 986 kW para garantir a redundância no fornecimento de energia.
- Alteração da classe tarifária de Azul para Verde tornando o resultado mais atrativo por cobrança de demanda única.

Cálculo da tarifa de Gás Natural:

Volume mensal:	130.734 m³
-----------------------	-------------------

Termo Variável (Cogeração)			Tarifas	Valores
1	0,00 a 5.000	5.000,00 m³	0,349115 R\$/m³	R\$ 1.745,58
2	5.000,01 a 50.000	45.000,00 m³	0,274165 R\$/m³	R\$ 12.337,43
3	50.000,01 a 100.000	50.000,00 m³	0,236021 R\$/m³	R\$ 11.801,05
4	100.000,01 a 500.000	30.734,00 m³	0,179288 R\$/m³	R\$ 5.510,24
5	500.000,01 a 2.000.000	0,00 m³	0,185334 R\$/m³	R\$ 0,00
6	2.000.000,01 a 4.000.000	0,00 m³	0,167754 R\$/m³	R\$ 0,00
7	4.000.000,01 a 7.000.000	0,00 m³	0,146787 R\$/m³	R\$ 0,00
8	7.000.000,01 a 10.000.000	0,00 m³	0,125817 R\$/m³	R\$ 0,00
9	> 10.000.000	0,00 m³	0,104361 R\$/m³	R\$ 0,00
Termo Variável			0,240139 R\$/m³	R\$ 31.394,29

		Termo Fixo	0,902006 R\$/m³	R\$ 117.922,85
COGERAÇÃO		Valor fatura s/ ICMS		R\$ 149.317,14
		Valor fatura c/ ICMS		R\$ 169.678,57
		Tarifa média s/ ICMS		1,142145 R\$/m³
		Tarifa média c/ ICMS		1,297892 R\$/m³

No Cálculo da tarifa de gás natural foi considerado:

1. Valores vigentes da portaria ARSESP nº 379, de 28-11-2012.
2. Segmento Cogeração destinada a consumo próprio
3. Medidor único para a planta de cogeração, com a soma dos volumes referentes ao consumo do MCI (126.343 m³/mês) e do ABS QD (4.391 m³/mês) totalizando o volume mensal médio de 130.734 m³/mês.
4. Classificação da classe 4 com valor médio de R\$ 1,297892 por m³
5. Considerado os impostos PIS/PASEP/COFINS e ICMS de 12%

Resultado:**Tabela 5.2 - Resultado econômico estudo de caso Supermercado**

UTILIDADES	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
CUSTO OPERACIONAL	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
Custo anual total de energia elétrica	R\$1.975.735	R\$296.283
Custo anual de geração de energia elétrica	-	R\$2.224.300
Custo anual de GN adicional Chiller ABS QD	-	R\$68.390
Custo com Manutenção do Ar Condicionado	R\$77.280	R\$38.400
Custo com reposição de água e tratamento químico AC	R\$157.751	R\$208.232
CUSTO OPERACIONAL TOTAL	R\$2.210.766	R\$2.835.604
ECONOMIA OPERACIONAL	REFERÊNCIA	-R\$624.838
		-28%

Com base nos cálculos apresentados podemos concluir:

1. A aplicação da cogeração não apresenta viabilidade econômica frente ao sistema convencional com Resfriador de líquido de compressores alternativos antigo.
2. O resultado apresentou um aumento no custo operacional da ordem de 28%, mesmo utilizando tecnologia relativamente nova na cogeração, comparada à situação atual e com FUE de 0,66.
3. O resultado financeiro é reflexo e diretamente proporcional ao custo do gás natural vigente.

Tabela 5.3 - Memória de cálculo estudo de caso Supermercado

UTILIDADES	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
	AES Eletropaulo A4 AZUL	AES Eletropaulo A4 VERDE
ENERGIA ELÉTRICA		
Demanda Energia Elétrica (kW)	1.500	986
Consumo Anual Ponta (kWh)	697.519	76.537
Consumo Anual Fora Ponta (kWh)	6.998.724	767.957
Consumo Anual Total (kWh)	7.696.243	844.495
(Fator de Carga Resultante)	0,88	
Custo Específico (R\$/MWh) - C/ Impostos	R\$256,714	R\$350,840
Custo anual total de energia elétrica	R\$1.975.735	R\$296.283
GERAÇÃO DE ENERGIA A GÁS NATURAL		Motogerador
Capacidade (kW)		1.000
Energia Elétrica Anual Gerada (kWh)		5.130.829
Consumo Anual de Gás Natural (m³)		1.516.119
Custo do GN (R\$/m³) - C/ Impostos		R\$1,297892
Custo com Manutenção do(s) gerador(es)		R\$256.541
Custo anual de geração de energia elétrica		R\$2.224.300
Custo do kWh Gerado (R\$/MWh) - C/ Impostos		R\$433,52

ENERGIA TÉRMICA - AR CONDICIONADO		
CARGA TÉRMICA ANUAL (TRh)	1.608.336	1.608.336
TR cogen (TR)		271
Energia Térmica produzida pela Cogeração (TRh)		1.388.781
AR CONDICIONADO ELÉTRICO		
Carga Térmica (TR)	480	480
Rendimento kW/TR da Central de Água Gelada	1,1	
Demanda de Energia Elétrica Sistema Ar Cond. (kW)	528	
Consumo EE Anual Total (kWh)	1.769.170	
Custo com Manutenção do Ar Condicionado	R\$77.280	
Custo reposição de água e tratamento químico AC	R\$157.751	
Custo com Energia Elétrica - CAG	R\$454.171	
Custo Total da CAG	R\$689.202	
Custo Relativo por TR (R\$/TRh)	R\$0,4285	
AR CONDICIONADO A GÁS NATURAL (ABS ÁGUA QUENTE + QUEIMA SUPLEMENTAR)		
TR Queima Suplementar (TR)		209
Energia Térmica produzida pela queima Supl. (TRh)		219.555
Consumo Anual Gás Natural Queima Suplem. (m³)		52.693
Custo anual de GN adicional Chiller ABS QD		R\$68.390
Rendimento kW/TR da Central de Água Gelada		0,03
Demanda Energia Elétrica Sistema Ar Cond. GN (kW)		14
Consumo EE Anual Total (kWh)		48.250
Custo com Energia Elétrica - CAG		R\$16.928
Custo com Manutenção do Ar Condicionado		R\$38.400
Custo com reposição de água e tratamento químico AC		R\$208.232
Custo Total da CAG		R\$331.950
Custo Relativo por TR (R\$/TR)		R\$0,2064
CUSTO OPERACIONAL		
	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
Custo anual total de energia elétrica	R\$1.975.735	R\$296.283
Custo anual de geração de energia elétrica	-	R\$2.224.300
Custo anual de GN adicional Chiller ABS QD	-	R\$68.390
Custo com Manutenção do Ar Condicionado	R\$77.280	R\$38.400
Custo com reposição de água e tratamento químico AC	R\$157.751	R\$208.232
CUSTO OPERACIONAL TOTAL	R\$2.210.766	R\$2.835.604
ECONOMIA OPERACIONAL	REFERÊNCIA	-R\$624.838
		-28%

Estudo alternativo

Para que haja viabilidade econômica e seja razoável a realização dos investimentos com a implantação da cogeração, foi imposto uma redução mínima no custo operacional de 15%, um *payback* simples máximo de 5 anos e uma Taxa Interna de Retorno mínima de 15%. Com base nesta hipótese, foi efetuado o cálculo reverso para se encontrar o valor máximo da tarifa de gás natural de R\$ 0,624238 por m³, resultando em um *payback* simples de 5,0 anos.

Tabela 5.4 - Resultado econômico tarifa GN hipotética estudo caso Supermercado

UTILIDADES	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
CUSTO OPERACIONAL	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
Custo anual total de energia elétrica	R\$1.975.735	R\$296.283
Custo anual de geração de energia elétrica	-	R\$1.202.961
Custo anual de GN adicional Chiller ABS QD	-	R\$32.893
Custo com Manutenção do Ar Condicionado	R\$77.280	R\$38.400
Custo com reposição de água e tratamento químico AC	R\$157.751	R\$208.232
CUSTO OPERACIONAL TOTAL	R\$2.210.766	R\$1.778.768
ECONOMIA OPERACIONAL	REFERÊNCIA	R\$431.998
		20%

INVESTIMENTOS	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
Aquisição dos Resfriadores de líquido	-	R\$528.000
Instalação dos Resfriadores de líquido	-	R\$288.000
Bombas de condensação e torre	-	R\$24.000
Investimento em Subestação de EE da CAG	-	-
Aquisição de Geradores	-	R\$820.000
Instalação de Geradores	-	R\$500.000
INVESTIMENTO TOTAL	R\$0	R\$2.160.000
IVESTIMENTO ADICIONAL		R\$2.160.000
PAYBACK SIMPLES (anos)		5,0

Figura 5.5 - Gráfico resultado econ. tarifa GN hipotética estudo caso Supermercado

Análise financeira com tarifa de GN alternativa

Parâmetros Financeiros			Resultado Financeiro	
Inv. Inicial Adicional	-R\$ 2.160.000	Ilo	Payback simples	5,0 anos
Fluxo de Caixa	R\$ 431.998	FLC	Payback Descontado	8,1 anos
Taxa de desconto	12%	R	VPL	R\$ 280.888
Período (anos)	10	N	TIR	15,1%

Tabela 5.5 - Fluxo de caixa estudo de caso Supermercado

Ano	FLC	FLCD	FLCA
0	-2.160.000	-2.160.000	-2.160.000
1	431.998	385.713	-1.774.287
2	431.998	344.387	-1.429.901
3	431.998	307.488	-1.122.413
4	431.998	274.543	-847.870
5	431.998	245.128	-602.742
6	431.998	218.864	-383.878
7	431.998	195.414	-188.464
8	431.998	174.477	-13.987
9	431.998	155.783	141.796
10	431.998	139.092	280.888

Figura 5.6 - Fluxo de caixa descontado estudo de caso Supermercado

Figura 5.7 - Fluxo de caixa acumulado estudo de caso Supermercado

5.2 Shopping Center

Premissas

Shopping Center em fase de concepção. O projeto básico contempla uma solução convencional com energia da concessionária e resfriadores de líquido elétricos por compressão.

Horário de funcionamento:

Operação Ponta: 66 h/mês, Fora de Ponta: 384 h/mês, 12 meses por ano.

Energia Elétrica:

AES Eletropaulo A4 Azul, Demanda a contratar: 7.700 kW

FC na Ponta: 0,84 e FC Fora de Ponta: 0,77

Sistema de Ar Condicionado:

Central de água gelada de 2.600 TR, composta por 4 unidades de 650 TR.

Resfriadores de líquido com compressores centrífugos e condensação a água.

Rendimento igual a 0,50 kW/TRh e FC global: 0,7

Figura 5.8 - Resfriador de líquido compressor centrífugo (CARRIER, 2011)

Carga Térmica anual:

$$CT \text{ anual} = 2.600 \text{ TR} * (66+384 \text{ h/mês}) * 12 \text{ mês/ano} * 0,7 \text{ FC} = 9.828.000 \text{ TRh/ano}$$

Figura 5.9 - Perfil de carga térmica Outubro estudo de caso Shopping Center

Figura 5.10 - Perfil de carga térmica anual estudo de caso Shopping Center

Custo com água e esgoto:

R\$ 14,00 / m³ e taxa de evaporação da torre igual a 1% da vazão de condensação. Apesar da água da torre evaporar e não utilizar o serviço público de esgoto, a sua cobrança é realizada mediante a medição do fornecimento de água pela concessionária. A taxa de evaporação de 1% é um valor médio baseado nas condições de bulbo úmido de São Paulo.

Estudo Cogeração

Configuração básica:

Em função das demandas de energia elétrica e água gelada foi considerada uma planta autossuficiente na produção de EE através de motogerador a gás natural, sendo o rejeito térmico do escapamento e da camisa do bloco do motor recuperado para produção de água gelada através de Resfriadores de líquido por Absorção Dual do tipo Água Quente e Queima Direta (ABS AQ e QD) no mesmo equipamento.

Quando a produção de água gelada cogerada não for suficiente para suprir a demanda térmica, o gerador acoplado do tipo queima direta entra em funcionamento produzindo a energia térmica necessária para completar a demanda de água gelada requerida.

Para efeito de redundância na produção térmica, foi considerado um queimador dual (Gás Natural e Óleo Diesel) no gerador acoplado do QD. Assim na ausência de gás natural, utiliza-se a energia elétrica da rede da concessionária e para a produção de água gelada utiliza-se a queima direta através de Óleo Diesel.

Figura 5.11 - Configuração de cogeração EE e AG com ABS dual (ABEGÁS, 2011)

Cálculo do Balanço energético:

Considerando a eliminação da CAG atual cuja demanda elétrica representa 1.300 kW e acrescentado à nova CAG ABS cuja demanda representa 78 kW, temos a nova demanda elétrica total de 6.478 kW ($7.700 - 1.300 + 78$). Sendo assim foi dimensionado um motogerador de capacidade de geração igual a 6.500 kWe.

Figura 5.12 - Configuração cogeração estudo de caso Shopping Center

Balanco Energético

Consumo Gerador:	0,2955 m³/kWh
Capacidade:	6.500 kW
Vazão horária GN:	1.921 m³/h
PCI GN	8.560 kcal/ m³
Energia Entra Gerador	16.441.176 kcal/h
Energia Térmica Bloco	22%
Eficiência do Trocador	0,95
Energia Térmica Bloco Útil	3.436.206 kcal/h
Energia Térmica Exaustão	23%
Eficiência do Trocador	0,85
Energia Térmica Exaustão Útil	3.214.250 kcal/h
Energia Térmica Útil total	6.650.456 kcal/h
COP Chiller ABS AQ	0,8
Cap. Geração Térmica AG	5.320.365 kcal/h
Cap. Geração Térmica AG	1.759 TRh
Demanda Térmica Total	2.600 TRh
Cap. Gerador acoplado QD	841 TRh

Cálculo do consumo de GN do motogerador:

Consumo	PCI	Rend.	Consumo
Consumo Gás Natural (m³/kWh)	8560 kcal/m³	0,34	0,2955 m³/kWh

Cálculo do Fator de Utilização de Energia:

W	6.500 kW	
Q_u	6.186 kW	$FUE = \frac{\dot{W} + \dot{Q}_u}{\dot{Q}_{comb}} = 66\%$
Q_{comb}	19.118 kW	

Cálculo do requisito de qualificação de Cogeração

E_f	14.171 kWh/h				
E_e	4.818 kWh/h	32%	$= \frac{E_t}{E_f} \geq 15\%$	Cumpre	requisito (a)
E_t	4.587 kWh/h				
X	2,13				
F_c	44%	49%	$= \left(\frac{E_t}{E_f} \right) \div X + \frac{E_e}{E_f} \geq F_c\%$	Cumpre	requisito (b)

Cogeração Qualificada ANEEL**Cálculo da tarifa de energia elétrica:*****Cálculo custo de Energia Elétrica - Sistema Convencional***

AES Eletropaulo A4 AZUL	Custo s/ Impostos	Custo c/ Impostos	Demanda (kW)	Consumo (kWh)	Custo (R\$)
Demanda de Ponta	R\$ 11,32 /kW	R\$ 14,80 /kW	7.700	-	1.367.278
Demanda Fora de Ponta	R\$ 6,32 /kW	R\$ 8,26 /kW	7.700	-	763.357
Consumo Anual na Ponta	R\$ 229,88 /MW	R\$ 300,50 /MW	-	5.122.656	1.539.341
Consumo Anual F. Ponta	R\$ 147,68 /MW	R\$ 193,05 /MW	-	27.320.832	5.274.171
Total anual				32.443.488	8.944.147
Custo Específico EE (R\$/MWh)					275,68
Impostos inclusos: PIS/PASEP/CONFINS					5,5%
ICMS					18,0%

Cálculo custo de Energia Elétrica - Sistema Cogeração

AES Eletropaulo A4 VERDE	Custo s/ Impostos	Custo c/ Impostos	Demanda (kW)	Consumo (kWh)	Custo (R\$)
Demanda única	R\$ 6,32 /kW	R\$ 8,26 /kW	6.478	-	642.211
Consumo Anual na Ponta	R\$ 502,18 /MW	R\$ 656,44 /MW	-	285.211	187.225
Consumo Anual F. Ponta	R\$ 147,68 /MW	R\$ 193,05 /MW	-	1.521.125	293.647
Total anual				1.806.336	1.123.083
Custo Específico EE (R\$/MWh)					621,75
Impostos inclusos: PIS/PASEP/CONFINS					5,5%
ICMS					18,0%

Na condição de projeto do Sistema Convencional foram consideradas as tarifas vigentes de energia elétrica da AES Eletropaulo A4 Azul baseado na demanda a ser contratada, nas horas de operação e nos fatores de carga, ponta e fora de ponta.

No Sistema Cogeração, apesar de autossuficiente em energia elétrica, considerou-se:

- Um pequeno consumo de energia da concessionária, 5,6% da energia total atual, devido ao paralelismo constante a fim de garantir a continuidade do suprimento de energia na possível parada da cogeração e também devido ao fator de disponibilidade da cogeração de 0,95.
- Contratação de demanda total de 6.478 kW para garantir a redundância no fornecimento de energia.
- Alteração da classe tarifária de Azul para Verde tornando o resultado mais atrativo por cobrança de demanda única.

Cálculo da tarifa de Gás Natural:

Volume mensal:		696.388 m³
-----------------------	--	------------------------------

Termo Variável (Cogeração)			Tarifas	Valores
1	0,00 a 5.000	5.000,00 m ³	0,349115 R\$/m ³	R\$ 1.745,58
2	5.000,01 a 50.000	45.000,00 m ³	0,274165 R\$/m ³	R\$ 12.337,43
3	50.000,01 a 100.000	50.000,00 m ³	0,236021 R\$/m ³	R\$ 11.801,05
4	100.000,01 a 500.000	400.000,00 m ³	0,179288 R\$/m ³	R\$ 71.715,20
5	500.000,01 a 2.000.000	196.388,00 m ³	0,185334 R\$/m ³	R\$ 36.397,37
6	2.000.000,01 a 4.000.000	0,00 m ³	0,167754 R\$/m ³	R\$ 0,00
7	4.000.000,01 a 7.000.000	0,00 m ³	0,146787 R\$/m ³	R\$ 0,00
8	7.000.000,01 a 10.000.000	0,00 m ³	0,125817 R\$/m ³	R\$ 0,00
9	> 10.000.000	0,00 m ³	0,104361 R\$/m ³	R\$ 0,00
Termo Variável			0,192417 R\$/m ³	R\$ 133.996,62
Termo Fixo			0,902006 R\$/m ³	R\$ 628.146,15
COGERAÇÃO			Valor fatura s/ ICMS	R\$ 762.142,78
			Valor fatura c/ ICMS	R\$ 866.071,34
			Tarifa média s/ ICMS	1,094423 R\$/m ³
			Tarifa média c/ ICMS	1,243662 R\$/m³

No Cálculo da tarifa de gás natural foi considerado:

1. Valores vigentes da portaria ARSESP nº 379, de 28-11-2012.
2. Segmento Cogeração destinada a consumo próprio
3. Medidor único para a planta de cogeração, com a soma dos volumes referentes ao consumo do MCI (640.676 m³/mês) e do ABS QD (55.712 m³/mês) totalizando o volume mensal médio de 696.388 m³/mês.
4. Classificação da faixa 5 com valor médio de R\$ 1,243662 por m³
5. Considerado os impostos PIS/PASEP/COFINS e ICMS de 12%

Resultado:**Tabela 5.6 - Resultado econômico estudo de caso Shopping Center**

UTILIDADES	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
CUSTO OPERACIONAL	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
Custo anual total de energia elétrica	R\$8.944.147	R\$1.123.083
Custo anual de geração de energia elétrica	-	R\$10.862.309
Custo anual de GN adicional Chiller ABS QD	-	R\$831.446
Custo com Manutenção do Ar Condicionado	R\$299.000	R\$208.000
Custo com reposição de água e tratamento químico AC	R\$961.882	R\$1.269.685
CUSTO OPERACIONAL TOTAL	R\$10.205.030	R\$14.294.522
ECONOMIA OPERACIONAL	REFERÊNCIA	-R\$4.089.493
		-40%

Com base nos cálculos apresentados podemos concluir:

1. A aplicação da cogeração não apresenta viabilidade econômica frente ao sistema convencional com Resfriador de líquido de compressor centrífugo novo.
2. O resultado apresentou um aumento no custo operacional na ordem de 40%, mesmo utilizando tecnologia relativamente nova na cogeração comparada à situação de projeto e com FUE de 0,66.
3. O resultado financeiro é reflexo e diretamente proporcional ao custo do gás natural vigente.

Tabela 5.7 - Memória de cálculo estudo de caso Shopping Center

UTILIDADES	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
	AES Eletropaulo A4 AZUL	AES Eletropaulo A4 VERDE
ENERGIA ELÉTRICA		
Demanda Energia Elétrica (kW)	7.700	6.478
Consumo Anual Ponta (kWh)	5.122.656	285.211
Consumo Anual Fora Ponta (kWh)	27.320.832	1.521.125
Consumo Anual Total (kWh)	32.443.488	1.806.336
(Fator de Carga Resultante)	0,78	
Custo Específico (R\$/MWh) - C/ Impostos	R\$275,684	R\$621,746
Custo anual total de energia elétrica	R\$8.944.147	R\$1.123.083
GERAÇÃO DE ENERGIA A GÁS NATURAL		Motogerador
Capacidade (kW)		6.500
Energia Elétrica Anual Gerada (kWh)		26.017.992
Consumo Anual de Gás Natural (m³)		7.688.109
Custo do GN (R\$/m³) - C/ Impostos		R\$1,243662
Custo com Manutenção do(s) gerador(es)		R\$1.300.900
Custo anual de geração de energia elétrica		R\$10.862.309
Custo do kWh Gerado (R\$/MWh) - C/ Impostos		R\$417,49

ENERGIA TÉRMICA - AR CONDICIONADO		
CARGA TÉRMICA ANUAL (TRh)	9.828.000	9.828.000
TR cogen (TR)		1.759
Energia Elétrica produzida pela Cogeração (TRh)		7.042.389
AR CONDICIONADO ELÉTRICO		
Carga Térmica (TR)	2.600	2.600
Rendimento kW/TR da Central de Água Gelada	0,50	
Demanda de Energia Elétrica do Sistema de Ar Cond (kW)	1.300	
Consumo EE Anual Total (kWh)	4.914.000	
Custo com Manutenção do Ar Condicionado	R\$299.000	
Custo com reposição de água e tratamento químico AC	R\$961.882	
Custo com Energia Elétrica - CAG	R\$1.354.711	
Custo Total da CAG	R\$2.615.593	
Custo Relativo por TR (R\$/TRh)	R\$0,2661	
Ar Condicionado a Gás Natural (ABS ÁGUA QUENTE + QUEIMA SUPLEMENTAR)		
TR Queima Suplementar (TR)		841
Energia Elétrica produzida pela Queima Direta (TRh)		2.785.611
Consumo Anual de Gás Natural Queima Suplementar (m³)		668.547
Custo anual de GN adicional Chiller ABS QD	R\$831.446	
Rendimento kW/TR da Central de Água Gelada		0,03
Demanda Energia Elétrica do Sistema de Ar Cond GN (kW)		78
Consumo EE Anual Total (kWh)		294.840
Custo com Energia Elétrica - CAG		R\$183.316
Custo com Manutenção do Ar Condicionado	R\$208.000	
Custo com reposição de água e tratamento químico AC	R\$1.269.685	
Custo Total da CAG		R\$2.492.446
Custo Relativo por TR (R\$/TRh)		R\$0,2536
CUSTO OPERACIONAL		
	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
Custo anual total de energia elétrica	R\$8.944.147	R\$1.123.083
Custo anual de geração de energia elétrica	-	R\$10.862.309
Custo anual de GN adicional Chiller ABS QD	-	R\$831.446
Custo com Manutenção do Ar Condicionado	R\$299.000	R\$208.000
Custo com reposição de água e tratamento químico AC	R\$961.882	R\$1.269.685
CUSTO OPERACIONAL TOTAL	R\$10.205.030	R\$14.294.522
ECONOMIA OPERACIONAL	REFERÊNCIA	-R\$4.089.493
		-40%

Estudo alternativo

Para que haja viabilidade econômica e seja razoável a realização dos investimentos com a implantação da cogeração, foi imposto uma redução mínima no custo operacional de 15%, um *payback* simples máximo de 5 anos e uma Taxa Interna de Retorno mínima de 15%. Com base nesta hipótese, foi efetuado o cálculo reverso para se encontrar o valor máximo da tarifa de gás natural de R\$ 0,554237 por m³, resultando em um *payback* simples de 5,0 anos:

Tabela 5.8 - Resultado econômico tarifa GN hipotética estudo caso Shopping Center

UTILIDADES	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
CUSTO OPERACIONAL	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
Custo anual total de energia elétrica	R\$8.944.147	R\$1.123.083
Custo anual de geração de energia elétrica	-	R\$5.561.934
Custo anual de GN adicional Chiller ABS QD	-	R\$370.533
Custo com Manutenção do Ar Condicionado	R\$299.000	R\$208.000
Custo com reposição de água e tratamento químico AC	R\$961.882	R\$1.269.685
CUSTO OPERACIONAL TOTAL	R\$10.205.030	R\$8.533.235
ECONOMIA OPERACIONAL	REFERÊNCIA	R\$1.671.794
		16%

INVESTIMENTOS	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
Aquisição dos Resfriadores de líquido	R\$2.600.000	R\$2.860.000
Instalação dos Resfriadores de líquido	R\$1.560.000	R\$1.560.000
Bombas de condensação e torre	R\$1.170.000	R\$1.300.000
Investimento em Subestação de EE da CAG	R\$3.850.000	R\$3.239.000
Aquisição de Geradores	-	R\$5.330.000
Instalação de Geradores	-	R\$3.250.000
INVESTIMENTO TOTAL	R\$9.180.000	R\$17.539.000
IVESTIMENTO ADICIONAL		R\$8.359.000
PAYBACK SIMPLES (anos)		5,0

Figura 5.13 - Gráfico resultado econ. tarifa GN hipotética estudo caso Shopping Center

Análise financeira com tarifa de GN alternativa

Parâmetros Financeiros			Resultado Financeiro	
Inv. Inicial Adicional	-R\$ 8.359.000	Ilo	Payback simples	5,0 anos
Fluxo de Caixa	R\$ 1.671.794	FLC	Payback Descontado	8,1 anos
Taxa de desconto	12%	r	VPL	R\$ 1.087.012
Período (anos)	10	n	TIR	15,1%

Tabela 5.9 - Fluxo de caixa estudo de caso Shopping Center

Ano	FLC	FLCD	FLCA
0	-8.359.000	-8.359.000	-8.359.000
1	1.671.794	1.492.674	-6.866.326
2	1.671.794	1.332.744	-5.533.582
3	1.671.794	1.189.950	-4.343.632
4	1.671.794	1.062.456	-3.281.176
5	1.671.794	948.621	-2.332.555
6	1.671.794	846.983	-1.485.572
7	1.671.794	756.235	-729.337
8	1.671.794	675.210	-54.127
9	1.671.794	602.866	548.738
10	1.671.794	538.273	1.087.012

Figura 5.14 - Fluxo de Caixa Descontado estudo de caso Shopping Center

Figura 5.15 - Fluxo de Caixa Acumulado estudo de caso Shopping Center

5.3 Hospital

Premissas

Hospital público existente, porém sem instalação de ar condicionado. Pretende-se condicionar algumas salas através de uma central de água gelada com compressor parafuso e condensação a água. Como alternativa propõe-se uma cogeração de energia para suprir tanto a demanda elétrica total como a climatização.

Energia Elétrica:

AES Eletropaulo A4 Verde, Demanda única contratada: 1.940 kW

Consumo anual na Ponta: 450.166 kWh, Fora de Ponta: 7.390.737 kWh, total: 7.840.903 kWh

Carga Térmica anual:

Horário de funcionamento: 24 horas por dia, 7 dias por semana e 12 meses por ano.

Baseado nas plantas dos prédios do complexo hospitalar foi estimado a carga térmica total:

Prédio 1		
Pavimento	Descrição	CT (TR)
3° Subsolo	Garagem	0,0
2° Subsolo	Garagem	0,0
1° Subsolo	Estoque de materiais	2,8
	Almoxarifado	0,9
	Preparo	1,1
	Preparo	0,5
	Saída de materiais	0,9
	Expurgo	2,4
	Gerência	0,8
	Estoque	2,7
	Abastecimento	0,4
	Cozinha	14,0
Térreo	Hall + Receptivo	9,4
	Outras áreas	9,9
1° Pavimento	Enfermaria	13,7
2° Pavimento	Laboratório	16,0
3° Pavimento	Exames	16,0
4° Pavimento	Farmácia e Administração	16,0
5° Pavimento	Centro cirúrgico	17,8
6° Pavimento	Enfermaria	13,9
7° Pavimento	Enfermaria	13,9
8° Pavimento	Enfermaria	13,9
9° Pavimento	Enfermaria	13,9
10° Pavimento	Enfermaria	13,9
11° Pavimento	Enfermaria	13,9
12° Pavimento	Enfermaria	13,9
13° Pavimento	Enfermaria	13,9
14° Pavimento	Enfermaria	13,9
15° Pavimento	Auditório	6,7
	Refeitório	7,0
	Outras áreas	5,4
Total		269,5

Prédio 2		
Pavimento	Descrição	CT (TR)
1° Subsolo	Acelerador	3,4
	Física	0,6
	Controle	0,4
	Awity	1,3
	Tratamento	0,9
	Pesquisa	0,5
	Secretaria	0,7
	Rádio	2,0
	Farmácia	1,2
	Estoque	1,0
	Almoxarifado	2,3
	Outras áreas	7,8
Térreo		56,7
1° Pavimento		87,0
2° Pavimento		54,8
3° Pavimento		54,8
4° Pavimento		45,7
5° Pavimento	Centro cirúrgico	50,6
6° Pavimento	Enfermaria	34,8
7° Pavimento	Enfermaria	34,8
8° Pavimento	Centro cirúrgico	44,4
9° Pavimento	UTI	33,4
10° Pavimento	Enfermaria + UTI	50,0
11° Pavimento	Enfermaria + UTI	35,0
Total		604,1
Prédio 3		
Pavimento	Descrição	CT (TR)
Térreo	Diversas áreas	60,0
1° Pavimento	Diversas áreas	55,0
2° Pavimento	Diversas áreas	55,0
3° Pavimento	Diversas áreas	55,0
Total		225,0

Figura 5.16 – Carga térmica estudo de caso Hospital

Prédio	Carga Térmica
1	269,5 TR
2	604,1 TR
3	225,0 TR
Total	1.098,6 TR
Fator de simultaneidade	91%
Carga térmica total adotada	1.000 TR

Devido à ocupação média e principalmente ao funcionamento durante o período da madrugada com baixa demanda de climatização o fator de carga calculado ficou bastante baixo: FC na Ponta e Fora de Ponta: 0,5

CT na Ponta = $1.000 \text{ TR} * (3\text{h}) * 21 \text{ dias/mês} * 12 \text{ mês/ano} * 0,5 \text{ FC} = 378.000 \text{ TRh/ano}$

CT Total = $1.000 \text{ TR} * (24\text{h}) * 365 \text{ dias/ano} * 0,5 \text{ FC} = 4.380.000 \text{ TRh/ano}$

CT Fora de Ponta = $\text{CT Total} - \text{CT na Ponta} = 4.002.000 \text{ TRh/ano}$

Figura 5.17 - Perfil de carga térmica Outubro estudo de caso Hospital

Figura 5.18 - Perfil de carga térmica anual estudo de caso Hospital

Custo com água e esgoto:

R\$ 20,00 / m³ e taxa de evaporação da torre igual a 1% da vazão de condensação. Apesar da água da torre evaporar e não utilizar o serviço público de esgoto, a sua cobrança é realizada mediante a medição do fornecimento de água pela concessionária. A taxa de evaporação de 1% é um valor médio baseado nas condições de bulbo úmido de São Paulo.

Sistema de Ar Condicionado elétrico Proposto:

Central de água gelada composta por Resfriadores de líquido com compressor parafuso e condensação a água, totalizando 1.000 TR, sendo 2 unidades de 500 TR.

Figura 5.19 - Resfriador de líquido compressor parafuso (CARRIER, 2011)

Estudo Cogeração

Configuração básica:

Em função das demandas de energia elétrica e água gelada foi considerada uma planta autossuficiente na produção de EE através de motogerador a gás natural, sendo o rejeito térmico do escapamento e da camisa do bloco do motor recuperado para produção de água gelada através de um Resfriador de líquido por Absorção do tipo Água Quente (ABS AQ).

Como a produção de água gelada cogerada não é suficiente para suprir a demanda térmica, foi adicionado um Resfriador de líquido elétrico com compressor parafuso para a produção complementar de água gelada.

Figura 5.20 - Configuração da cogeração estudo de caso Hospital

O resfriador de líquido a compressão será alimentado pela energia elétrica produzida pelo MCI, porém nos períodos de pico de consumo de energia do Hospital, será necessário importar até 505 kW da concessionária. Para a autossuficiência da planta, nos momentos de queda de energia da concessionária o MCI a diesel de 505 kW existente assumirá a produção da energia necessária para a operação do Resfriador de líquido elétrico nos momentos de pico de consumo.

Nos momentos de parada do MCI a gás, a energia elétrica equivalente (2.000 kW) será suprida pela concessionária e a energia térmica para operação do ABS será fornecida pela caldeira de vapor existente através do trocador de placas que produzirá o volume de água quente necessário para sua operação.

Cálculo do consumo de GN do motogerador:

Consumo	PCI	Rend.	Consumo
Consumo Gás Natural (m³/kWh)	8560 kcal/m³	0,34	0,2955 m³/kWh

Cálculo do Balanço energético:

Acrescentado a nova CAG Elétrica com demanda de 468 kW e a CAG ABS cuja demanda representa 97 kW, e subtraindo a geração do MCI a diesel de 505 kW, temos a nova demanda elétrica total de 2.000 kW (1.940 + 468 + 97 - 505). Sendo assim foi dimensionado um motogerador a gás de capacidade de geração elétrica igual a 2.000 kW.

Balanço Energético

Consumo Gerador:	0,2955 m³/kWh
Capacidade:	2.000 kW
Vazão horária GN:	591 m³/h
PCI GN	8.560 kcal/m³
Energia Entra Gerador	5.058.824 kcal/h
Energia Térmica Bloco	22%
Eficiência do Trocador	0,95
Energia Térmica Bloco Útil	1.057.294 kcal/h
Energia Térmica Exaustão	23%
Eficiência do Trocador	0,85
Energia Térmica Exaustão Útil	989.000 kcal/h
Energia Térmica Útil total	2.046.294 kcal/h
COP Chiller ABS AQ	0,8
Cap. Geração Térmica AG	1.637.035 kcal/h
Cap. Geração Térmica AG	541 TRh
Demanda Térmica Total	1.000 TRh
Capacidade do Chiller Elétrico	459 TRh

Cálculo do Fator de Utilização de Energia:

W	2.000 kW	
Q_u	1.904 kW	$FUE = \frac{\dot{W} + \dot{Q}_u}{\dot{Q}_{comb}} = 66\%$
Q_{comb}	5.882 kW	

Cálculo do requisito de qualificação de Cogeração

E_f	2.849 kWh/h			
E_e	969 kWh/h	32%	$= \frac{E_t}{E_f} \geq 15\%$	Cumpre requisito (a)
E_t	922 kWh/h			
X	2,14			
F_c	41%	49%	$= \left(\frac{E_t}{E_f} \right) \div X + \frac{E_e}{E_f} \geq F_c\%$	Cumpre requisito (b)

Cogeração Qualificada ANEEL**Cálculo da tarifa de energia elétrica:*****Cálculo custo de Energia Elétrica - Sistema Convencional***

AES Eletropaulo A4 VERDE	Custo s/ Impostos	Custo c/ Impostos	Demanda (kW)	Consumo (kWh)	Custo (R\$)
Demanda única	R\$ 6,32 /kW	R\$ 8,26 /kW	2.960	-	293.446
Consumo Anual na Ponta	R\$ 502,18 /MW	R\$ 656,44 /MW	-	835.726	548.608
Consumo Anual Fora Ponta	R\$ 147,68 /MW	R\$ 193,05 /MW	-	11.472.777	2.214.771
Total anual				12.308.503	3.056.825
Custo Específico EE (R\$/MWh)					248,35
PIS/PASEP/CONFIN					
Impostos inclusos:				S	5,5%
				ICMS	18,0%

Cálculo custo de Energia Elétrica - Sistema Cogeração

AES Eletropaulo A4 VERDE	Custo s/ Impostos	Custo c/ Impostos	Demanda (kW)	Consumo (kWh)	Custo (R\$)
Demanda única	R\$ 6,32 /kW	R\$ 8,26 /kW	2.000	-	198.301
Consumo Anual na Ponta	R\$ 502,18 /MW	R\$ 656,44 /MW	-	0	0
Consumo Anual Fora Ponta	R\$ 147,68 /MW	R\$ 193,05 /MW	-	1.895.453	365.909
Total anual				1.895.453	564.210
Custo Específico EE (R\$/MWh)					297,67
PIS/PASEP/CONFIN					
Impostos inclusos:				S	5,5%
				ICMS	18,0%

Tanto na condição do Sistema Convencional como Cogeração, foram consideradas as tarifas vigentes de energia elétrica da AES Eletropaulo A4 Verde baseado no histórico de consumo dos últimos doze meses acrescidos dos novos consumos referente à implantação da CAG.

No sistema Cogeração, apesar de autossuficiente em energia elétrica, considerou-se:

1. Uma parcela de consumo de energia da concessionária equivalente a 15,4% da energia total do sistema Convencional, devido:
 - a. Ao paralelismo constante a fim de garantir a continuidade do suprimento de energia na possível parada da cogeração;
 - b. Devido ao fator de disponibilidade da cogeração de 0,95.
 - c. Devido à produção de energia para suprimento do resfriador de líquido elétrico nos momentos de pico de consumo de energia.
2. Contratação de demanda total de 2.000 kW para garantir a redundância no fornecimento de energia.

Cálculo da tarifa de Gás Natural:

Volume mensal:	208.914 m³
-----------------------	------------------------------

Termo Variável (Cogeração)				Tarifas	Valores
1	0,00 a 5.000	5.000,00 m ³		0,349115 R\$/m ³	R\$ 1.745,58
2	5.000,01 a 50.000	45.000,00 m ³		0,274165 R\$/m ³	R\$ 12.337,43
3	50.000,01 a 100.000	50.000,00 m ³		0,236021 R\$/m ³	R\$ 11.801,05
4	100.000,01 a 500.000	108.914,00 m ³		0,179288 R\$/m ³	R\$ 19.526,97
5	500.000,01 a 2.000.000	0,00 m ³		0,185334 R\$/m ³	R\$ 0,00
6	2.000.000,01 a 4.000.000	0,00 m ³		0,167754 R\$/m ³	R\$ 0,00
7	4.000.000,01 a 7.000.000	0,00 m ³		0,146787 R\$/m ³	R\$ 0,00
8	7.000.000,01 a 10.000.000	0,00 m ³		0,125817 R\$/m ³	R\$ 0,00
9	> 10.000.000	0,00 m ³		0,104361 R\$/m ³	R\$ 0,00
Termo Variável				0,217367 R\$/m³	R\$ 45.411,02

		Termo Fixo	0,902006 R\$/m ³	R\$ 188.441,68
COGERAÇÃO		Valor fatura s/ ICMS		R\$ 233.852,70
		Valor fatura c/ ICMS		R\$ 265.741,71
		Tarifa média s/ ICMS	1,119373 R\$/m ³	
		Tarifa média c/ ICMS	1,272015 R\$/m³	

No Cálculo da tarifa de gás natural foi considerado:

1. Valores vigentes da portaria ARSESP nº 379, de 28-11-2012.
2. Segmento Cogeração destinada a consumo próprio
3. Consumo médio do motogerador de 208.914 m³/mês.
4. Classificação da classe 4 com valor médio de R\$ 1,272015 por m³
5. Considerado os impostos PIS/PASEP/COFINS e ICMS de 12%

Resultado:

Tabela 5.10- Resultado econômico estudo de caso Hospital

UTILIDADES	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
CUSTO OPERACIONAL	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
Custo anual total de energia elétrica	R\$3.056.825	R\$564.210
Custo anual de geração de energia elétrica	-	R\$3.613.110
Custo com Manutenção do Ar Condicionado	R\$115.000	R\$96.053
Custo com reposição de água e tratamento químico AC	R\$608.301	R\$710.392
CUSTO OPERACIONAL TOTAL	R\$3.780.126	R\$4.983.766
ECONOMIA OPERACIONAL	REFERÊNCIA	-R\$1.203.640
		-32%

Com base nos cálculos apresentados podemos concluir:

1. A aplicação da cogeração não apresenta viabilidade econômica frente ao sistema convencional com Resfriador de líquido de compressores parafuso novo.
2. O resultado apresentou um aumento no custo operacional na ordem de 32%, mesmo utilizando tecnologia relativamente nova na cogeração comparada à situação convencional e com FUE de 0,66.
3. O resultado financeiro é reflexo e diretamente proporcional ao custo do gás natural vigente.

Tabela 5.11 - Memória de cálculo estudo de caso Hospital

UTILIDADES	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
	AES Eletropaulo A4 AZUL	AES Eletropaulo A4 VERDE
ENERGIA ELÉTRICA		
Demanda Energia Elétrica Ponta (kW)	2.271	1.311
Demanda Energia Elétrica Fora de Ponta (kW)	2.960	2.000
Consumo Anual Ponta (kWh)	835.726	0
Consumo Anual Fora Ponta (kWh)	11.472.777	1.895.453
Consumo Anual Total (kWh)	12.308.503	1.895.453
(Fator de Carga Resultante FP)	0,48	
Custo Específico (R\$/MWh) - C/ Impostos	R\$248,351	R\$297,665
Custo anual total de energia elétrica	R\$3.056.825	R\$564.210

GERAÇÃO DE ENERGIA A GÁS NATURAL		Motogerador
Capacidade (kW)		2.000
Energia Elétrica Anual Gerada (kWh)		8.484.063
Consumo Anual de Gás Natural (m³)		2.506.973
Custo do GN (R\$/m³) - C/ Impostos		R\$1,272015
Custo com Manutenção do(s) gerador(es)		R\$424.203
Custo anual de geração de energia elétrica		R\$3.613.110
Custo do kWh Gerado (R\$/MWh) - C/ Impostos		R\$425,87

ENERGIA TÉRMICA - AR CONDICIONADO		
CARGA TÉRMICA ANUAL PONTA (TRh)	378.000	378.000
CARGA TÉRMICA ANUAL F PONTA (TRh)	4.002.000	4.002.000
CARGA TÉRMICA ANUAL TOTAL (TRh)	4.380.000	4.380.000
TR cogen (TR)		541
Energia Térmica produzida pela Cogeração (TRh)		2.296.414

AR CONDICIONADO ELÉTRICO		
Carga Térmica (TR)	1.000	459
Rendimento kW/TR da Central de Água Gelada	1,02	1,02
Demanda de Energia Elétrica do Sistema de Ar Cond (kW)	1.020	468
Consumo EE Anual na Ponta (kWh)	385.560	0
Consumo EE Anual F Ponta (kWh)	4.082.040	2.125.258
Consumo EE Anual Total (kWh)	4.467.600	2.125.258
Custo com Manutenção do Ar Condicionado	R\$115.000	R\$52.745
Custo com reposição de água e tratamento químico AC	R\$608.301	R\$289.265
Custo com Energia Elétrica - CAG	R\$1.109.531	R\$632.615
Custo Total da CAG	R\$1.832.832	R\$974.625
Custo Relativo por TR (R\$/TRh)	R\$0,4185	R\$0,4678

AR CONDICIONADO A GÁS NATURAL (ABSORÇÃO ÁGUA QUENTE)	
Rendimento kW/TR da Central de Água Gelada	0,18
Demanda Energia Elétrica do Sistema de Ar Cond GN (kW)	97
Consumo EE Anual Total (kWh)	413.354
Custo com Energia Elétrica - CAG	R\$123.041
Custo com Manutenção do Ar Condicionado	R\$43.308
Custo com reposição de água e tratamento químico AC	R\$421.127
Custo Total da CAG	R\$587.476
Custo Relativo por TR (R\$/TR)	R\$0,2558

CUSTO OPERACIONAL	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
Custo anual total de energia elétrica	R\$3.056.825	R\$564.210
Custo anual de geração de energia elétrica	-	R\$3.613.110
Custo com Manutenção do Ar Condicionado	R\$115.000	R\$96.053
Custo com reposição de água e tratamento químico AC	R\$608.301	R\$710.392
CUSTO OPERACIONAL TOTAL	R\$3.780.126	R\$4.983.766
ECONOMIA OPERACIONAL	REFERÊNCIA	-R\$1.203.640
		-32%

Estudo alternativo

Para que haja viabilidade econômica e seja razoável a realização dos investimentos com a implantação da cogeração, foi imposto uma redução mínima no custo operacional de 15%, um *payback* simples máximo de 5 anos e uma Taxa Interna de Retorno mínima de 15%. Com base nesta hipótese, foi efetuado o cálculo reverso para se encontrar o valor máximo da tarifa de gás natural de R\$ 0,565721 por m³, resultando em um *payback* simples de 4,4 anos:

Tabela 5.12 - Resultado econômico tarifa GN hipotética estudo de caso Hospital

UTILIDADES	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
CUSTO OPERACIONAL	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
Custo anual total de energia elétrica	R\$3.056.825	R\$564.210
Custo anual de geração de energia elétrica	-	R\$1.842.450
Custo com Manutenção do Ar Condicionado	R\$115.000	R\$96.053
Custo com reposição de água e tratamento químico AC	R\$608.301	R\$710.392
CUSTO OPERACIONAL TOTAL	R\$3.780.126	R\$3.213.106
ECONOMIA OPERACIONAL	REFERÊNCIA	R\$567.020
		15%
INVESTIMENTOS	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
Aquisição dos Resfriadores de líquido	R\$1.000.000	R\$1.054.135
Instalação dos Resfriadores de líquido	R\$600.000	R\$600.000
Bombas de condensação e torre	R\$450.000	R\$477.067
Investimento em Subestação de EE da CAG	R\$510.000	R\$282.634
Aquisição de Geradores	-	R\$1.640.000
Instalação de Geradores	-	R\$1.000.000
INVESTIMENTO TOTAL	R\$2.560.000	R\$5.053.836
IVESTIMENTO ADICIONAL		R\$2.493.836
PAYBACK SIMPLES (anos)		4,4

Figura 5.21 - Gráfico resultado econ. tarifa GN hipotética estudo de caso Hospital

Análise financeira com tarifa de GN alternativa

Parâmetros Financeiros			Resultado Financeiro	
Inv. Inicial Adicional	-R\$ 2.493.836	Ilo	Payback simples	4,4 anos
Fluxo de Caixa	R\$ 567.020	FLC	Payback Descontado	6,6 anos
Taxa de desconto	12%	R	VPL	R\$ 709.953
Período (anos)	10	N	TIR	18,6%

Tabela 5.13 - Fluxo de caixa estudo de caso Hospital

Ano	FLC	FLCD	FLCA
0	-2.493.836	-2.493.836	-2.493.836
1	567.020	506.268	-1.987.568
2	567.020	452.025	-1.535.543
3	567.020	403.594	-1.131.950
4	567.020	360.351	-771.598
5	567.020	321.742	-449.856
6	567.020	287.270	-162.586
7	567.020	256.491	93.905
8	567.020	229.010	322.915
9	567.020	204.473	527.388
10	567.020	182.565	709.953

Figura 5.22 - Fluxo de caixa descontado estudo de caso Hospital

Figura 5.23 - Fluxo de caixa acumulado estudo de caso Hospital

5.4 Hotel

Premissas

Hotel existente de grande porte com 300 apartamentos, instalações operando há um ano com aquecimento central de água para banho e cozinha, mais uma central de Ar Condicionado.

Primeiramente, pretende-se estudar uma cogeração de energia elétrica e água quente somente, visando economizar o combustível utilizado no aquecimento de água, como alternativa propõe-se uma trigeração suprimindo tanto o aquecimento de água como parte da climatização.

Como o objetivo desta cogeração é o suprimento de água quente na base, foi escolhida como gerador uma Microturbina a gás natural pelo fato de possuir maior disponibilidade de energia térmica comparado ao sistema com MCI.

A opção da trigeração tem por objetivo aumentar ao máximo o FUE, suprimindo a demanda total de aquecimento de água e a sobra da energia térmica gerada é recuperada através de um chiller ABS de COP 0,8 para produção de água gelada economizando parte da energia elétrica. No entanto a capacidade máxima de geração elétrica fica limitada a demanda mínima do Hotel de 200 kWe devido à microturbina operar constantemente a plena carga.

Energia Elétrica:

AES Eletropaulo A4 Azul,

Demanda Ponta: 750 kW, Demanda Fora de Ponta: 800 kW

Consumo anual na Ponta: 396.900 kWh

Consumo anual Fora de Ponta: 3.201.600 kWh

Consumo anual total: 3.598.500 kWh

Horário de operação:

24 horas por dia, 7 dias por semana e 12 meses por ano.

Custo com água e esgoto:

R\$ 20,00 / m³ e taxa de evaporação da torre igual a 1% da vazão de condensação. Apesar da água da torre evaporar e não utilizar o serviço público de esgoto, a sua cobrança é realizada mediante a medição do fornecimento de água pela concessionária. A taxa de evaporação de 1% é um valor médio baseado nas condições de bulbo úmido de São Paulo.

Carga Térmica anual:

Carga térmica = 300 TR, Fator de Carga Ponta e Fora de Ponta: 0,5

CT na Ponta = $300 \text{ TR} * (3\text{h}) * 21 \text{ dias/mês} * 12 \text{ mês/ano} * 0,5 \text{ FC} = 113.400 \text{ TRh/ano}$

CT Total = $300 \text{ TR} * (24\text{h}) * 365 \text{ dias/ano} * 0,5 \text{ FC} = 1.314.000 \text{ TRh/ano}$

CT Fora de Ponta = CT Total – CT na Ponta = 1.200.600 TRh/ano

Figura 5.24 - Perfil de carga térmica Outubro estudo de caso Hotel

Figura 5.25 - Perfil de carga térmica anual estudo de caso Hotel

Sistema de Ar Condicionado elétrico Instalado:

Central de água gelada composta por Resfriadores de líquido com compressor parafuso e condensação a água, totalizando 300 TR, sendo 2 unidades de 150 TR.

Figura 5.26 - Resfriador de líquido compressor parafuso (CARRIER, 2011)

Cálculo da demanda térmica de Água Quente:

Baseado na quantidade de apartamentos, sendo 100 do tipo luxo e 200 standard, com fator de ocupação 0,7 e 0,8 respectivamente e considerando um aquecimento médio de 10° C chegou-se a um consumo anual de 1.177.762 kW. Para o aquecimento de água para cozinha foi considerado 1.000 L por dia com aquecimento de 30° C gerando um consumo térmico anual de 12.733 kW. A soma dos dois consumos, banho e cozinha respectivamente totalizam 1.190.494 kW por ano. Foi considerada uma demanda térmica horária de 136 kWh.

Aquecimento de água para Banho

Nº apto.	Cap. Ducha (l/min)	Tempo médio banho (min)	Banhos/dia	Dias/ano	Fator de ocupação	Total (l/ano)
100	150	15	1	365	0,7	57.487.500
200	75	10	1	365	0,8	43.800.000
						Total (l/ano) 101.287.500
Aquecimento médio de 20 para 30 °C					$\Delta t = 10\text{ °C}$	kcal/ano 1.012.875.000
						kW/ano 1.177.762

Aquecimento de água para Cozinha

						Total (l/ano) 365.000
Aquecimento médio de 20 para 50 °C					$\Delta t = 30\text{ °C}$	kcal/ano 10.950.000
						kW/ano 12.733

Aquecimento de água para Total

kcal/ano 1.023.825.000
kW/ano 1.190.494

Dados de eficiência térmica e elétrica das microturbinas Capstone utilizadas no estudo.

Tabela 5.14 - *Dados de eficiência Microturbina (CAPSTONE, 2012)*

Dados Microturbina Capstone		
	C65	
	ISO	SP
Ee	65 kW	62 kW
η_e	29%	
E_{GN}	224 kW	212 kW
η_t	43%	
Et	96 kW	91 kW
Perdas	28%	
Ep	63 kW	59 kW
	C200	
	ISO	SP
Ee	190 kW	180 kW
η_e	31%	
E_{GN}	613 kW	581 kW
η_t	41%	
Et	251 kW	238 kW
Perdas	28%	
Ep	172 kW	163 kW

5.4.1 Estudo Cogeração EE e AQ

Configuração básica:

A capacidade da microturbina foi selecionada em função da demanda térmica de água quente e a consequente produção de energia elétrica economiza parte da energia elétrica suprida pela concessionária, caracterizando a cogeração do tipo *Bottoming cycle*.

Para atingir a demanda térmica total de 136 kWt foram selecionadas 2 microturbinas C65 marca Capstone, produzindo 117 kWe de energia elétrica.

Figura 5.27 - *Configuração da cogeração estudo de caso Hotel*

Cálculo do Balanço energético:

A microturbina opera na base a plena carga, produzindo a demanda térmica total necessária durante as 24 horas de operação diária, considerando um acumulador térmico para os horários de pico de consumo de água quente.

Foi considerado um fator de disponibilidade de 95%, com previsão de paradas para manutenção preventiva.

Balanço Energético - Condições operacionais em São Paulo

Disponibilidade	95%
Microturbina	C65 2 x
Potência Elétrica Gerada	117 kW _e
Eficiência Elétrica	29%
Energia de entrada do Gás Natural	404 kW
PCI do Gás Natural	8.560 kcal/m ³
Vazão de Gás Natural	40,56 m ³ /h
Eficiência Térmica	43%
Potência Térmica Gerada	174 kW _t
Perdas	28%
Potência Térmica Perdida	113 kW _t
Potência Térmica Utilizada AQ	136 kW _t
Potência Térmica Não Utilizada	38 kW _t
Perdas totais	151 kW _t

Cálculo do Fator de Utilização de Energia:

W	117 kW	$FUE = \frac{\dot{W} + \dot{Q}_u}{\dot{Q}_{comb}} = 63\%$
Q_u	136 kW	
Q_{comb}	404 kW	

Cálculo do requisito de qualificação de Cogeração:

E_f	404 kWh/h	$34\% = \frac{E_t}{E_f} \geq 15\%$	Cumpre	requisito (a)
E_e	117 kWh/h			
E_t	136 kWh/h			
X	2,14	$45\% = \left(\frac{E_t}{E_f} \right) \div X + \frac{E_e}{E_f} \geq Fc\%$	Cumpre	requisito (b)
F_c	41%			

Cogeração Qualificada ANEEL

Cálculo da tarifa de energia elétrica:***Cálculo custo de Energia Elétrica - Sistema Convencional***

Cálculo Custo de Energia Elétrica - Sistema Convencional					
AES Eletropaulo A4 AZUL	Custo s/ Impostos	Custo c/ Impostos	Demanda (kW)	Consumo (kWh)	Custo (R\$)
Demanda de Ponta	R\$ 11,32 /kW	R\$ 14,80 /kW	750	-	133.176
Demanda Fora de Ponta	R\$ 6,32 /kW	R\$ 8,26 /kW	800	-	79.310
Consumo Anual na Ponta	R\$ 229,88 /MW	R\$ 300,50 /MW	-	396.900	119.267
Consumo Anual Fora Ponta	R\$ 147,68 /MW	R\$ 193,05 /MW	-	3.201.600	618.055
Total anual				3.598.500	949.809
Custo Específico EE (R\$/MWh)					263,95
Impostos inclusos:			PIS/PASEP/CONFINS		5,5%
			ICMS		18,0%

Cálculo custo de Energia Elétrica - Sistema Cogeração

Cálculo Custo de Energia Elétrica - Sistema Cogeração					
AES Eletropaulo A4 VERDE	Custo s/ Impostos	Custo c/ Impostos	Demanda (kW)	Consumo (kWh)	Custo (R\$)
Demanda única	R\$ 6,32 /kW	R\$ 8,26 /kW	800	-	79.310
Consumo Anual na Ponta	R\$ 502,18 /MW	R\$ 656,44 /MW	-	283.780	186.286
Consumo Anual Fora Ponta	R\$ 147,68 /MW	R\$ 193,05 /MW	-	2.289.117	441.904
Total anual				2.572.897	707.500
Custo Específico EE (R\$/MWh)					274,98
Impostos inclusos:			PIS/PASEP/CONFINS		5,5%
			ICMS		18,0%

Na condição do Sistema Convencional foi considerada a tarifa vigente de energia elétrica da AES Eletropaulo A4 Azul, já na condição do Sistema Cogeração foi considerada a mudança da classificação da tarifa A4 de bandeira Azul para Verde apresentado a melhor condição de tarifa. As demandas e o consumo foram baseados no histórico dos últimos doze meses.

Cálculo da tarifa de Gás Natural Comercial:

Volume mensal:		11.726 m³			
Termo Fixo e Variável (Comercial)					
Faixas	m³		Termo Fixo	Termo Variável	Valores
1	0,00 A 0		24,17 R\$/m³	0,000000 R\$/m³	R\$ 0,00
2	0,01 A 50		24,17 R\$/m³	3,230393 R\$/m³	R\$ 0,00
3	50,01 A 150		39,27 R\$/m³	2,928295 R\$/m³	R\$ 0,00
4	150,01 A 500		69,47 R\$/m³	2,728159 R\$/m³	R\$ 0,00
5	500,01 A 2.000		158,60 R\$/m³	2,549872 R\$/m³	R\$ 0,00
6	2.000,01 A 3.500		731,06 R\$/m³	2,263678 R\$/m³	R\$ 0,00
7	3.500,01 A 50.000		2.741,55 R\$/m³	1,689689 R\$/m³	R\$ 22.554,84
8	> 50.000		7.273,02 R\$/m³	1,599060 R\$/m³	R\$ 0,00

COMERCIAL	Valor fatura s/ ICMS	R\$ 22.554,84
	Valor fatura c/ ICMS	R\$ 25.630,50
	Tarifa média s/ ICMS	1,923490 R\$/m³
	Tarifa média c/ ICMS	2,185784 R\$/m³

No Cálculo da tarifa de gás natural para o aquecimento de água foi considerado:

1. Valores vigentes da portaria ARSESP nº 379, de 28-11-2012.
2. Segmento Comercial
3. Consumo médio dos geradores de AQ de 11.726 m³/mês.
4. Classificação da faixa 7 com valor médio de R\$ 2,185784 por m³
5. Considerado os impostos PIS/PASEP/COFINS e ICMS de 12%

Cálculo da tarifa de Gás Natural Cogeração:

Volume mensal:	29.609 m³
-----------------------	------------------

Termo Variável (Cogeração)				Tarifas	Valores
1	0,00 a 5.000	5.000,00 m³		0,349115 R\$/m³	R\$ 1.745,58
2	5.000,01 a 50.000	24.609,00 m³		0,274165 R\$/m³	R\$ 6.746,93
3	50.000,01 a 100.000	0,00 m³		0,236021 R\$/m³	R\$ 0,00
4	100.000,01 a 500.000	0,00 m³		0,179288 R\$/m³	R\$ 0,00
5	500.000,01 a 2.000.000	0,00 m³		0,185334 R\$/m³	R\$ 0,00
6	2.000.000,01 a 4.000.000	0,00 m³		0,167754 R\$/m³	R\$ 0,00
7	4.000.000,01 a 7.000.000	0,00 m³		0,146787 R\$/m³	R\$ 0,00
8	7.000.000,01 a 10.000.000	0,00 m³		0,125817 R\$/m³	R\$ 0,00
9	> 10.000.000	0,00 m³		0,104361 R\$/m³	R\$ 0,00
Termo Variável				0,286822 R\$/m³	R\$ 8.492,50
Termo Fixo				0,902006 R\$/m³	R\$ 26.707,50

COGERAÇÃO	Valor fatura s/ ICMS	R\$ 35.200,00
	Valor fatura c/ ICMS	R\$ 40.000,00
	Tarifa média s/ ICMS	1,188828 R\$/m³
	Tarifa média c/ ICMS	1,350940 R\$/m³

No Cálculo da tarifa de gás natural para a cogeração foi considerado:

1. Valores vigentes da portaria ARSESP nº 379, de 28-11-2012.
2. Segmento Cogeração destinada a consumo próprio
3. Consumo médio da microturbina de 29.609 m³/mês.
4. Classificação da faixa 2 com valor médio de R\$ 1,350940 por m³
5. Considerado os impostos PIS/PASEP/COFINS e ICMS de 12%

Resultado:

Com base nos cálculos apresentados podemos concluir:

1. A aplicação da cogeração apresenta viabilidade econômica frente ao sistema convencional apresentando uma redução no custo operacional da ordem de 3% e FUE de 0,63.
2. Devido aos investimentos com a cogeração o payback simples de 29,9 anos é considerado muito alto para os padrões de retorno de investimento deste tipo de projeto.
3. O resultado financeiro é reflexo e diretamente proporcional ao custo do gás natural vigente.

Tabela 5.15 - Memória de cálculo estudo de caso Hotel

UTILIDADES	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
	AES Eletropaulo A4 AZUL	AES Eletropaulo A4 VERDE
ENERGIA ELÉTRICA		
Demanda Energia Elétrica Ponta (kW)	750	750
Demanda Energia Elétrica Fora de Ponta (kW)	800	800
Consumo Anual Ponta (kWh)	396.900	283.780
Consumo Anual Fora Ponta (kWh)	3.201.600	2.289.117
Consumo Anual Total (kWh)	3.598.500	2.572.897
Custo Específico (R\$/MWh) - C/ Impostos	R\$263,946	R\$274,982
Custo anual total de energia elétrica	R\$949.809	R\$707.500
GERAÇÃO DE ENERGIA A GÁS NATURAL		Microturbina
Capacidade de Geração Elétrica (kWe)		117
Energia Elétrica Anual Gerada (kWh)		1.025.603
Consumo Anual de Gás Natural (m³)		355.309
Custo do GN de Cogeração (R\$/m³) - C/ Impostos		R\$1,350940
Custo com Manutenção da Microturbina		R\$30.768
Custo anual de geração de energia elétrica		R\$510.769
Custo do kWh Gerado (R\$/MWh) - C/ Impostos		R\$498,02
ENERGIA TÉRMICA - ÁGUA QUENTE		
Capacidade de Geração Térmica (kWt)	-	174
Energia Térmica produzida pela Cogeração (kWh)	-	1.520.722
Consumo anual de Água Quente (kWh)	1.190.494	-
Eficiência do Gerador de Água Quente a Gás Natural	85%	-
Consumo Anual de Gás Natural (m³)	140.713	-
Custo do GN Comercial (R\$/m³) - C/ Impostos	R\$2,185784	-
Custo anual de geração de água quente	R\$307.567	-
Custo do kWh Gerado (R\$/MWh) - C/ Impostos	R\$258,35	-

CUSTO OPERACIONAL	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
Custo anual total de energia elétrica	R\$949.809	R\$707.500
Custo anual de geração de energia elétrica	-	R\$510.769
Custo anual de geração de água quente	R\$307.567	-
CUSTO OPERACIONAL TOTAL	R\$1.257.376	R\$1.218.269
ECONOMIA OPERACIONAL	REFERÊNCIA	R\$39.107
		3%

INVESTIMENTOS	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
Aquisição e Instalação da Microturbina	-	R\$1.170.780
INVESTIMENTO TOTAL	R\$0	R\$1.170.780
INVESTIMENTO ADICIONAL		R\$1.170.780
PAYBACK SIMPLES (anos)		29,9

Estudo alternativo

Para que haja uma melhor viabilidade econômica e seja razoável a realização dos investimentos com a implantação da cogeração, foi imposto uma redução mínima no custo operacional de 15%, um *payback* simples máximo de 5 anos e uma Taxa Interna de Retorno mínima de 15%. Com base nesta hipótese, foi efetuado o cálculo reverso para se encontrar o valor máximo da tarifa de gás natural de R\$ 0,802011 por m³, resultando em um *payback* simples de 5,0 anos:

Tabela 5.16 - Resultado econômico tarifa GN hipotética estudo de caso Hotel

UTILIDADES	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
-------------------	---------------------	------------------

CUSTO OPERACIONAL	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
Custo anual total de energia elétrica	R\$949.809	R\$707.500
Custo anual de geração de energia elétrica	-	R\$315.730
Custo anual de geração de água quente	R\$307.567	-
CUSTO OPERACIONAL TOTAL	R\$1.257.376	R\$1.023.230
ECONOMIA OPERACIONAL	REFERÊNCIA	R\$234.146
		19%

INVESTIMENTOS	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
Aquisição e Instalação da Microturbina	-	R\$1.170.780
INVESTIMENTO TOTAL	R\$0	R\$1.170.780
INVESTIMENTO ADICIONAL		R\$1.170.780
PAYBACK SIMPLES (anos)		5,0

Figura 5.28 - Gráfico resultado econ. tarifa GN hipotética estudo de caso Hotel

Análise financeira com tarifa de GN alternativa

Parâmetros Financeiros

Inv. Inicial Adicional	-R\$ 1.170.780	Ilo
Fluxo de Caixa	R\$ 234.146	FLC
Taxa de desconto	12%	r
Período (anos)	10	n

Resultado Financeiro

Payback simples	5,0 anos
Payback Descontado	8,1 anos
VPL	R\$ 152.200
TIR	15,1%

Tabela 5.17 - Fluxo de caixa estudo de caso Hotel

Ano	FLC	FLCD	FLCA
0	-1.170.780	-1.170.780	-1.170.780
1	234.146	209.059	-961.721
2	234.146	186.660	-775.061
3	234.146	166.661	-608.400
4	234.146	148.804	-459.595
5	234.146	132.861	-326.735
6	234.146	118.626	-208.109
7	234.146	105.916	-102.193
8	234.146	94.568	-7.625
9	234.146	84.436	76.811
10	234.146	75.389	152.200

Figura 5.29 - Fluxo de caixa descontado estudo de caso Hotel

Figura 5.30 - Fluxo de caixa acumulado estudo de caso Hotel

5.4.2 Estudo Trigeração

Configuração básica:

A capacidade da microturbina foi selecionada em função da demanda elétrica mínima do Hotel de 200 kWe, sendo assim foi selecionada uma microturbina C200 marca Capstone, produzindo 171 kWe de energia elétrica.

A microturbina opera na base a plena carga produzindo a demanda térmica de água quente necessária durante as 24 horas diárias, o excedente de produção térmica é recuperado em um ABS de COP 0,8 e a consequente produção de energia elétrica economiza parte da energia elétrica suprida pela concessionária, caracterizando a cogeração do tipo *Bottoming cycle*.

A água gelada produzida pelo ABS economiza parte da energia elétrica consumida pelo resfriador de líquido elétrico de compressores parafuso.

A definição de trigeração é caracterizada pela produção simultânea de energia elétrica, água quente e água gelada.

Figura 5.31 - Configuração da trigeração estudo de caso Hotel

Cálculo do Balanço energético:

Foi considerado um fator de disponibilidade de 95%, com previsão de paradas para manutenção preventiva.

Balanço Energético - Condições operacionais em São Paulo

Disponibilidade	95%
Microturbina	C200 1 x
Potência Elétrica Gerada	171 kWe
Eficiência Elétrica	31%
Energia de entrada do Gás Natural	552 kW
PCI do Gás Natural	8.560 kcal/m ³
Vazão de Gás Natural	55,46 m ³ /h
Eficiência Térmica	41%
Potência Térmica Gerada	226 kWt
Perdas	28%
Potência Térmica Perdida	155 kWt
Potência Térmica Utilizada AQ	136 kWt
Potência Térmica Utilizada AG	72 kWt
Potência Térmica Não Utilizada	18 kWt
Perdas totais	173 kWt

Cálculo do Fator de Utilização de Energia:

W	171 kW	
Q_u	208 kW	
Q_{comb}	552 kW	

$$FUE = \frac{\dot{W} + \dot{Q}_u}{\dot{Q}_{comb}} = 69\%$$

Cálculo do requisito de qualificação de Cogeração:

E_f	552 kWh/h			
E_e	171 kWh/h	38%	$= \frac{E_t}{E_f} \geq 15\%$	Cumpre requisito (a)
E_t	208 kWh/h			
X	2,14			
F_c	41%	49%	$= \left(\frac{E_t}{E_f} \right) \div X + \frac{E_e}{E_f} \geq F_c\%$	Cumpre requisito (b)

Cogeração Qualificada ANEEL**Cálculo da tarifa de energia elétrica:*****Cálculo custo de Energia Elétrica - Sistema Convencional***

AES Eletropaulo A4 AZUL	Custo s/ Impostos	Custo c/ Impostos	Demanda (kW)	Consumo (kWh)	Custo (R\$)
Demanda de Ponta	R\$ 11,32 /kW	R\$ 14,80 /kW	750	-	133.176
Demanda Fora de Ponta	R\$ 6,32 /kW	R\$ 8,26 /kW	800	-	79.310
Consumo Anual na Ponta	R\$ 229,88 /MW	R\$ 300,50 /MW	-	396.900	119.267
Consumo Anual Fora Ponta	R\$ 147,68 /MW	R\$ 193,05 /MW	-	3.201.600	618.055
Total anual				3.598.500	949.809
Custo Específico EE (R\$/MWh)					263,95
Impostos inclusos:				PIS/PASEP/CONFINS	5,5%
				ICMS	18,0%

Cálculo custo de Energia Elétrica - Sistema Cogeração

AES Eletropaulo A4 VERDE	Custo s/ Impostos	Custo c/ Impostos	Demanda (kW)	Consumo (kWh)	Custo (R\$)
Demanda única	R\$ 6,32 /kW	R\$ 8,26 /kW	785	-	77.781
Consumo Anual na Ponta	R\$ 502,18 /MW	R\$ 656,44 /MW	-	205.008	134.576
Consumo Anual Fora Ponta	R\$ 147,68 /MW	R\$ 193,05 /MW	-	1.759.419	339.648
Total anual				1.964.426	552.005
Custo Específico EE (R\$/MWh)					281,00
Impostos inclusos:				PIS/PASEP/CONFINS	5,5%
				ICMS	18,0%

Na condição do Sistema Convencional foi considerada a tarifa vigente de energia elétrica da AES Eletropaulo A4 Azul, já na condição do Sistema Cogeração foi considerada a mudança da classificação da tarifa A4 de bandeira Azul para Verde apresentado a melhor condição de tarifa. As demandas e o consumo foram baseados no histórico dos últimos doze meses.

Cálculo da tarifa de Gás Natural Comercial:

Volume mensal:	11.726 m³
-----------------------	------------------

Termo Fixo e Variável (Comercial)				
Faixas	m³	Termo Fixo	Termo Variável	Valores
1	0,00 a 0	24,17 R\$/m³	0,000000 R\$/m³	R\$ 0,00
2	0,01 a 50	24,17 R\$/m³	3,230393 R\$/m³	R\$ 0,00
3	50,01 a 150	39,27 R\$/m³	2,928295 R\$/m³	R\$ 0,00
4	150,01 a 500	69,47 R\$/m³	2,728159 R\$/m³	R\$ 0,00
5	500,01 a 2.000	158,60 R\$/m³	2,549872 R\$/m³	R\$ 0,00
6	2.000,01 a 3.500	731,06 R\$/m³	2,263678 R\$/m³	R\$ 0,00
7	3.500,01 a 50.000	2.741,55 R\$/m³	1,689689 R\$/m³	R\$ 22.554,84
8	> 50.000	7.273,02 R\$/m³	1,599060 R\$/m³	R\$ 0,00

COMERCIAL	Valor fatura s/ ICMS	R\$ 22.554,84
	Valor fatura c/ ICMS	R\$ 25.630,50
	Tarifa média s/ ICMS	1,923490 R\$/m³
	Tarifa média c/ ICMS	2,185784 R\$/m³

No Cálculo da tarifa de gás natural para o aquecimento de água foi considerado:

1. Valores vigentes da portaria ARSESP nº 379, de 28-11-2012.
2. Segmento Comercial.
3. Consumo médio dos geradores de AQ de 11.726 m³/mês.
4. Classificação da faixa 7 com valor médio de R\$ 2,185784 por m³
5. Considerado os impostos PIS/PASEP/COFINS e ICMS de 12%

Cálculo da tarifa de Gás Natural Cogeração:

Volume mensal:	40.483 m³
-----------------------	------------------

Termo Variável (Cogeração)			Tarifas	Valores
1	0,00 a 5.000	5.000,00 m³	0,349115 R\$/m³	R\$ 1.745,58
2	5.000,01 a 50.000	35.483,00 m³	0,274165 R\$/m³	R\$ 9.728,20
3	50.000,01 a 100.000	0,00 m³	0,236021 R\$/m³	R\$ 0,00
4	100.000,01 a 500.000	0,00 m³	0,179288 R\$/m³	R\$ 0,00
5	500.000,01 a 2.000.000	0,00 m³	0,185334 R\$/m³	R\$ 0,00
6	2.000.000,01 a 4.000.000	0,00 m³	0,167754 R\$/m³	R\$ 0,00
7	4.000.000,01 a 7.000.000	0,00 m³	0,146787 R\$/m³	R\$ 0,00
8	7.000.000,01 a 10.000.000	0,00 m³	0,125817 R\$/m³	R\$ 0,00
9	> 10.000.000	0,00 m³	0,104361 R\$/m³	R\$ 0,00
Termo Variável			0,283422 R\$/m³	R\$ 11.473,77

Termo Fixo	0,902006 R\$/m³	R\$ 36.515,91
-------------------	------------------------	----------------------

COGERAÇÃO	Valor fatura s/ ICMS	R\$ 47.989,68
	Valor fatura c/ ICMS	R\$ 54.533,73
	Tarifa média s/ ICMS	1,185428 R\$/m ³
	Tarifa média c/ ICMS	1,347077 R\$/m³

No Cálculo da tarifa de gás natural para a cogeração foi considerado:

1. Valores vigentes da portaria ARSESP nº 379, de 28-11-2012.
2. Segmento Cogeração destinada a consumo próprio
3. Consumo médio da microturbina de 40.483 m³/mês.
4. Classificação da faixa 2 com valor médio de R\$ 1,347077 por m³
5. Considerado os impostos PIS/PASEP/COFINS e ICMS de 12%

Resultado:

Tabela 5.18 - Resultado econômico estudo de caso Hotel

UTILIDADES	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
CUSTO OPERACIONAL	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
Custo anual total de energia elétrica	R\$949.809	R\$552.005
Custo anual de geração de energia elétrica	-	R\$699.371
Consumo Anual de Gás Natural (m ³)	R\$307.567	-
Custo com Manutenção do Ar Condicionado	R\$34.500	R\$33.780
Custo com reposição de água e tratamento químico AC	R\$182.490	R\$191.032
CUSTO OPERACIONAL TOTAL	R\$1.474.366	R\$1.476.189
ECONOMIA OPERACIONAL	REFERÊNCIA	-R\$1.822
		0%

Com base nos cálculos apresentados podemos concluir:

1. A aplicação da trigeração não apresenta viabilidade econômica frente ao sistema convencional com aquecimento a gás e Resfriador de líquido de compressor scroll a água.
2. O resultando do custo operacional é praticamente o mesmo da solução convencional, apesar do maior FUE de 0,69.
3. O resultado financeiro é reflexo e diretamente proporcional ao custo do gás natural vigente.

Estudo alternativo

Para que haja viabilidade econômica e seja razoável a realização dos investimentos com a implantação da cogeração, foi imposto uma redução mínima no custo operacional de 15%, um *payback* simples máximo de 5 anos e uma Taxa Interna de Retorno mínima de 15%. Com base nesta hipótese, foi efetuado o cálculo reverso para se encontrar o valor máximo da tarifa de gás natural de R\$ 0,638222 por m³, resultando em um *payback* simples de 5,0 anos:

Tabela 5.19 - Resultado econômico tarifa GN hipotética estudo de caso Hotel

UTILIDADES	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
CUSTO OPERACIONAL	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
Custo anual total de energia elétrica	R\$949.809	R\$552.005
Custo anual de geração de energia elétrica	-	R\$355.014
Consumo Anual de Gás Natural (m ³)	R\$307.567	-
Custo com Manutenção do Ar Condicionado	R\$34.500	R\$33.780
Custo com reposição de água e tratamento químico AC	R\$182.490	R\$191.032
CUSTO OPERACIONAL TOTAL	R\$1.474.366	R\$1.131.831
ECONOMIA OPERACIONAL	REFERÊNCIA	R\$342.536
		23%
INVESTIMENTOS	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
Aquisição e Instalação da Microturbina	-	R\$1.711.140
Aquisição dos Resfriadores de líquido	R\$300.000	R\$308.226
Bombas de condensação e torre	R\$135.000	R\$136.028
Investimento em Subestação de EE da CAG	R\$400.000	R\$392.288
INVESTIMENTO TOTAL	R\$835.000	R\$2.547.682
IVESTIMENTO ADICIONAL		R\$1.712.682
PAYBACK SIMPLES (anos)		5,0

Figura 5.32 - Gráfico resultado econ. tarifa GN hipotética estudo de caso Hotel

Análise financeira com tarifa de GN alternativa

Parâmetros Financeiros			Resultado Financeiro	
Inv. Inicial Adicional	-R\$ 1.712.682	Ilo	Payback simples	5,0 anos
Fluxo de Caixa	R\$ 342.356	FLC	Payback Descontado	8,1 anos
Taxa de desconto	12%	r	VPL	R\$ 222.721
Período (anos)	10	n	TIR	15,1%

Tabela 5.20 - Fluxo de caixa estudo de caso Hotel

Ano	FLC	FLCD	FLCA
0	-1.712.682	-1.712.682	-1.712.682
1	342.536	305.835	-1.406.847
2	342.536	273.067	-1.133.780
3	342.536	243.810	-889.969
4	342.536	217.688	-672.282
5	342.536	194.364	-477.918
6	342.536	173.539	-304.378
7	342.536	154.946	-149.433
8	342.536	138.344	-11.088
9	342.536	123.522	112.434
10	342.536	110.287	222.721

Figura 5.33 - Fluxo de caixa descontado estudo de caso Hotel

Figura 5.34 - Fluxo de caixa acumulado estudo de caso Hotel

5.5 Edifício comercial

Premissas

Edifício comercial em fase de concepção. O projeto básico contempla uma solução convencional com energia da concessionária e Resfriadores de líquido elétricos.

Horário de funcionamento:

Operação: das 8h às 22h, 21 dias/mês (Segunda a Sexta-feira) e 12 meses por ano.

Energia Elétrica:

AES Eletropaulo A4 Verde

Demanda Ponta: 1.000 kW e Demanda Fora de Ponta: 1.200 kW.

FC na Ponta: 0,5 e FC Fora de Ponta: 0,6

Cálculo do consumo de Energia Elétrica

Demanda de Ponta	1.000 kW	FC
Demanda F. Ponta	1.200 kW	
Consumo anual Ponta	378.000 kWh	0,50
Consumo anual F. Ponta	1.995.840 kWh	0,60
Consumo anual Total	2.373.840 kWh	0,63

Sistema de Ar Condicionado:

Central de água gelada de 500 TR, composta por 2 unidades de 250 TR.

Resfriadores de líquido com compressores scroll e condensação a ar.

Rendimento do sistema igual a 1,05 kW/TRh

Figura 5.35 - Resfriador de líquido compressor scroll (CARRIER, 2011)

Operação:

Fator de carga na ponta: 0,5 e fora de ponta: 0,6.

Cálculo da Carga Térmica anual:

$CT\ P = 500\ TR * 3h/dia * 21\ dia/mês * 12\ mês/ano * 0,5\ FC = 189.000\ TRh/ano$

$CT\ FP = 500\ TR * (22-8-3)h/dia * 21\ dia/mês * 12\ mês/ano * 0,6\ FC = 831.600\ TRh/ano$

$CT\ anual\ total = CT\ P + CT\ FP = 1.020.600\ TRh/ano$

Figura 5.36 - Perfil de carga térmica Outubro estudo de caso Edifício Comercial

Figura 5.37 - Perfil de carga térmica anual estudo de caso Edifício Comercial

Custo com água e esgoto:

R\$ 14,00 / m³ e taxa de evaporação da torre igual a 1% da vazão de condensação. Apesar da água da torre evaporar e não utilizar o serviço público de esgoto, a sua cobrança é realizada mediante a medição do fornecimento de água pela concessionária. A taxa de evaporação de 1% é um valor médio baseado nas condições de bulbo úmido de São Paulo.

Estudo Cogeração

Configuração básica:

Em função das demandas de energia elétrica e água gelada foi considerada uma planta do tipo *Topping cycle* autossuficiente na produção de EE através de motogerador a gás natural, sendo o rejeito térmico do escapamento e da camisa do bloco do motor recuperado para produção de água gelada através de Resfriadores de líquido por Absorção do tipo Água Quente (ABS AQ).

Quando a produção de água gelada cogorada não for suficiente para suprir a demanda térmica, o chiller elétrico scroll a ar, alimentado pela energia elétrica gerada, entra em funcionamento produzindo a energia térmica necessária para completar demanda de água gelada requerida.

Para efeito de redundância na produção térmica total de água gelada, foi considerado um gerador de água quente dual (Gás Natural e Óleo Diesel) para a produção do calor necessário para o ABS. Assim na ausência de gás natural ou na parada do motogerador, utiliza-se a energia elétrica da concessionária no resfriador de líquido elétrico e o gerador no ABS.

Figura 5.38 – Configuração cogeração estudo de caso Edifício Comercial

Cálculo do Balanço energético:

Considerando a eliminação da CAG elétrica cuja demanda elétrica representa 525 kW e acrescentado à nova CAG ABS + Chiller Elétrico cuja demanda representa 296 kW (249 kW + 47 kW), temos a nova demanda elétrica total de 971 kW (1.200 – 525 + 296). Sendo assim foi dimensionado um motogerador de capacidade de geração elétrica de 971 kWe.

Balanço Energético

Consumo Gerador:	0,2955 m³/kWh
Capacidade:	971 kW
Vazão horária GN:	287 m³/h
PCI GN	8.560 kcal/m³
Energia Entra Gerador	2.456.059 kcal/h
Energia Térmica Bloco	22%
Eficiência do Trocador	0,95
Energia Térmica Bloco Útil	513.316 kcal/h
Energia Térmica Exaustão	23%
Eficiência do Trocador	0,85
Energia Térmica Exaustão Útil	480.160 kcal/h
Energia Térmica Útil total	993.476 kcal/h
COP Chiller ABS AQ	0,8
Cap. Geração Térmica AG	794.781 kcal/h
Cap. Geração Térmica AG	263 TRh
Demanda Térmica Total	500 TRh
Cap. Chiller Elétrico Parafuso	237 TRh

Cálculo do consumo de GN do motogerador:

Consumo	PCI	Rend.	Consumo
Consumo Gás Natural (m³/kWh)	8560 kcal/m³	0,34	0,2955 m³/kWh

Cálculo do Fator de Utilização de Energia:

W	971 kW
Q_u	924 kW
Q_{comb}	2.856 kW

$$FUE = \frac{\dot{W} + \dot{Q}_u}{\dot{Q}_{comb}} = 66\%$$

Cálculo do requisito de qualificação de Cogeração

E_f	1.521 kWh/h						
E_e	517 kWh/h	32%	=	$\frac{E_t}{E_f} \geq 15\%$	Cumpre	requisito (a)	
E_t	492 kWh/h						
X	2,14						
F_c	41%	49%	=	$\left(\frac{E_t}{E_f}\right) \div X + \frac{E_e}{E_f} \geq F_c\%$	Cumpre	requisito (b)	

Cogeração Qualificada ANEEL

Cálculo da tarifa de energia elétrica:

Cálculo custo de Energia Elétrica - Sistema Convencional

AES Eletropaulo A4 VERDE	Custo s/ Impostos	Custo c/ Impostos	Demanda (kW)	Consumo (kWh)	Custo (R\$)
Demanda única	R\$ 6,32 /kW	R\$ 8,26 /kW	1.200	-	118.965
Consumo Anual na Ponta	R\$ 502,18 /MW	R\$ 656,44 /MW	-	378.000	248.136
Consumo Anual Fora Ponta	R\$ 147,68 /MW	R\$ 193,05 /MW	-	1.995.840	385.288
Total anual				2.373.840	752.389
Custo Específico EE (R\$/MWh)					316,95
Impostos inclusos: PIS/PASEP/CONFINS					5,5%
					ICMS 18,0%

Cálculo custo de Energia Elétrica - Sistema Cogeração

AES Eletropaulo A4 VERDE	Custo s/ Impostos	Custo c/ Impostos	Demanda (kW)	Consumo (kWh)	Custo (R\$)
Demanda única	R\$ 6,32 /kW	R\$ 8,26 /kW	971	-	96.296
Consumo Anual na Ponta	R\$ 502,18 /MW	R\$ 656,44 /MW	-	19.003	12.474
Consumo Anual Fora Ponta	R\$ 147,68 /MW	R\$ 193,05 /MW	-	100.334	19.369
Total anual				119.336	128.139
Custo Específico EE (R\$/MWh)					1.073,77
Impostos inclusos: PIS/PASEP/CONFINS					5,5%
					ICMS 18,0%

Na condição de projeto do Sistema Convencional foram consideradas as tarifas vigentes de energia elétrica da AES Eletropaulo A4 Verde baseado na demanda a ser contratada, nas horas de operação e nos fatores de carga, ponta e fora de ponta.

No Sistema Cogeração, apesar de autossuficiente em energia elétrica, considerou-se:

1. Um pequeno consumo de energia da concessionária de 5% da energia total atual, devido ao fator de disponibilidade da cogeração de 0,95.
2. Contratação da demanda de 971 kW para garantir a redundância no fornecimento de energia.
3. Classe tarifária de A4 Verde tornando o resultado mais atrativo por cobrança de demanda única

Cálculo da tarifa de Gás Natural:

Volume mensal:	44.934 m³
-----------------------	-----------------------------

Termo Variável (Cogeração)				Tarifas	Valores
1	0,00 a 5.000	5.000,00 m³		0,349115 R\$/m³	R\$ 1.745,58
2	5.000,01 a 50.000	39.934,00 m³		0,274165 R\$/m³	R\$ 10.948,51
3	50.000,01 a 100.000	0,00 m³		0,236021 R\$/m³	R\$ 0,00
4	100.000,01 a 500.000	0,00 m³		0,179288 R\$/m³	R\$ 0,00
5	500.000,01 a 2.000.000	0,00 m³		0,185334 R\$/m³	R\$ 0,00
6	2.000.000,01 a 4.000.000	0,00 m³		0,167754 R\$/m³	R\$ 0,00
7	4.000.000,01 a 7.000.000	0,00 m³		0,146787 R\$/m³	R\$ 0,00
8	7.000.000,01 a 10.000.000	0,00 m³		0,125817 R\$/m³	R\$ 0,00
9	> 10.000.000	0,00 m³		0,104361 R\$/m³	R\$ 0,00
Termo Variável				0,282505 R\$/m³	R\$ 12.694,08
Termo Fixo				0,902006 R\$/m³	R\$ 40.530,74
COGERAÇÃO				Valor fatura s/ ICMS	R\$ 53.224,82
				Valor fatura c/ ICMS	R\$ 60.482,75
				Tarifa média s/ ICMS	1,184511 R\$/m³
				Tarifa média c/ ICMS	1,346035 R\$/m³

No Cálculo da tarifa de gás natural foi considerado:

1. Valores vigentes da portaria ARSESP n° 379, de 28-11-2012.
2. Segmento Cogeração destinada a consumo próprio
3. O volume mensal médio de 44.934 m³/mês.
4. Classificação da faixa 2 com valor médio de R\$ 1,346035 por m³
5. Considerado os impostos PIS/PASEP/COFINS e ICMS de 12%

Resultado:

Tabela 5.21 - Resultado econômico estudo de caso Edifício Comercial

UTILIDADES	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
CUSTO OPERACIONAL		
Custo anual total de energia elétrica	R\$752.389	R\$128.139
Custo anual de geração de energia elétrica	-	R\$817.037
Custo com Manutenção do Ar Condicionado	R\$57.500	R\$48.301
Custo com reposição de água e tratamento químico AC	-	R\$91.786
CUSTO OPERACIONAL TOTAL	R\$809.889	R\$1.085.263
ECONOMIA OPERACIONAL	REFERÊNCIA	-R\$275.374
		-34%

Com base nos cálculos apresentados podemos concluir:

1. A aplicação da cogeração não apresenta viabilidade econômica frente ao sistema convencional com Resfriador de líquido de compressor scroll a ar novo.
2. O resultado apresentou um aumento no custo operacional da ordem de 34%, mesmo utilizando tecnologia relativamente nova na cogeração comparada à situação de projeto e com FUE de 0,66.
3. O resultado financeiro é reflexo e diretamente proporcional ao custo do gás natural vigente.

Tabela 5.22 - Memória de cálculo estudo de caso Edifício Comercial

UTILIDADES	CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
	AES Eletropaulo A4 VERDE	AES Eletropaulo A4 VERDE
ENERGIA ELÉTRICA		
Demanda de Ponta (kW)	1.000	771
Demanda Fora de Ponta (kW)	1.200	971
Consumo Anual Ponta (kWh)	378.000	19.003
Consumo Anual Fora Ponta (kWh)	1.995.840	100.334
Consumo Anual Total (kWh)	2.373.840	119.336
(Fator de Carga Resultante)	0,56	0,03
Custo Específico (R\$/MWh) - C/ Impostos	R\$316,950	R\$1.073,767
Custo anual total de energia elétrica	R\$752.389	R\$128.139
GERAÇÃO DE ENERGIA A GÁS NATURAL		Motogerador
Capacidade (kW)		971
Energia Elétrica Anual Gerada (kWh)		1.824.791
Consumo Anual de Gás Natural (m³)		539.211
Custo do GN (R\$/m³) - C/ Impostos		R\$1,346035
Custo com Manutenção do(s) gerador(es)		R\$91.240
Custo anual de geração de energia elétrica		R\$817.037
Custo do kWh Gerado (R\$/MWh) - C/ Impostos		R\$447,74
ENERGIA TÉRMICA - AR CONDICIONADO		
CARGA TÉRMICA ANUAL (TRh)	1.020.600	1.020.600
TR cogen (TR)		263
Energia Térmica produzida pela Cogeração (TRh)		493.923
Energia Térmica produzida Chiller Elétrico Cogeração (TRh)		526.677
AR CONDICIONADO ELÉTRICO		
Carga Térmica (TR)	500	237
Rendimento kW/TR da Central de Água Gelada	1,05	1,05
Demanda de Energia Elétrica do Sistema de Ar Cond (kW)	525	249
Consumo EE Anual Total (kWh)	1.071.630	553.011
Custo com Manutenção do Ar Condicionado	R\$57.500	R\$27.275
Custo com Energia Elétrica - CAG	R\$339.653	R\$247.606
Custo Total da CAG	R\$397.153	R\$274.882
Custo Relativo por TR (R\$/TRh)	R\$0,3891	R\$0,5219

Ar Condicionado a Gás Natural (ABSORÇÃO ÁGUA QUENTE)		
Rendimento kW/TR da Central de Água Gelada		0,18
Demanda Energia Elétrica do Sistema de Ar Cond GN (kW)		47
Consumo EE Anual Total (kWh)		88.906
Custo com Energia Elétrica - CAG		R\$39.807
Custo com Manutenção do Ar Condicionado		R\$21.026
Custo com reposição de água e tratamento químico AC		R\$91.786
Custo Total da CAG		R\$152.619
Custo Relativo por TR (R\$/TR)		R\$0,3090
CUSTO OPERACIONAL		
Custo anual total de energia elétrica	R\$752.389	R\$128.139
Custo anual de geração de energia elétrica	-	R\$817.037
Custo com Manutenção do Ar Condicionado	R\$57.500	R\$48.301
Custo com reposição de água e tratamento químico AC	-	R\$91.786
CUSTO OPERACIONAL TOTAL	R\$809.889	R\$1.085.263
ECONOMIA OPERACIONAL	REFERÊNCIA	-R\$275.374
		-34%

Estudo alternativo

Para que haja viabilidade econômica e seja razoável a realização dos investimentos com a implantação da cogeração, foi imposto uma redução mínima no custo operacional de 15%, um *payback* simples máximo de 5 anos e uma Taxa Interna de Retorno mínima de 15%. Com base nesta hipótese, foi efetuado o cálculo reverso para se encontrar o valor máximo da tarifa de gás natural de R\$ 0,353665 por m³, resultando em um *payback* simples de 5 anos:

Tabela 5.23 - Resultado econômico tarifa GN hipotética estudo caso Edifício Comercial

UTILIDADES		CONVENCIONAL	COGERAÇÃO
CUSTO OPERACIONAL			
Custo anual total de energia elétrica		R\$752.389	R\$128.139
Custo anual de geração de energia elétrica		-	R\$281.940
Custo com Manutenção do Ar Condicionado		R\$57.500	R\$48.301
Custo com reposição de água e tratamento químico AC		-	R\$91.786
CUSTO OPERACIONAL TOTAL		R\$809.889	R\$550.166
ECONOMIA OPERACIONAL	REFERÊNCIA	R\$259.723	
		32%	
INVESTIMENTOS			
Aquisição dos Resfriadores de líquido		R\$475.000	R\$593.271
Bombas de condensação e torre		R\$225.000	R\$238.141
Investimento em Subestação de EE da CAG		R\$600.000	R\$485.671
Aquisição de Geradores		-	R\$796.220
Instalação de Geradores		-	R\$485.500
INVESTIMENTO TOTAL		R\$1.300.000	R\$2.598.804
IVESTIMENTO ADICIONAL			R\$1.298.804
PAYBACK SIMPLES (anos)			5,0

Figura 5.39 - Gráfico resultado econ. tarifa GN hipotética estudo caso Edifício Comercial

Análise financeira com tarifa de GN alternativa

Parâmetros Financeiros

Inv. Inicial Adicional	-R\$ 1.298.804	Ilo
Fluxo de Caixa	R\$ 259.723	FLC
Taxa de desconto	12%	r
Período (anos)	10	n

Resultado Financeiro

Payback simples	5,0 anos
Payback Descontado	8,1 anos
VPL	R\$ 168.691
TIR	15,1%

Tabela 5.24 - Fluxo de caixa estudo de caso Edifício Comercial

Ano	FLC	FLCD	FLCA
0	-1.298.804	-1.298.804	-1.298.804
1	259.723	231.896	-1.066.908
2	259.723	207.050	-859.858
3	259.723	184.866	-674.992
4	259.723	165.059	-509.933
5	259.723	147.374	-362.559
6	259.723	131.584	-230.975
7	259.723	117.486	-113.490
8	259.723	104.898	-8.592
9	259.723	93.659	85.067
10	259.723	83.624	168.691

Figura 5.40 - *Fluxo de Caixa Descontado estudo de caso Edifício Comercial*

Figura 5.41 - *Fluxo de Caixa Acumulado estudo de caso Edifício Comercial*

5.6 Resumo dos estudos de caso

Baseado nos estudos de caso apresentados, foi elaborado este resumo para identificar quais os segmentos do mercado terciário e tipos de configuração de cogeração apresentam melhor viabilidade econômica para sua implantação e para identificar a sua sensibilidade frente aos sistemas convencionais.

Tabela 5.25 - Dados técnicos estudos de caso

Estudo de Caso	Gerador	Tipo	Capacidade	FUE
Supermercado	MCI	<i>Topping cycle</i>	1.000 kWe	66%
<i>Shopping Center</i>	MCI	<i>Topping cycle</i>	6.500 kWe	66%
Hospital	MCI	<i>Topping cycle</i>	2.000 kWe	66%
Hotel AQ	μ TG	<i>Bottoming cycle</i>	117 kWe	63%
Hotel Trigeração	μ TG	<i>Bottoming cycle</i>	171 kWe	69%
Edifício Comercial	MCI	<i>Topping cycle</i>	971 kWe	66%

A trigeração com a Microturbina *Bottoming cycle* apresentou o maior FUE, 69%.

A Cogeração com a Microturbina *Bottoming cycle* apresentou o menor FUE, 63%.

Todas as cogerações com motogerador *Topping cycle* apresentaram o mesmo FUE, 66%.

Tabela 5.26 - Investimento da cogeração estudos de caso

Estudo de Caso	Total	Relativo	Adicional
Supermercado	R\$ 2.160.000	R\$ 2.160 /kWe	R\$ 2.160.000
<i>Shopping Center</i>	R\$ 17.539.000	R\$ 2.698 /kWe	R\$ 8.359.000
Hospital	R\$ 5.053.836	R\$ 2.527 /kWe	R\$ 2.493.836
Hotel AQ	R\$ 1.170.780	R\$ 10.007 /kWe	R\$ 1.170.780
Hotel Trigeração	R\$ 2.547.682	R\$ 14.899 /kWe	R\$ 1.712.682
Edifício Comercial	R\$ 2.598.804	R\$ 2.676 /kWe	R\$ 1.298.804

Tabela 5.27 - Custo médio de implantação de cogeração

Gerador	Investimento
MCI EE e AG	R\$ 2.515 /kWe
μ TG AQ e EE	R\$ 10.007 /kWe
μ TG AQ, AG e EE	R\$ 14.899 /kWe

As Cogerações com motorizador apresentaram o menor custo de implantação, com média de R\$ 2.515 /kWe. A Cogeração ou Trigeração com microturbina apresentaram o maior custo de implantação, com valores médios de R\$ 10.007 /kWe e R\$ 14.899 /kWe respectivamente.

Tabela 5.28 - Viabilidade tarifa vigente estudos de caso

Estudo de Caso	Tarifa GN	Economia	Payback
Supermercado	R\$ 1,297892 /m ³	-28% -R\$ 624.838	-
Shopping Center	R\$ 1,243662 /m ³	-40% -R\$ 4.089.492	-
Hospital	R\$ 1,272015 /m ³	-32% -R\$ 1.203.640	-
Hotel AQ	R\$ 1,350940 /m ³	3% R\$ 39.107	29,9 anos
Hotel Trigeração	R\$ 1,347077 /m ³	0% -R\$ 1.822	-
Edifício Comercial	R\$ 1,346035 /m ³	-34% -R\$ 275.374	-

O valor médio da tarifa de gás natural do segmento de cogeração nos estudos de caso apresentados é de R\$ 1,309604 por m³.

Considerando as tarifas de Energia Elétrica e Gás Natural vigente a única cogerações que apresenta viabilidade econômica é a Cogeração com microturbinas no seguimento Hotel para produção de AQ e EE, porém devido ao investimento inicial da microturbina, o *payback* simples resultante é muito longo; 29,9 anos.

Dentre os segmentos terciários estudados, este tipo de cogeração também pode ser aplicado no segmento Hospital por possuir as mesmas demandas simultâneas de energia térmica (água quente) e energia elétrica.

Tabela 5.29 - Viabilidade tarifa proposta estudos de caso

Estudo de Caso	Tarifa GN	Economia	Payback	VPL	TIR
Supermercado	R\$ 0,624238 /m ³	20% R\$ 431.998	5,0 anos	R\$ 280.888	15,1%
Shopping Center	R\$ 0,554237 /m ³	16% R\$ 1.671.794	5,0 anos	R\$ 1.087.012	15,1%
Hospital	R\$ 0,565721 /m ³	15% R\$ 567.020	4,4 anos	R\$ 709.953	18,6%
Hotel AQ	R\$ 0,802011 /m ³	19% R\$ 234.146	5,0 anos	R\$ 152.200	15,1%
Hotel Trigeração	R\$ 0,638222 /m ³	23% R\$ 342.536	5,0 anos	R\$ 222.721	15,1%
Edifício Comercial	R\$ 0,353665 /m ³	32% R\$ 259.723	5,0 anos	R\$ 168.691	15,1%

Com objetivo de identificar o valor da tarifa de gás natural do segmento de cogeração para que haja atratividade econômica na solução proposta, atendendo os requisitos mínimos de economia operacional mínima de 15,0%, *payback* simples máximo de 5,0 anos e TIR mínima de 15,0%, chegou-se a uma tarifa proposta média de R\$ 0,589682 /m³.

Tabela 5.30 - Variação necessária tarifa GN para atratividade econômica da Cogeração

Tarifa GN	Valor
Vigente	R\$ 1,309604
Proposta	R\$ 0,589678
Desconto	54,97%

Mediante o valor das tarifas médias de gás natural para o segmento de cogeração vigente e proposta, observou-se a necessidade da redução de 54,97% do seu valor vigente a fim de haver atratividade econômica para a sua implantação.

Para efeito de comparação da tarifa ideal para cogeração no setor terciário diante das tarifas vigentes de energia elétrica foi calculado a razão entre o custo da Energia Elétrica (R\$/kWh) e o custo do Gás Natural ideal (R\$/m³), apontado para o resultado médio de 46%. Ou seja, para que haja atratividade econômica o custo da energia elétrica não pode ser inferior a 46% do custo do Gás Natural nas unidades apresentadas.

Tabela 5.31 - A razão mínima ideal das tarifas de EE e GN

Estudo de Caso	Tarifa GN (R\$/m³)	Tarifa de EE (R\$/kWh)	EE / GN
Supermercado	0,624238	0,256714	41%
Shopping Center	0,554237	0,275684	50%
Hospital	0,565721	0,248351	44%
Hotel AQ	0,802011	0,263946	33%
Hotel Trigeração	0,638222	0,263946	41%
Edifício Comercial	0,353665	0,316950	90%
Média	0,589682	0,270932	46%

O gráfico da figura 5.42 ilustra a sensibilidade da razão mínima ideal entre as tarifas de EE e GN por segmento.

Figura 5.42 - A razão mínima ideal das tarifas de EE e GN

O segmento com a melhor viabilidade econômica foi o hoteleiro, com relação mínima de 33% e a pior viabilidade econômica é observada no segmento de edifícios comerciais, com relação mínima de 90%.

Em resumo, a melhor viabilidade econômica ocorre quando o concorrente direto da cogeração é o próprio gás natural, porém do segmento comercial e a pior viabilidade econômica está relacionada ao sistema convencional com ar condicionado elétrico de condensação a ar.

6. CONCLUSÃO

Evolução da pesquisa

Ao iniciar a pesquisa e o desenvolvimento dos estudos não havia dúvidas quanto à racionalidade da aplicação da cogeração do ponto de vista do aproveitamento dos recursos energéticos de forma a provar o maior FUE de uma cogeração frente à geração de energia através de termelétricas em pontos remotos, afastados do centro de consumo.

No entanto, apesar dos avanços na legislação de incentivo à cogeração qualificada, a grande “surpresa” foi o resultado dos estudos de viabilidade econômica. No início da pesquisa, em meados de 2011, havia excelente viabilidade econômica com payback médio entre 5 e 6 anos, porém ao concluir os estudos com as tarifas vigentes de energia elétrica e gás natural no início de 2013, conclui-se que houve um revés na viabilidade financeira mostrando a fragilidade da operação frente a grande variação de preços que o gás natural sofreu no último ano.

Objetivo proposto

O objetivo proposto nesta dissertação foi alcançado de maneira satisfatória, através dos resultados obtidos como; a identificação dos segmentos de mercados do setor terciário adequados à aplicação de cogeração, a identificação das tecnologias aplicáveis e disponíveis para comercialização, definição das principais configurações de cogeração para atendimento das demandas energéticas dos segmentos do setor terciário selecionados, determinação do fator de utilização de energia aplicável ao balanço energético, cálculo dos custos com investimentos iniciais e operacionais, a realização da análise financeira identificando a possível viabilidade econômica, a tarifa de gás natural ideal para a atratividade da solução e por fim a razão entre o custo da energia elétrica e a tarifa ideal de gás natural.

Cogeração como mecanismo de eficiência energética

Conforme estudo realizado, uma cogeração de energia pode alcançar um fator de utilização de energia ou eficiência de até 85%, nos estudos de caso apresentados o menor FUE encontrado foi de 63% e o maior de 69%, portanto pode-se considerar um FUE médio de 66% para central de cogeração no segmento terciário. Considerando uma termelétrica de eficiência média de 40% instalada longe do centro de carga, somadas as perdas técnicas na transmissão e distribuição por efeito “joule” que podem chegar a 18%, teremos um FUE final de 32,8%.

Se o país optar pelo sistema de cogeração em detrimento à geração termelétrica, teremos um ganho no FUE na ordem de 33,2%, ou seja, seria possível atender o dobro da demanda energética com o mesmo volume de gás natural consumido pelas termelétricas.

Tecnologias disponíveis para aplicação eficiente

Conforme estudos realizados, diante das tecnologias adequadas para cogeração a gás natural no segmento terciário destacam-se; Motogerador a combustão interna (MCI), Microturbina (μ TG) e Resfriador de líquido por Absorção (ABS).

As soluções com MCI e ABS produzindo EE e AG apresentam o menor custo de investimento médio (R\$ 2.515 / kWe), as soluções com μ TG produzindo AQ e EE apresentam um custo de investimento médio quatro vezes maior (R\$ 10.007 / kWe) e as soluções com μ TG produzindo AQ, AG e EE (trigeração) apresentam o maior custo de investimento médio (R\$ 14.899 / kWe).

Configurações básicas

Em função das demandas energéticas do segmento terciário as configurações mais adequadas para o dimensionamento da central de cogeração são:

- EE e AG, *Topping cycle*, com MCI e ABS
- EE e AQ, *Bottoming cycle*, com μ TG
- EE, AQ e AG, *Bottoming cycle*, com μ TG e ABS

Emissões

Ainda sobre o tema relacionado à eficiência da geração de energia em detrimento a geração termelétrica conforme disposto anteriormente, foi realizado um estudo comparando a emissão de dióxido de carbono entre uma termelétrica a gás natural contra uma cogeração com TG produzindo EE e vapor e outro estudo considerando a mesma termelétrica contra uma cogeração com MCI e ABS produzindo EE e AG.

O resultado apontou para uma redução de 33% na emissão de CO₂ no estudo da cogeração com Turbina a gás e 23% de redução na emissão de CO₂ no estudo da cogeração com MCI e ABS. Considerando o país dentro do mesmo volume de controle, a geração distribuída no setor terciário, apesar de aumentar a emissão de CO₂ no local de sua instalação, reduz a emissão global de maneira significativa.

Cenário energético brasileiro

O Brasil possui um perfil de geração de energia elétrica basicamente hidráulica (85,9% ano base 2012), devido à média de crescimento do PIB dos últimos anos é previsto um aumento gradativo do fornecimento de energia elétrica no país, caso contrário corre-se o risco de um novo apagão no SIN. Nosso histórico de geração complementar demonstra a intensa utilização das termelétricas a gás, óleo e carvão, sendo que as gerações alternativas como eólicas não cobrirão a demanda de energia futura, aumentando a utilização das termelétricas.

Apesar do momentâneo congelamento no preço da energia elétrica, a entrada de novas fontes de geração não custará menos que a geração hidráulica, portanto é previsto um aumento futuro no custo da energia elétrica a médio e longo prazo.

Cenário de oferta de gás natural no Brasil

As recentes descobertas de poços com gás associado no pré-sal da bacia de Santos dobraram as reservas provadas brasileiras para 28 bilhões de barris de petróleo equivalente. O interesse comercial na exploração dos poços está no óleo leve, porém em sua extração o gás também é retirado, a opção das companhias exploradoras é a re-injeção de parte do gás e a queima no *flare* do volume remanescente. No entanto os órgãos ambientais não permitirão o abuso na queima do gás, obrigando as companhias escoar o gás para o continente a fim de criar mercado para o consumo futuro.

Neste sentido é previsto um excedente de gás natural na ordem de 49 milhões de m³ por dia até 2020 (GAS ENERGY, 2011). Apesar do preço do gás ter aumentado significativamente no último ano, a médio e longo prazo é previsto uma super oferta no mercado, apontando para uma possível redução no preço final ao consumidor.

Mercado potencial

O mercado potencial no segmento terciário prevê 1.184 clientes, totalizando 700 MW com aplicações de cogeração com MCI e TG consumindo cerca de 2,4 milhões de m³ de gás natural por dia (COGEN, 2011). Dentre os empreendimentos do segmento terciário com demanda elétrica e térmica e com perfil adequado para aplicação de cogeração, se destacam; Supermercado, *Shopping Center*, Hospital, Hotel, Edifício Comercial e Corporativo, *Data Center* e *Call Center*.

Estudo de caso

Os estudos de caso, apesar de possuírem viabilidade técnica e FUE satisfatório não apresentaram viabilidade econômica:

- O valor médio da tarifa de gás natural encontrado foi de R\$ 1,309604 por m³.
- A única cogeração que apresenta economia operacional é a de produção de AQ na base e EE complementar, podendo ser aplicadas no segmento Hotel e Hospital. Porém devido ao alto custo de investimento inicial com μ TG o retorno do investimento não é atrativo.

Simulando uma viabilidade atrativa, foram efetuados os cálculos reversos para encontrar a tarifa de gás natural ideal:

- O valor médio da tarifa de gás natural ideal encontrado foi de R\$ 0,589682 por m³.
- Para que ocorra a atratividade econômica com as tarifas de gás natural vigente é necessária a aplicação de um desconto de 54,97%.

Conclusão final

Conforme gráfico da figura 6.1, considerando a variação das tarifas de energia elétrica e gás natural nos últimos 9 anos, observa-se que o cenário era favorável à cogeração até 2011 quando a tarifa média custava cerca de R\$ 0,91 por m³, no entanto em Maio de 2012 houve um aumento de aproximadamente 31,2% e em Novembro do mesmo ano mais 9,1%, enquanto a energia elétrica manteve uma taxa de reajuste moderada até o final de 2012 e em Janeiro de 2013 houve uma redução média de 18,3% em sua tarifa.

Figura 6.1 – Variação acumulada tarifas Gás Natural x Energia Elétrica de 2004 a 2013

Apesar de muitos fatores estudados apontarem para a ampliação da utilização de centrais cogeradoras a gás natural no setor terciário, os altos custos relacionados à tarifa do gás natural vigente inviabilizam a sua implantação.

Como esta aplicação reflete benefícios diretos ao meio ambiente, a manutenção dos recursos energéticos e a garantia de suprimento de energia elétrica para o crescimento econômico do país, fazem-se necessários incentivos específicos por parte do governo federal de forma a reduzir o preço da tarifa de gás natural para cogeração em pelo menos 55%, além de promover mecanismos que garantam a manutenção de sua competitividade frente à energia elétrica durante pelo menos 20 anos.

Caso o panorama atual da competitividade do preço do gás natural para cogeração permaneça inalterado, não haverá novos investimentos no setor de cogeração a gás natural e ainda haverá a possibilidade das cogerações atuais instaladas operarem somente no horário de ponta, onde a energia elétrica da rede custa cerca de três vezes mais, e em última instância ocorrerá a parada da operação regular das centrais cogeradoras, operando apenas em emergência.

Proposta para trabalho futuro

Como proposta para trabalho futuro é possível explorar outras tecnologias ainda em desenvolvimento para escala comercial como a célula combustível, bem como combustíveis renováveis alternativos a exemplo da biomassa.

Ainda com objetivo de aumentar o fator de utilização de energia e proporcionar uma melhor viabilidade econômica é possível avançar os estudos com aplicações combinadas de aquecedores e concentradores solares para produção de água quente em conjunto com os MCIs e μ TGs na geração de calor para utilidade ou ainda para climatização de ambientes através da produção de água gelada com resfriador de líquido por absorção.

BIBLIOGRAFIA

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, v. 57, n.3, p. 195-204, 2001.

AES ELETROPAULO. *Apresentação: PIB versus consumo de energia elétrica*. São Paulo: AES, 2007.

_____. *Tarifas de energia elétrica, clientes corporativos*. São Paulo: AES, 2013. Disponível em <<http://www.aeseletpaulo.com.br>>. Acesso em: 05 mar. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Resolução nº 1319 de 03/07/12*. Brasília: ANEEL, 2012. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 21 dez. 2012.

_____. *Estruturação tarifária para o serviço de distribuição de energia elétrica: sumário executivo: ótica do consumidor*. Brasília: ANEEL, 2010. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 01 ago. 2012.

_____. *Resolução Normativa nº 235, de 14/11/2006*. Brasília: ANEEL, 2006. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 15 dez. 2012.

_____. *Tarifas médias por classe de consumo e região (R\$/MWh)*. Brasília: ANEEL, 2013. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 25 jan. 2013

AGÊNCIA REGULADORA DE SANEAMENTO E ENERGIA DO ESTADO DE SÃO PAULO. *Deliberação nº 379 de 28/11/2012 e anteriores*. São Paulo: ARSESP, 2012. Disponível em <<http://www.arsesp.sp.gov.br/>>. Acesso em: 21 dez. 2012.

_____. *Programa Pesquisa e Desenvolvimento, ciclo 2008-2009, Projeto 68: trigeração*. 186 p. São Paulo: ARSESP, 2011. Relatório final. Disponível em <<http://www.arsesp.sp.gov.br/>>. Acesso em: 21 dez. 2012.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO. *Curso de Climatização & Cogeração a Gás Natural, 2010*. Módulo I e II.

_____. *Curso de Climatização & Cogeração a Gás Natural, 2011*. Módulo III.

ASSOCIAÇÃO DA INDÚSTRIA DE COGERAÇÃO DE ENERGIA. *Mercado potencial de cogeração*. São Paulo: COGEN, 2013. Disponível em <<http://cogensp.com.br>>. Acesso em: 30 jan. 2013.

CAPSTONE TURBINE CORPORATION. *Microturbinas a gás natural*. CAPSTONE, 2013. Disponível em <<http://www.microturbine.com>>. Acesso em: 04 jan. 2013.

CARBONTRUST. Disponível em <<http://www.carbontrust.com>>. Acesso em: 19 dez. 2012.

COMPANHIA DE GÁS DE SÃO PAULO. *Distribuição de gás natural no estado de São Paulo*. São Paulo: COMGÁS, 2011. Disponível em <<http://www.comgas.com.br/>>. Acesso em: 5 nov. 2011.

_____. *Tarifas de gás natural, segmento cogeração, refrigeração e comercial*. São Paulo: COMGÁS, 2012. Disponível em <<http://www.comgas.com.br/>>. Acesso em: 21 dez. 2012.

_____. *Plantas de cogeração no setor terciário de São Paulo*. São Paulo: COMGÁS, 2013. Disponível em <<http://www.comgas.com.br/>>. Acesso em: 18 jan. 2013.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2021 (PDE 2012)*. Rio de Janeiro: EPE, 2012. Disponível em <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: 25 jan. 2013.

GAS ENERGY. *Seminário técnico sobre oferta de gás*. Rio de Janeiro: GAS ENERGY, 2011.

HORLOCK, J.H. *Cogeneration – Combined Heat and Power: Thermodynamics and Economic*. Florida: Krieger Publishing Company, 1997. 226 p.

INFOGRÁFICO: entenda a camada pré-sal e seu potencial. *Notícias economia UOL*, 2013. Disponível em <<http://economia.uol.com.br>>. Acesso em: 29 jan. 2013.

KEHLHOFER, R.H.; WARNER, J.; NIELSEN, H.; BACHMAN, R. *Combined-Cycle Gas & Steam Turbine Power Plant*. Oklahoma: PennWell Publishing Company, 1999.

LIZARRAGA, J.M.S. *Cogeneración: Aspectos Termodinámicos, Tecnológicos y Económicos*. Bilbao :Ed. Universidad del Pais Vasco, 1999.

MARTENS, A. The energetic feasibility of CHP compared to the separate production of heat and power, *Applied Thermal Engineering*, v.18, n.11, p.935-946, Nov. 1998.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural*, nº 46. Brasília: MME, 2011. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: 21 jan. 2011.

_____. *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural*, nº 58. Brasília: MME, 2012. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: 25 jan. 2013.

_____. *Marco Regulatório - Dilma Rousseff (pdf) em 31/08/2009*. Brasília: MME, 2009. Disponível em <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: 01 jan. 2009.

MONTEIRO, J.V.F ; SILVA, J.R.N.M. *Gás natural aplicado à indústria e ao grande comercio*, São Paulo: Editora Blucher, Comgás 2010.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Plano da Operação Energética: 2012/2016*. Brasília: PEN, 2012. Relatório Executivo. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 25 jan. 2013.

_____. *Relatório de Geração de energia elétrica (GWh) por fonte, ano base 2012*. Brasília: ONS, 2013. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 25 jan. 2013.

ORNL - OAK RIDGE NATIONAL LABORATORY. *Combined Heat and Power, Effective Energy Solutions for a Sustainable Future*, 2008.

PARENTE, V. *Fundamentos de Finanças & Economia Aplicados à Energia*. Apostila - Curso de pós-graduação em Energia, IEE-USP, 2009.

ROCHA, M.S.; ANDREOS, R.; SIMÕES-MOREIRA, J.R. Performance tests of two small trigeneration pilot plants. *Applied Thermal Engineering*, v.41, p.84-91, Aug. 2012.

ROCHA, M.S.; PRETER, F.C.; ANDREOS, R.; SIMÕES-MOREIRA, J.R. Evaluation of a Trigeneration System Using Microturbine, Ammonia-Water Absorption Chiller, and a Heat Recovery Boiler. In: BRAZILIAN CONGRESS OF THERMAL SCIENCES AND ENGINEERING,13., 2010, Uberlândia. *Anais. ENCIT.* , 2010.

SIMÕES–MOREIRA, J. R. Fundaments of Thermodynamics Applied to Thermal Power Plants. In: *SOUZA, Gilberto F. Martha (Ed.). Thermal Power Plant Performance Analysis*. London: Springer-Verlag, 2012. p.7-39.

SPRINGER CARRIER LTDA. *Catálogos de equipamentos de Ar Condicionado*. Disponível em: <<http://www.springer.com.br>>. Acesso em: 25 nov.2010.

US DEPARTMENT OF ENERGY. *Review of Combined Heat and Power Technologies*. DOE, 1999. Disponível em: <<http://www.energy.gov>>. Acesso em: 2010.

WU, D.W. AND WANG, R.Z. Combined Cooling Heating and Power: A Review. *Progress in Energy and Combustion Science*, v. 32, p. 459-495, 2006.