

MARCOS AURÉLIO MARTINS MOISÉS

**BENEFÍCIOS DA COGERAÇÃO A GÁS NATURAL
PARA O ESTADO DE SÃO PAULO**

**SÃO CAETANO DO SUL
2008**

MARCOS AURÉLIO MARTINS MOISÉS

**BENEFÍCIOS DA COGERAÇÃO A GÁS NATURAL
PARA O ESTADO DE SÃO PAULO**

Dissertação apresentada à Escola de Engenharia Mauá do Centro Universitário do Instituto Mauá de Tecnologia para obtenção do Título de Mestre em Engenharia de Processos Químicos e Bioquímicos.

Linha de Pesquisa: Impacto Ambiental de Processos Químicos.

Orientador: Prof. Dr. Gustavo Ferreira Leonhardt

**SÃO CAETANO DO SUL
2008**

Moisés, Marcos Aurélio Martins

Benefícios da cogeração a gás natural para o Estado de São Paulo /
Marcos Aurélio Martins Moisés – São Caetano do Sul, SP : CEUM-EEM,
2007.156p.

Dissertação de Mestrado em Engenharia de Processos Químicos e
Bioquímicos – Escola de Engenharia Mauá do Centro Universitário do
Instituto Mauá de Tecnologia, São Caetano do Sul, SP, 2007.

Palavras chaves: Cogeração. Gás natural. Matriz Energética.

MARCOS AURÉLIO MARTINS MOISÉS

**BENEFÍCIOS DA COGERAÇÃO A GÁS NATURAL
PARA O ESTADO DE SÃO PAULO**

Dissertação apresentada ao Instituto
de Tecnologia Mauá para a obtenção
do título de Mestre em Engenharia
Química

Área de Concentração:
Energia e Meio Ambiente

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Gustavo Ferreira Leonhardt
Orientador
Escola de Engenharia Mauá

Prof. Dr. Marcelo Nitz da Costa
Escola de Engenharia Mauá

Prof. Dr. Tah Wun Song
Escola de Engenharia Mauá

São Caetano do Sul, 2008.

Dedico a minha Dissertação de Mestrado:
A toda minha família. Em especial aos
meus grandes amores, Giovana e
Victória, que eternamente farão parte da
minha vida.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu orientador pela sua relevante contribuição na elaboração desta dissertação, como também, aos funcionários da Pós Graduação do Instituto Mauá de Tecnologia pela convivência saudável e construtiva.

Luz da Light

Lá no morro, quando a luz da Light pifa,

A gente apela pra vela,

Que alumeia também, quando tem.

Se não tem, não faz mal.

*A gente samba no escuro, que é muito mais
legal.*

Adoniran Barbosa.

RESUMO

Esta dissertação procura mostrar a situação atual da matriz energética do Estado de São Paulo, sua limitação de incrementar novas gerações de energia elétrica e a perspectiva da continuação da dependência de importação de energia de outros Estados. A cogeração a gás natural se insere neste contexto como uma oportuna alternativa para a sustentação do crescimento da demanda energética de São Paulo. Para reforçar este conceito, o trabalho elenca os principais pontos que sustentam esta afirmação, sendo o principal deles a descoberta de importantes reservas de gás natural na Bacia de Santos e sua proximidade com a Costa Paulista. O trabalho demonstra por meio de uma metodologia de cálculos de rentabilidade, que os principais setores da indústria podem ter projetos de cogeração a gás natural viáveis em suas próprias unidades industriais. Desta forma, sinaliza que a inserção da cogeração na matriz energética do Estado depende da diminuição as barreiras existentes, entre elas se podem destacar a legislação energética do País, a questão tributária e o preço do gás natural. A conclusão destaca a importância das ações conjuntas dos governos estadual e federal e, ainda, sugere a criação por parte do governo estadual de uma empresa pública com gestão empresarial com o objetivo de promover, financiar e desenvolver projetos de geração de energia com excelência em eficiência energética.

Palavras-chave: Cogeração. Gás natural. Matriz energética.

ABSTRACT

This dissertation tries to show the real situation of the energetic source of the State of São Paulo, its limitation in increasing new generation of electric energy and the possibility of the maintaining the dependency of imported energy from other Brazilian States. The generation of natural gas is part of this contest as a good alternative to the support of the growing energetic demand in São Paulo. This work presents the most important points about this issue and to confirm this it indicates the important discoveries of natural gas reserves in Santos Bay and its location near the coast. This work demonstrates by a methodology of calculus of profitability that the most important segments of the industry can have practicable projects cogeneration of natural gas at its own industrial sites. It also shows that the implementation of cogeneration in the energetic source of the State of São Paulo depends on the reduction of the barriers between them, such as the energetic laws in the country, the tax problem and the price of the natural gas. The conclusion highlights the importance of combined actions taken by the state government and the federal government, and also, suggests the creation of a public company with the participation of private sectors to promote, finance and develop projects of energy generation with high quality, excellence and efficiency.

Key-words: Cogeneration. Natural gas. Energetic source.

Lista de Tabelas

Número	nome	página
1.	Incremento de energia elétrica no sistema	17
2.	Histórico de acréscimo de energia entre 2001 e 2005.	23
3.	Empreendimentos de energia em operação	25
4.	Situação dos empreendimentos de energia	26
5.	Projeção de mercado	26
6.	Situação dos empreendimentos de geração em MW	27
7.	A evolução da oferta de energia	28
8.	Evolução do consumo final energético por fonte	31
9.	Previsão de uso de energia no Estado de São Paulo	33
10.	Capacidade de energia elétrica no Estado em MW	33
11.	Acréscimo de energia elétrica no Estado em MW	34
12.	Dependência energética de energia.	35
13.	Características de equipamentos de cogeração	48
14.	Custo de geração de energia elétrica por fonte energética	51
15.	Evolução dos energéticos na cogeração	58
16.	Cogeração no Estado de São Paulo	59
17.	Cogeração por segmento no Estado de São Paulo	59
18.	Projetos existentes de cogeração a gás natural no Estado de São Paulo	66
19.	Potencial de cogeração no Estado de São Paulo	61
20.	Origem dos Supridores de gás natural para o País	67
21.	Principais reservas de gás natural fornecedoras do País	68
22.	Principais reservas de gás natural no País	69
23.	Projeção otimista do preço de gás natural	76
24.	Projeção pessimista do preço do gás natural	76
25.	Projeção conservadora do preço do gás natural	77
26.	Relatório do cliente sobre utilidades	79
27.	O estudo da demanda elétrica	81
28.	Custo da energia elétrica do usuário	82
29.	Relação de preços das distribuidoras paulistas	83
30.	Projeção dos preços de gás natural em 20 anos	84
31.	Dados técnicos de algumas turbinas	87
32.	Dados técnicos de alguns motores	88

33. Disponibilidade da planta de cogeração.	89
34. Valores a serem gastos com compra de energia elétrica na cogeração	90
35. Unidades térmicas geradas com a planta de cogeração	91
36. Resumo final de um projeto de cogeração	92
37. Distribuição das fábricas das principais companhias de bebidas do País	95
38. Relação das principais fábricas de bebidas do estado de São Paulo	96
39. Relatório do cliente sobre utilidades	98
40. Resumo final do projeto Cervejaria Zero Grau	100
41. Fábrica de bebidas com cogeração	101
42. Uso energético do setor de bebidas e alimentos	102
43. Comparativa energética da indústria cervejeira	102
44. Dados da indústria de refrigerante	103
45. Dados de cogeração de fábrica mista de bebidas	104
46. Dados de utilidades da Química X	108
47. Valores de mercado para venda de energia excedente	109
48. Resumo final do projeto Química X	110
49. Consumo percentual de energia na indústria química - BEN	111
50. Consumos específicos de energia em GJ/t.	112
51. Segmento da indústria em relação a produção e consumo de energia	113
52. Razão entre potência elétrica e térmica em planta de cogeração existente	114
53. Comparação entre as razões de potência	114
54. Números do setor de cerâmica vermelha	116
55. Dados de utilidades da Cerâmica Z	121
56. Rentabilidade do projeto Cerâmica Z	123
57. Dados da Cerâmica City	124
58. Comparativa dos casos no segmento cerâmico	124
59. Principais legislações de cogeração	126
60. Tributação da operação	129
61. Os impostos em equipamentos de uma pequena usina de cogeração	131
62. Os impostos em equipamentos de uma grande usina de cogeração	132
63. Estrutura de custos de uma usina	133
64. Significado de outros impostos	134
65. Simulação de custeio de uma usina de cogeração	140
66. Tarifa de gás natural para cogeração da Comgás	141
67. Rendimentos exigidos na cogeração	146

Lista de Figuras

Número	nome	página
1.	Consumo de energia elétrica em Tera Watts - TW	19
2.	Comparação de oferta de energia renovável	29
3.	Matriz energética do País	29
4.	Diversificação da geração de energia elétrica no País	30
5.	Matriz energética de 1970 do Estado de São Paulo	31
6.	Matriz energética de 2004 do Estado de São Paulo	32
7.	Fluxograma de energia Transmitida no Estado de São Paulo	36
8.	Produção de energia elétrica no Estado e importada	36
9.	Uso convencional na geração de energia	38
10.	Exemplo de distribuição de energia primária num motor dual <i>fuel</i>	39
11.	Modelo industrial sem cogeração	40
12.	Modelo industrial com cogeração	40
13.	Ciclo Rankine	41
14.	Ciclo Brayton	41
15.	Ciclo combinado	42
16.	Modelo típico de uma cogeração	43
17.	Motor estacionário a gás natural	44
18.	Turbina a gás natural	45
19.	Impactos ambientais em <i>eco-pontos</i> na geração de 1 MW	50
20.	Fases do licenciamento	53
21.	20 horas antes e 7 horas depois do <i>black out</i> em Nova Iorque.	56
22.	Evolução da cogeração no Brasil	57
23.	<i>Chiller</i> de absorção	62
24.	Mapa das concessões de gás natural	64
25.	Bacia de Santos e seus Pólos	69
26.	Campos das Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo	70
27.	Aumento da oferta nacional de gás	72
28.	Projeção da demanda e da oferta de gás natural	72
29.	Tendência de queda de preço do gás natural	75
30.	Tendência de preço do barril de petróleo	77
31.	Exemplo de demanda elétrica diária	80
32.	Evolução do preço final do gás natural em anos	85

33. Definição do projeto	85
34. Arquitetura de uma cogeração	86
35. Desenho da cogeração da Cervejaria Zero Grau	99
36. Percentual de faturamento da indústria química	105
37. Evolução da participação no PIB da indústria química	106
38. Desenho da planta de cogeração da Química X	109
39. Evolução da produção de cerâmicas de revestimento no Brasil	116
40. Cogeração típica de uma cerâmica	118
41. Arquitetura da cogeração da Pamesa do Brasil	118
42. Fluxograma da cerâmica vermelha	119
43. Fluxograma da cerâmica branca	120

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	14
PARTE 1: A EVOLUÇÃO HISTÓRICA DA ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA	16
2. AS CRISES ENERGÉTICAS.	16
3. OS ENTRAVES DO AUMENTO DE OFERTA DE ENERGIA	21
3.1 Hidrelétricas	21
3.2 Termelétricas	22
4. A SITUAÇÃO ATUAL DO SETOR ELÉTRICO E AS PROJEÇÕES FUTURAS	24
5. A MATRIZ ENERGÉTICA PAULISTA E BRASILEIRA	27
PARTE 2: COGERAÇÃO A GÁS NATURAL	38
6. AS TECNOLOGIAS DE COGERAÇÃO EXISTENTES	38
7. AS ANALISES TÉCNICAS E ECONÔMICAS DE UM EMPREENDIMENTO	45
8. A QUESTÃO AMBIENTAL	49
9. O CONCEITO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	54
10. A EVOLUÇÃO DA COGERAÇÃO A GÁS NATURAL NOS ÚLTIMOS ANOS	57
11. O POTENCIAL DE CO-GERAÇÃO NA INDÚSTRIA NO ESTADO DE SÃO PAULO	61
12. A EVOLUÇÃO DA INSERÇÃO DO GÁS NATURAL NO BRASIL	63
13. O POTENCIAL DAS RESERVAS NO ESTADO DE SÃO PAULO	67
14. O FUTURO DO GÁS NATURAL NO BRASIL E NO ESTADO DE SÃO PAULO	71
PARTE 3: ESTUDO DE VIABILIDADE NOS PRINCIPAIS SETORES DA INDÚSTRIA	78
15. METODOLOGIA DO ESTUDO DE VIABILIDADE	78
15.1 A coleta de informações	78
15.2 Estudo da demanda elétrica	81
15.3 Estudo da demanda térmica	82
15.4 Informações complementares	83
15.5 Definição do projeto	86
16. SEGMENTO DA INDÚSTRIA DE BEBIDAS	93
16.1 O setor	93
16.2 Resultado técnico e econômico de um caso típico	97
16.3 Comparativa com os casos existentes	101
17. SEGMENTO DA INDÚSTRIA QUÍMICA	104

17.1 O setor	104
17.2 Resultado técnico e econômico de um caso típico	107
17.3 Comparativa com os casos existentes	111
18. SEGMENTO DA INDÚSTRIA CERÂMICA	114
18.1 O setor	114
18.2 Resultado técnico e econômico de um caso típico	117
18.3 Comparativa com os casos existentes	124
PARTE 4: A INSERÇÃO DA COGERAÇÃO NA MATRIZ ENERGÉTICA DO ESTADO DE SÃO PAULO	125
19. AS BARREIRAS	125
19.1 Legislação	125
19.2 Tributário	127
19.2.1 Imposto no gás natural	128
19.2.2 Imposto na operação da usina de cogeração	128
19.2.3 Imposto nos equipamentos e serviços de cogeração	130
19.2.4 Carga tributária nos projetos	130
19.3 Distribuidoras de gás natural	135
19.4 Distribuidoras de energia elétrica	135
19.5 Governo	136
19.6 Compra e venda de excedentes	137
19.7 Preço dos energéticos	139
20. PONTOS POSITIVOS A INSERÇÃO DO GÁS NATURAL.	141
20.1 Bacia de Santos	141
20.2 Governo Paulista	142
21. UM PLANO ASSERTIVO PARA A COGERAÇÃO	142
21.1 Criação de uma Empresa Pública Empresarial	142
21.2 Planejamento energético do Estado	144
21.3 Eficiência energética.	144
21.4 Participação e Financiamento de projetos	145
21.5 Gestão Tecnológica	146
PARTE 5: CONCLUSÃO	147
17. OS BENEFÍCIOS DA COGERAÇÃO NO ESTADO DE SÃO PAULO	147
REFERÊNCIAS	150

1. INTRODUÇÃO

Diante de um quadro nada animador quanto à confiabilidade do fornecimento de energia elétrica no País, o Estado de São Paulo se vê diante de um grande problema que tem que resolver para manter a pujança de sua economia, a demanda energética de sua sociedade e a sustentabilidade de seu crescimento.

A sua dependência de importação de energia elétrica de outros Estados da União torna-o vulnerável na medida em que não tem mais potencial hidráulico dentro do Estado para novos projetos de hidroelétricas, não há previsão de outras energias alternativas como nuclear, eólica, fotovoltaica, entre outras possibilidades. A grande possibilidade de incremento de energia nova produzida no Estado é a cogeração.

Esta tecnologia utiliza alguns dos energéticos para gerar energia que São Paulo dispõe em grandes quantidades, seja a biomassa da cana de açúcar, ou o gás natural que após a descoberta das reservas da Bacia de Santos, tende a ser o principal vetor de crescimento industrial e geração de riquezas dos próximos quinze anos. A cogeração tem uma eficiência maior do que as outras formas de gerar energia e o conceito de geração distribuída é a mais disseminada em todo o mundo, possibilitando a geração de energia junto ao consumo, evitando enormes linhas de transmissão.

Para que isto ocorra, há a necessidade de mudanças significativas nas legislações do setor elétrico, como também, reduções de impostos que podem incentivar investidores de produção independente de energia, que alterará a nossa matriz energética, diversificando-a e tornando-a mais flexível às necessidades da sociedade paulista e brasileira.

O papel do Governo do estado de São Paulo nesta tarefa é fundamental, mas o tempo é curto. As ações devem ser tomadas imediatamente, favorecendo as formas alternativas de geração de energia como a cogeração. O objetivo deste trabalho é mostrar os benefícios que a cogeração a gás natural poderá trazer ao Estado, gerando riquezas, emprego, tecnologias e segurança energética.

Este trabalho está estruturado em cinco partes. A primeira apresenta uma evolução histórica da energia elétrica brasileira. A segunda trata da cogeração a gás natural. Ambas estão contextualizadas conforme a bibliografia apresentada. Na terceira parte, define-se a metodologia de elaboração de um estudo de viabilidade para uma usina de cogeração e a aplicação em três segmentos da indústria: bebidas, química e cerâmica. Na quarta parte, demonstra-se as barreiras e as possibilidades para a inserção da cogeração a gás natural na matriz energética do Estado de São Paulo. E na quinta e última parte, com base nos resultados obtidos na terceira parte e nas possibilidades apresentadas na quarta parte, procura-se concluir sobre os benefícios da cogeração.

É importante destacar a pouca existência bibliográfica sobre o tema. Em função deste limitante, procurou-se buscar informações em entrevistas, órgãos correlacionados com cogeração e energia de modo geral, artigos de jornal e revistas e outros trabalhos apresentados.

PARTE 1: A EVOLUÇÃO HISTÓRICA DA ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA

2. AS CRISES ENERGÉTICAS

Em toda a sua história energética, além do racionamento de 2001, o País já havia passado por outras duas crises, mas de menores impactos. A primeira materializada pela escassez da oferta começou na década de 40 e estendeu-se até metade da década de 50, quando a região Sudeste sofreu a maior seca até então conhecida, e só foi resolvida com as construções de usinas hidroelétricas pelas Empresas estatais que começaram a operar nestes mesmos anos. A segunda passou praticamente despercebida, mas teve origem na falta de gestão administrativa e financeira das estatais no início da década de 70, gerando uma dívida superior a US\$ 27 bilhões de dólares. Posteriormente o Governo Federal acabou assumindo esta dívida, e que contribuiu para o baixo investimento da década de 90 na geração de energia elétrica.

“O racionamento de energia elétrica de 2001 não foi a única crise em toda a história da energia elétrica no Brasil, e talvez não seja a última diante de todo o quadro atual que se apresenta.” (JABUR, M., 2001)

Nos primeiros anos da década de 70, consolidaram as grandes obras hidroelétricas todas financiadas pelo Governo Estadual e Federal, sem a preocupação e necessidade de administrar os investimentos aplicados e seus respectivos retornos do capital aplicado. De qualquer forma, foi o período de grandes construções sem a preocupação com a escassez, como ocorreu na década de 50. Surgiram neste período as obras de Ilha Solteira, Capivara, Xavantes e Ibitinga, todas realizadas pela Companhia Energética de São Paulo – Cesp, Volta Redonda pela Centrais Elétricas de Minas Gerais – Cemig, Estreito por Furnas e a Paulo Afonso IV do complexo Paulo Afonso pela Central Hidroelétrica do São Francisco – Chesf, além do início da maior hidroelétrica do mundo, a Usina de Itaipu, após o Tratado Bilateral Brasil e Paraguai com potência instalada de 12,6 mil MW.

No final dos anos 80, o Governo ficou sem capacidade de investir em infra-estrutura e consequentemente no crescimento da produção de energia. Os investimentos médios anuais naquelas duas décadas giravam em torno de 10 bilhões de dólares, e já no final dos anos 80

até começo da década de 90, esse investimento já definhava para algo em torno de 3 bilhões de dólares. Como consequência, houve um acréscimo médio anual de 1080 MW, aumentando para 2200 MW nos anos seguintes. No entanto, a demanda estava em torno de 3500 MW ao ano (GUEDES FILHO, 2002).

Os investimentos aplicados na geração de energia elétrica nos últimos 20 anos foram muito inferiores ao que seriam necessários. Isto devido a total falta de planejamento e de administração do elemento mais estratégico do crescimento de um País, a energia.

Pode-se observar na Tabela 1, que os grandes incrementos de energia no sistema nos primeiros dez anos referem-se aos grandes investimentos iniciados na década de 70, que acabam refletindo anos depois, uma vez que as obras tinham grandes prazos de execução. A descontinuidade no início da década de 90 foi reflexo da redução dos investimentos na década de 80. Neste mesmo período, o sistema já apresentava sinais perigosos no seu controle operacional, com apagões em 1984, 1985 na região Sudeste, em 1986 a região Sul sofreu um curto racionamento em 1987/1988 foi a vez do Norte e Nordeste sofrerem com faltas constantes de energia.

Tabela 1. Incremento de energia elétrica no sistema

Período	MW *
1981 – 1985	12141
1986 – 1990	13142
1991 – 1995	5797
1996 – 2000	15501

*oferta de energia nova no sistema elétrico
Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel

Na década de 90, o Governo do Partido Social Democrata Brasileiro - PSDB iniciou o processo de privatização do setor elétrico. Tal setor elétrico carecia de uma regulamentação adequada frente ao complexo sistema operacional de energia elétrica do Brasil. Por outro lado, a privatização atingiu apenas parte da cadeia do negócio, ou seja, apenas as distribuidoras,

ficando a estrutura da geração com as antigas empresas estatais. Assim, 80% da geração elétrica se encontra sob a gestão do Governo.

No final da década de 90, 95 % da geração de energia elétrica no Brasil era de origem hidráulica e estava baseadas em grandes reservatórios nos principais rios da região sul e sudeste, que eram controlados por um sistema que administrava os estoques de água nos vários reservatórios. Mas a falta de investimento e o crescimento da demanda no mesmo período fizeram com que os principais reservatórios começassem a chegar a níveis perigosos. No ano de 2000, as chuvas ficaram abaixo da média histórica. No primeiro bimestre de 2001, o índice de chuvas na Região Sudeste foi o segundo mais seco dos últimos quarenta anos, levando os níveis dos reservatórios para valores inferiores aos limites de segurança. Veio o racionamento, e o problema só não foi maior porque nos últimos anos, profissionais do setor elétrico já emitiam sinais de que em algum momento o país iria sofrer problemas com a oferta de energia elétrica:

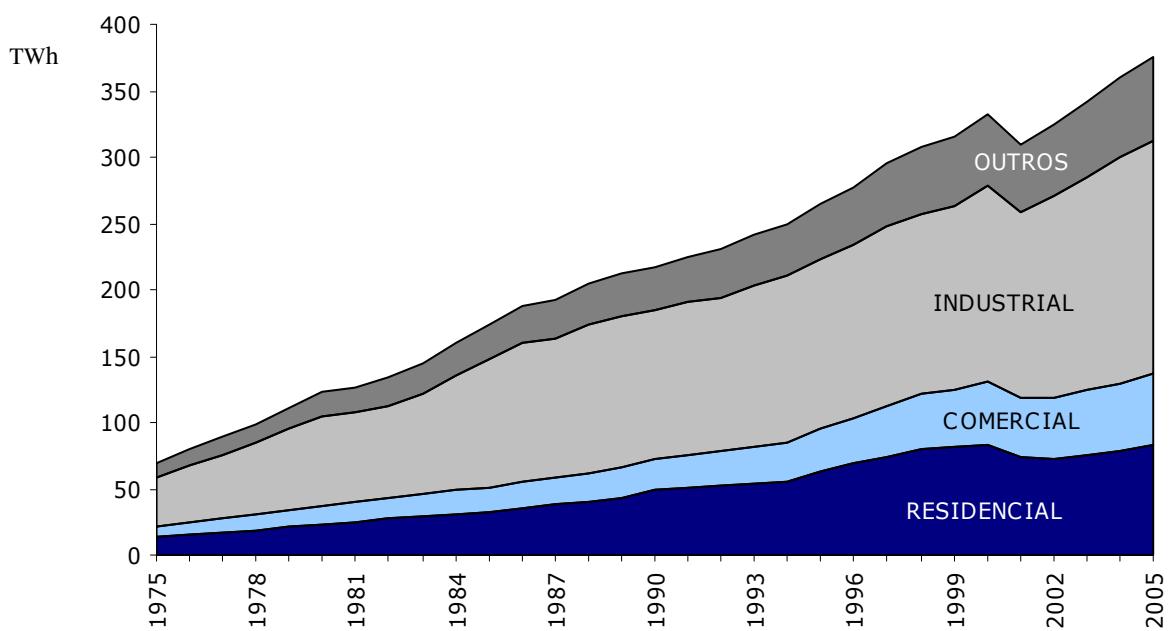
“A demanda por energia elétrica no Brasil tem evoluído a uma taxa próxima de 6% ao ano. A alternativa de usinas termelétricas revela-se atraente... , mas vem encontrando um ambiente de indefinições no que tange à transição entre o modelo atual e o predominante privado... Os investimentos vêm sendo adiados, o que contribui para o aumento da probabilidade de falta de energia, que atualmente está estimada entre 11% e 16%.” (Boletim Diário da Tendências Consultoria, 2000, Apud. GUEDES FILHO)

Segundo JABUR (2001), o problema na época não foi falta de capacidade instalada, próxima a 74 mil megawatts, enquanto que a demanda máxima registrada era de 56 mil megawatts. O problema foi o emprego do estoque de água nos reservatórios. Como consequência, os níveis não eram suficientes para suportar o período de estiagem (de maio a novembro). Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, a previsão era que, no final de abril, o estoque de água nos reservatórios do sudeste e centro-oeste fosse de apenas 36,2%, diante dos 49% que permitiriam enfrentar a estiagem (JABUR,2001).

Portanto, no mês de abril de 2001, o Governo decretou o “Plano de Redução de Consumo e Aumento de Oferta”, produzido pela Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel e divulgada pelo Ministério de Minas e Energia – MME, que viria a ser o maior racionamento da história do País. O racionamento afetou profundamente a vida de todos os brasileiros, fazendo com que 140 milhões de pessoas fossem obrigadas a economizar em 20% suas contas de energia sobre o consumo médio de maio, junho e julho de 2000, com exceção das famílias que

consumiam até 100 kWh por mês. Para a indústria, comércio e serviços públicos, a redução imposta do consumo seguia regras em função do setor em que a empresa/órgão se encontrava, podendo chegar a uma redução de 35%. O Governo era o agente controlador dos resultados, podendo aplicar multas e penalidades caso as metas propostas não fossem atingidas (Cf. JABUR,2001, p. 52).

A redução do consumo total de energia elétrica no País em 2001 foi significativa, atingindo 310000 GWh, praticamente a mesma quantidade de energia no ano de 1998, que foi de 307000. Observa-se que no ano 2000 o consumo foi de 331000 GWh, ou seja , houve uma redução de 6,6% em relação ao ano de 2000, como mostra no Gráfico da figura1.



Fonte: Boletim Energético Nacional – BEN – 2005 do Ministério de Minas e Energia - MME.

Figura 1. Consumo de energia elétrica em Tera Watt (TWh) desde 1975

A adesão popular, bem como das indústrias foi relevante e atingiu as metas nos meses de junho até setembro. Em outubro, o setor residencial acabou cedendo e voltando ao uso sem controle, mas o racionamento já estava chegando próximo do seu fim.

Para a indústria, foi uma excelente oportunidade para re-estudar toda a engenharia elétrica de seus processos e buscar a eficiência energética, melhorando os rendimentos de seus equipamentos desde uma simples lâmpada até máquinas altamente consumidoras.

Ao final de 2001 e começo de 2002, a chuva contribuiu significavelmente para o fim da crise. Em janeiro e fevereiro de 2002, os índices pluviométricos das regiões das represas foram bem superiores à média histórica, permitindo o enchimento dos reservatórios das usinas hidroelétricas, e, portanto, o final do racionamento.

O setor elétrico não teve a mesma flexibilidade que os outros setores industriais, uma vez que vender energia elétrica é o principal negócio. Assim, as perdas de todo o setor ultrapassaram R\$ 7 bilhões no período de junho a novembro de 2001, provocando um grande desgaste político para o Governo Federal administrar, pois questionavam quem iria assumir esta dívida.

O Produto Interno Bruto – PIB foi duramente afetado pela crise. Em 2000, o PIB havia crescido 4,36%, e as perspectivas para 2001 eram animadoras, mas o crescimento não passou de 1,31% (IBGE, 2002), reflexo direto da retração industrial que, durante o todo o ano de 2001, obteve índices negativos em suas produções. É certo que outros fatores prejudicaram a economia Brasileira, como a crise Argentina e os atentados de setembro nos Estados Unidos, mas a crise da energia foi sem dúvida o principal motivo do comportamento da economia naquele ano.

Mas o que aconteceu para termos a crise do setor elétrico? O Governo Federal não podia falar que tudo foi uma grande surpresa. Vários especialistas alertaram sobre os riscos da falta de novos projetos e investimentos em geração de energia elétrica, entre eles estão o relatório da Coopers & Lybrand de 1997 e o estudo realizado pela Tendências Consultoria Integrada em 1999 (JABUR,2001).

Mas além destes alertas, faltou planejamento para a diversificação da matriz energética brasileira do setor elétrico, representando um grande risco para o ponto mais estratégico de um País que é o fornecimento de energia. Completando o quadro, podemos destacar a desestruturação do setor elétrico e a inexistência de regulação do setor.

3. OS ENTRAVES DO AUMENTO DE OFERTA DE ENERGIA

3.1 Hidrelétricas

O Governo Federal, através da Empresa de Planejamento Energético – EPE¹, contempla no seu Plano Decenal 2006 – 2015 um cenário de expansão da geração de energia elétrica, baseado em projetos estruturantes de grandes usinas hidrelétricas e na ampliação da Usina Nuclear de Angra, ou seja, Angra III (1039 MW de capacidade instalada), as usinas hidrelétricas do complexo Madeira (Jirau e Santo Antonio, com capacidade de 6450 MW) e a hidrelétrica Belo Monte (5500 MW), que quando somadas, representam 30% da capacidade total planejada até 2015.

Estas usinas hidrelétricas demandam grandes reservatórios nos seus projetos, implicando diretamente em problemas ambientais e consequentemente atrasos para entrada de operação. Uma possibilidade de amenizar tal problema seria construir usinas tipo fio d'água, sem grandes reservatórios para armazenar água para o período seco. Em contra partida, a usina perde a capacidade de armazenamento e o sistema elétrico fica dependente das chuvas.

Segundo o Plano, as usinas de Jirau (3300 MW) e Santo Antônio (3150 MW) entrarão em operação em 2011 e 2012, respectivamente, mas ambas ainda não têm as licenças prévias emitidas pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente – IBAMA e, portanto, ainda não foram licitadas. A usina hidrelétrica de Belo Monte (5500 MW) tem no mesmo Plano uma previsão de operação somente em 2014. No entanto, além de problemas ambientais, há sérios problemas sociais, com o envolvimento de populações indígenas da Bolívia que protestam contra a construção da usina, que prejudicaria o volume de águas do mesmo rio no seu País. Angra III está prevista para operar em 2012. Como esta usina necessita de 6 anos para ser construída, o prazo já está comprometido, e dificilmente estará operando antes de 2014.

A única usina do plano que já tem a Licença de Instalação é a de Estreito. A usina hidrelétrica de Estreito será construída no rio Tocantins, no município de Estreito, Estado do Maranhão, e na divisa dos municípios de Aguiarnópolis e Palmeiras do Tocantins, Estado do Tocantins, e

¹ EPE é um órgão ligado ao Ministério de Minas e Energia e tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Seus planos influenciam a indústria de energia no direcionamento de investimentos em infra-estrutura.

terá potência instalada de 1087 MW e de acordo com o mais otimista dos cronogramas estará pronta em 2011.

Para o presidente da Eletrobrás, Aloísio Vasconcelos, a área ambiental precisa de um pacto para resolver os entraves que atrapalham a construção de empreendimentos de geração de energia. Segundo ele, o país chegará a 2010 sem problemas na produção de energia elétrica, mas após essa data será preciso uma comunhão entre as partes:

"A tranquilidade do equilíbrio energético vai até 2010, daí para frente, é preciso compatibilizar a necessidade de crescimento do país, de geração de energia com os radicalismos ambientais para se chegar a construção, pelo diálogo, de um modelo de desenvolvimento sustentável e sustentado", disse, acrescentando que é necessário um maior diálogo entre o Ministério de Minas e Energia e as áreas ambientais para um acordo que flexibilize os posicionamentos", entrevista cedida por Aloísio Vasconcelos para a Agencia Canal Energia em 28/12/06.

Mas o professor Liszt Vieira, da PUC-RJ, como outros consultores em energia, entendem o fato ambiental de outra forma:

"Tenta-se criar a falsa idéia de que meio ambiente é entrave ao desenvolvimento, quando, na verdade, é sua condição". artigo no jornal Folha de São Paulo de 08/01/2007, p. 4, c. economia.

O elevado custo destas usinas também se torna grande obstáculo para o aumento da oferta de energia. Só o complexo da Usina de Belo Monte consumirá cerca de R\$ 20 bilhões (estudo preliminar da Construtora Odebrecht), ou seja, 19% dos investimentos previstos no Plano, sem considerar os investimentos das linhas de transmissão. Alias, este é outro problema enfrentado pelo Governo Federal na oferta de energia. Estas grandes usinas projetadas ficam em áreas de difícil acesso, totalmente isoladas e distantes dos centros de carga, como é o caso do Rio Madeira em relação à região Sudeste.

3.2 Termelétricas

Nas usinas térmicas, o problema resume-se na falta de planejamento. Hoje não existe gás para as usinas que estão prontas para iniciarem o funcionamento (3600 MW médios instalados).

Estas usinas foram construídas no modelo antigo do setor elétrico, dentro de um ambiente jurídico e regulatório diferente do atual. Três delas eram do tipo "merchant"² e foram adquiridas da El Paso, Enron e EBX. No modelo antigo, havia o direito de uma "merchant" operar quando quisesse, quando tivesse gás, tivesse mercado e ainda declarando seus custos reais.

Há cinco anos, a Petrobrás incentivou o uso massivo do gás natural e todos os usuários têm contratos firmes de fornecimento de gás natural com as Distribuidoras locais. A Petrobrás precisa do gás para operar as térmicas. No entanto, ela não pode firmar um contrato de gás como garantia, porque este gás não existirá nos próximos 3 anos.

Assim, o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS não pode contar com as térmicas, muito menos autorizar o funcionamento. Caso haja alguma emergência que ameace a oferta de energia assegurada ao sistema, a Petrobrás disponibilizará este gás, fazendo com que grandes clientes industriais que utilizam o gás natural deixem de utilizar o energético pelo tempo que for necessário. Além de todos estes fatores inibidores, existem as diferenças entre o planejado e o executado, como podemos observar na tabela 2. A média de acréscimo de energia real foi de 3100 MW, enquanto que o plano decenal contemplava 4100 MW, uma diferença de 5000 MW em cinco anos, entre o planejado e o executado.

Tabela 2. Histórico de acréscimo de energia entre 2001– 05.

	2001	2002	2003	2004	2005	Média
Acréscimo anual de energia - MW	2500	4600	4000	4200	2400	4100
Acréscimo real - MW						3100

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel - 2006.

Considerando as questões ambientais, os custos elevados das obras, as diferenças entre o planejado e o real e o problema das térmicas, podemos afirmar com certa assertividade, que o

² Uma das principais características dos contratos Merchant é que eles possuem uma provisão, no sentido de que, caso, excepcionalmente, em determinados meses, as receitas auferidas com os contratos de compra e venda de energia não sejam suficientes para fazer frente a determinados custos, a Petrobras deverá realizar uma "Contribuição de Contingência" em montante suficiente para arcar com estes custos. Fonte: site da Petrobrás.

Plano Decenal 2006 – 15 terá dificuldade para cumprir o que foi proposto. O Plano de Aceleração de Crescimento - PAC, lançado em janeiro de 2007 pelo governo federal, não foca a questão ambiental de forma pragmática e tudo leva a crer que haverá a interferência da Presidência da República sobre o Ministério do Meio Ambiente. Portanto, o problema sai da esfera técnica e vai migrar para a política.

4. A SITUAÇÃO ATUAL DO SETOR ELÉTRICO E AS PROJEÇÕES FUTURAS

Atualmente, na geração de energia, há muita discussão a respeito de um possível desequilíbrio entre oferta e demanda por eletricidade. A síndrome do apagão de 2001 estaria para acontecer outra vez. Como mencionado no item anterior, os motivos seriam a inexistência de investimentos, entraves regulatórios e ambientais para serem resolvidos, além da questão do gás insuficiente para abastecer usinas térmicas. As chuvas do final de 2006 e começo de 2007 encheram os reservatórios de quase todas as usinas hidrelétricas do País, descartando qualquer problema para o ano de 2007.

O cenário fica mais crítico à medida que o tempo está passando e os investimentos para o desenvolvimento do setor esbarram na lentidão do Governo Federal. Segundo Tolmasquim (entrevista a Fábio Couto, da Agência CanalEnergia, Consumidor, 23/01/2007), presidente da EPE, o País precisa crescer em 5,3% a sua capacidade instalada assegurada em 2007, ou seja, algo em torno de 5000 MW. Este valor é calculado com base na estimativa do crescimento do PIB. Para isso, os especialistas utilizam o fator 1,33 sobre a previsão do crescimento. Tolmasquim tomou como referência um crescimento da economia de 4%. Atualmente, a oferta de energia elétrica é de 104467 MW, sendo 96294 MW de potência instalada no País, e 8170 MW são importados dos países vizinhos. O montante mais significante da importação vem da Bi-nacional Itaipu com 5650 MW. Estes números podem ser observados na tabela 3, que mostra também o tipo de usina, tipo de energético utilizado, capacidade instalada etc.

Segundo a Aneel, a real situação do momento é a que está representada na tabela 4, onde se verifica os atuais 96294 MW instalados no País, 23132 MW em empreendimentos outorgados e 3087 MW em construção, distribuídos em 1596 empreendimentos.

Segundo o Plano Decenal 2006 – 2015 elaborado pela EPE, o País terá uma trajetória de crescimento de demanda de energia elétrica baseada nos cenários de crescimento do PIB. Na

tabela 5, observam-se as projeções de crescimento médio da economia e sua relação com o crescimento do consumo energético, o aumento do consumo *per capita* em função do crescimento da população. Na projeção do Plano, o crescimento de consumo de energia será acima de 5% nos próximos 9 anos, o mesmo ocorrendo com o consumo per capita, ou seja, a população terá acesso ao uso de equipamentos elétricos que até então não utilizavam.

Tabela 3. Empreendimentos de energia em operação.

Tipo	Capacidade Instalada			Total		
	N.º de Usinas	(MW)	%	N.º de Usinas	(MW)	%
Hidro	635	73680	70,53	635	73680	70,53
Gás	Natural	74	9859	9,44	101	10798 10,34
	Processo	27	938	0,90		
Petróleo	Óleo Diesel	546	3052	2,92	566	4460 4,27
	Óleo Residual	20	1407	1,35		
	Bagaço de Cana	227	2663	2,55		
Biomassa	Licor Negro	13	785	0,75	270	3699 3,54
	Madeira	26	224	0,21		
	Biogás	2	20	0,02		
Nuclear	Casca de Arroz	2	6,4	0,01	2	2007 1,92
		2	2007	1,92		
Carvão Mineral	Carvão Mineral	7	1415	1,36	7	1415 1,36
Eólica		15	239	0,23	15	239 0,23
	Paraguai		5650	5,46		
Importação	Argentina		2250	2,17	8170 7,82	
	Venezuela		200	0,19		
	Uruguai		70	0,07		
Total		1596	104467	100,00	1596	104467 100,00

Fonte: Aneel – 2006.

Salienta-se que para o País crescer acima de 4% ao ano, a oferta de energia deve estar planejada de tal forma que acompanhe a trajetória de desenvolvimento. Quando analisamos a situação dos empreendimentos geridos pela Aneel, verifica-se que os problemas num futuro

próximo começam a materializar-se. A tabela 6 apresenta a situação dos empreendimentos no horizonte de 4 anos.

Tabela 4. Situação dos empreendimentos de energia.

Fonte de Energia	Situação	Potência Associada (MW)
15 empreendimento(s) de fonte Eólica	em operação	237
1 empreendimento de fonte Fotovoltaica	em operação	20
947 empreendimentos de fonte Termelétrica	em operação	22379
633 empreendimentos de fonte Hidrelétrica	em operação	73678
109 empreendimento(s) de fonte Eólica	outorgada	4692
281 empreendimentos de fonte Hidrelétrica	outorgada	8904
100 empreendimento(s) de fonte Termelétrica	outorgada	9535
73 empreendimentos de fonte Hidrelétrica	em construção	3040
18 empreendimentos de fonte Termelétrica	em construção	808

Fonte: Aneel - 2006

Tabela 5. Projeção de mercado.

Discriminação	1980	1990	2000	2005	2010	2015
PIB						
R\$ bilhões {2004}	1069	1249	1624	1819	2213	2745
Variação período (% ano)	-	1,6	2,7	2,3	4,0	4,4
População total						
Milhões de habitantes	120	145	171	182	193	202
Variação período (% ano)	-	1,9	1,6	1,3	1,1	1,0
PIB per capita						
R\$ {2004}/hab/ano	8920	8606	9503	9967	11465	13560
Variação período (% ano)	-	-0,4	1,0	1,0	2,8	3,4
Consumo energia elétrica						
TWh	122	219	333	374	484	618
Variação período (% ano)	-	6,0	4,3	2,3	5,3	5,0
Cons. energ. Elet. Per capita						
kWh/hab/ano	1018	1509	1949	2049	2507	3053
Variação período (% ano)	-	4,0	2,6	1,0	4,1	4,0

Fonte: Plano Decenal 2006 - 2015 – EPE – 2006.

Para evitar este descompasso, o Governo Federal lançou em janeiro de 2007 o Plano de Aceleração do Crescimento - PAC e definiu medidas que devem ser imediatamente tomadas em investimento em usinas hidrelétricas para a geração de energia com facilidades nas condições de financiamento, apoio para a geração de energia pela biomassa e desoneração de impostos na indústria de equipamentos de usinas de geração de energia. No entanto, sabe-se que o tempo para se colocar uma hidrelétrica em funcionamento é, em média, de quatro anos e como pode ser visto na tabela 6, ainda existem muitas restrições. Portanto, não basta o lançamento do plano, e sim sua real execução. No mesmo plano, o governo promoveu alguns incentivos para outras formas de geração de energia, entre elas, encontra-se a co-geração a gás natural.

Tabela 6. Situação dos empreendimentos de geração em MW

Restrição	2006	2007	2008	2009	2010	Sem previsão	Total
Sem restrição	1922	2651	613	93	182	-	5463
Com restrição (licença Ambiental)	758	1907	1176	1342	1882	-	7066
Grave restrição (Liminar Jurídica)	332	31	-	630	110	16903	18008
TOTAL	3013	4590	1789	2066	2174	16903	30537

Fonte: Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração – SFSG – Aneel – out/06

5. MATRIZ ENERGÉTICA PAULISTA E BRASILEIRA

A matriz energética brasileira atual é composta basicamente por 5 energéticos: derivados de petróleo, água (hidráulica), gás natural, carvão e biomassa. Entretanto, a situação difere de décadas atrás. A tabela 7 mostra a evolução da matriz energética de 1973 a 2005.

Esta evolução foi positiva para o País. Em 30 anos, mudou-se consideravelmente a matriz, e mudou-se para melhor. A participação hidráulica aumentou em 146%, massificou-se o uso do gás natural e reduziu-se o uso da biomassa (cresceu-se 2% em relação a 2004), mas foi a redução da lenha que é devastadora para as florestas, o grande motivo desta redução. Na comparação com os países da Organização de Cooperação de Desenvolvimento Econômico -

OCDE e com o mundo, a tabela 7 mostra que conseguiu-se diversificar e equilibrar melhor a matriz, porém optou-se por caminhos e estratégias diferentes, principalmente na geração de energia elétrica, onde o carvão, o urânio e derivados de petróleo têm papel importantíssimo para estes países. O Brasil utilizou de seus recursos naturais como os rios para tornar-se um dos maiores geradores de energia hidráulica do mundo.

O aumento do uso de derivados da cana, palha de arroz, serragem e outros resíduos da biomassa, em conjunto com a geração hidráulica de energia, fez do Brasil um dos países com maior utilização de energia renovável no mundo. A oferta interna de energia total em 2005, segundo o Ministério de Minas e Energia (através do Balanço Energético Nacional - BEN) foi de 218,6 milhões de tonelada equivalente de petróleo – TEP. Deste total, 97,7 milhões de TEP ou 44,7% correspondem à oferta interna de energia renovável, como pode ser observado na figura 2. Como resultado, a matriz energética ano base 2005 tem a forma apresentada na figura 3. Nesta figura, destaca-se o gás natural com o maior crescimento entre os outros energéticos. Ele participa com 9,3%, podendo chegar em 2010 a mais de 12%, principalmente pela necessidade do uso deste energético para gerar eletricidade nas termelétricas. Além do aumento da participação do gás natural, nota-se a redução lenta do petróleo e derivados, o aumento da energia hidráulica e a manutenção do carvão e do urânio, mesmo com a entrada de Angra III em 2013.

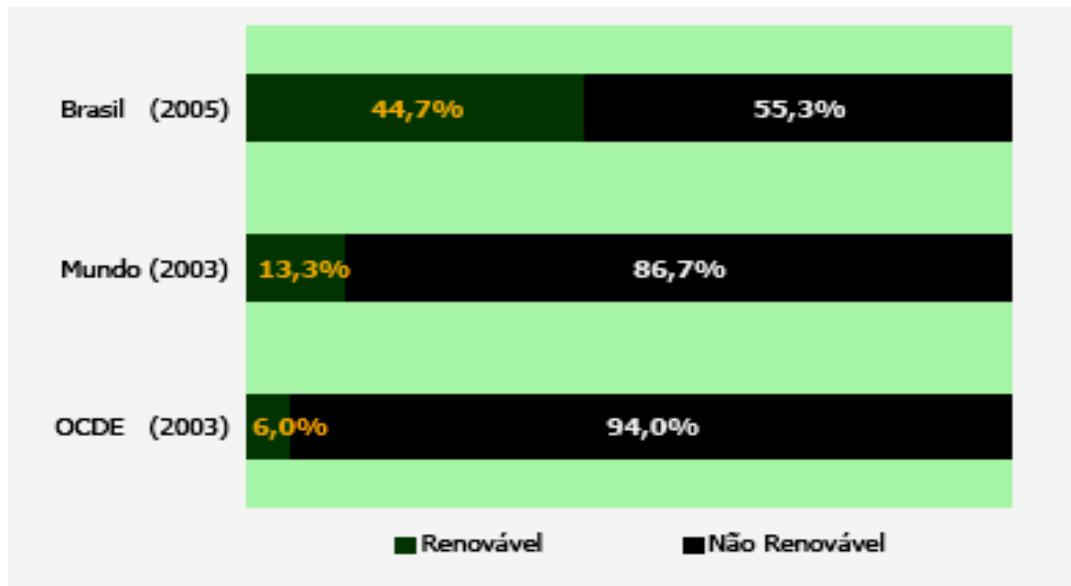
Tabela 7. A evolução da oferta de energia

ENERGÉTICOS	Brasil		OCDE		Mundo	
	1973	2005	1973	2005	1973	2005
Petróleo e Derivados	46,0%	38,4%	53,0%	40,7%	46,0%	35,3%
Gás Natural	0,4%	9,3%	18,8%	22,0%	15,9%	20,9%
Carvão Mineral e Derivados	3,1%	6,4%	22,4%	20,5%	24,3%	24,1%
Urânio (U_3O_5) e Derivados	0,0%	1,2%	1,3%	10,7%	0,9%	6,4%
Energia Hidráulica e Eletricidade	6,1%	15,0%	2,1%	2,0%	1,8%	2,1%
Biomassa (produtos de cana, lenha, etc)	44,8%	29,7%	2,5%	4,0%	11,0%	11,2%

Fonte: BEN – 2005

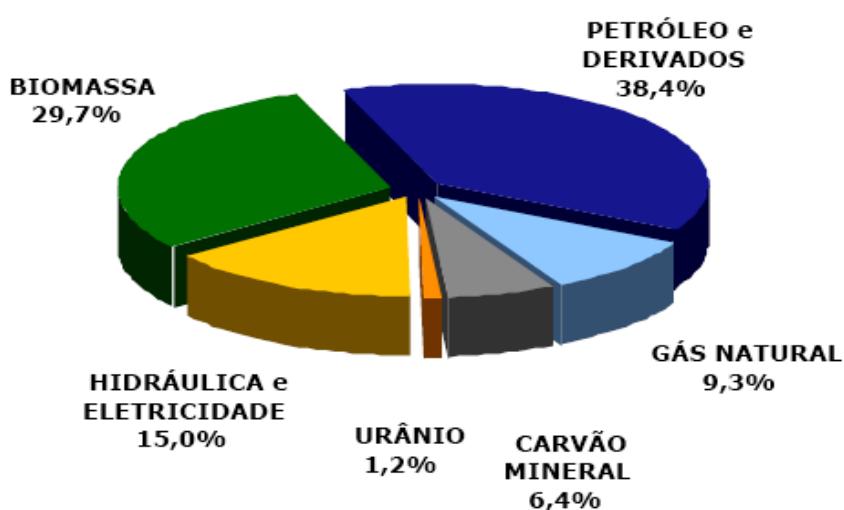
(*) Biomassa inclui lenha, carvão vegetal, bagaço de cana, energia solar, eólica, etc.

Em relação à nossa matriz elétrica, o uso das energias renováveis é de 89% (considerando a importação de energia elétrica), sendo a restante, composta por gás natural, carvão, derivados de petróleo e urânio. A matriz de energia elétrica era, até a crise, toda baseada na geração hidráulica, pois, a visão dos planejadores da época era de que, além de abundante, a água era barata. Isto fez com que as outras formas de geração não tivessem grandes incentivos por parte do Governo Federal.



Fonte MME – 2006.

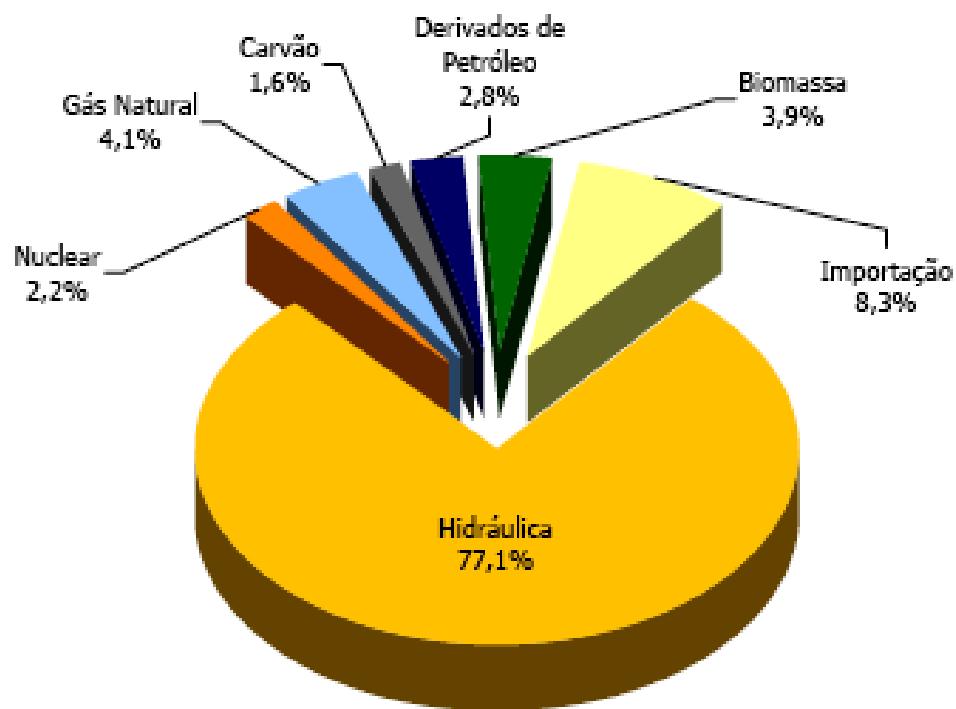
Figura 2. Comparação de oferta energia renovável.



Fonte: MME - 2006.

Figura 3. Matriz energética no País

A falta de uma política energética para promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos, bem como aproveitar as outras fontes de energia como o álcool, o gás natural, o carvão, a eólica e a energia termonuclear, foram fatais na crise que o País enfrentou. Hoje, o Governo Federal depois de muitos erros estratégicos, começa a alterar sua visão das necessidades energéticas futuras. Na figura 4, pode-se constatar a baixa diversificação de uso de energéticos para a geração elétrica.



Fonte: MME - 2006.

Figura 4. Diversificação da geração de energia elétrica no País.

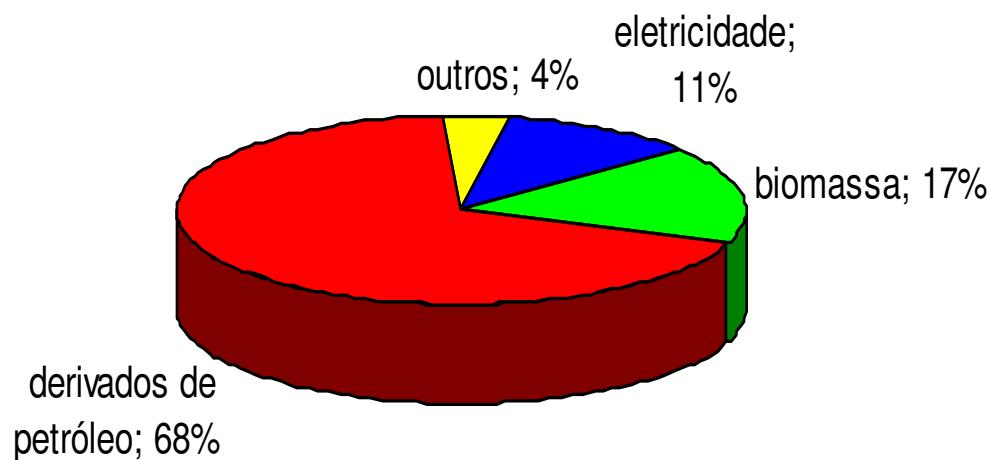
A matriz elétrica paulista foi adaptando-se à demanda econômica do estado frente à sua carência e restrição ao acesso de energéticos, tendo grande flexibilidade. Esta flexibilidade pode ser percebida na alteração da matriz conforme a tabela 8 e as figuras 5 e 6. Os derivados de petróleo declinaram 38%, a biomassa e a eletricidade aumentaram 52% e 82% respectivamente, além do surgimento do álcool e do gás natural. Segundo o Balanço Energético do Estado de São Paulo - BEESP, elaborado pela Secretaria de Energia, Recursos Hídricos e

Saneamento do Estado de São Paulo - SEEESP, a economia paulista sempre procurou diversificar sua matriz energética, ou buscou intensivamente a eficiência energética como uma de suas principais ações estratégicas fomentadas pelo governo estadual.

Tabela 8. Evolução do consumo final energético por fonte.

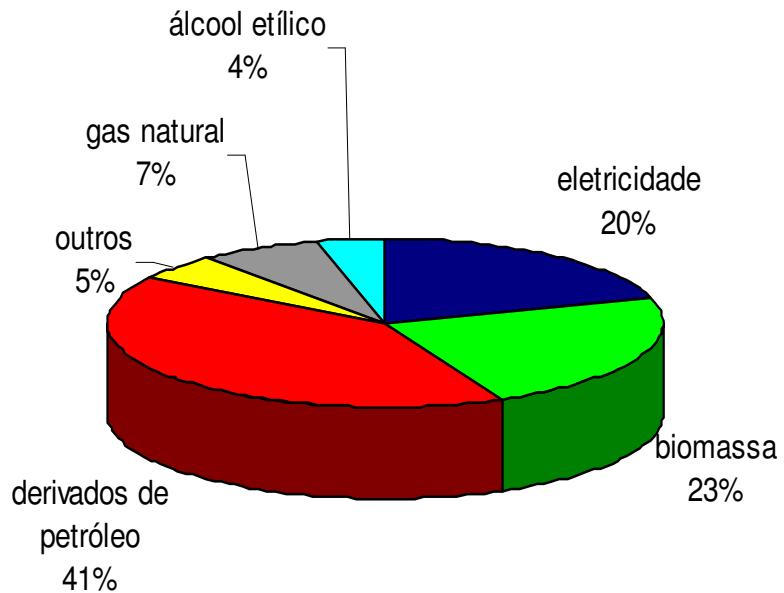
Energéticos	1970	1980	1990	2004
Petróleo e Derivados	66,0%	61,0%	45,0%	41,0%
Biomassa (produtos de cana, lenha, etc)	19,0%	16,0%	21,0%	29,0%
Energia Hidráulica e Eletricidade	11,0%	15,0%	20,0%	20,0%
Álcool etílico	0,0%	2,0%	7,0%	4,0%
Gás Natural	0,0%	0,0%	1,0%	7,0%
Outros	4,0%	6,0%	6,0%	5,0%

Fonte: BEEESP – 2005



Fonte: SEEESP – 2005.

Figura 5. Matriz energética 1970 do Estado de São Paulo.



Fonte: SEESP – 2005.

Figura 6. Matriz energética 2004 do Estado de São Paulo.

Segundo a SEESP, a tendência de crescimento da eletricidade e do gás natural na matriz energética será o vetor que indicará a nova transformação da matriz energética nos próximos 10 anos. O gás natural atingirá os 20%, e a eletricidade poderá atingir os 22%, enquanto que os derivados de petróleo declinam para algo em torno de 30%. Todos estes números estão na projeção do cenário otimista de crescimento da economia paulista apresentado na tabela 9.

Segundo a SEESP, o grau de dependência do Estado por importação de energéticos para o atendimento de sua demanda estabilizou-se nos últimos anos. Esta não é a mesma previsão da Associação dos Cogeradores de energia do Estado de São Paulo – CogenSP, que sinaliza que o grau de dependência de energia tende a aumentar se nada for feito para aumentar a oferta de energia dentro do Estado. Nas tabelas 10 e 11, pode-se observar que, a partir de 2004, não houve acréscimo de capacidade instalada.

Tabela 9. Previsão de uso de energia no Estado de São Paulo.

Energéticos	2006	2010	2013	2016
Gás natural	48876	80964	114156	155507
Carvão vapor	233	191	168	131
Lenha	10926	10491	9679	8335
Outras primárias	10808	14140	17183	20775
Óleo diesel	84083	89654	93832	97791
Óleo combustível	27225	27213	27303	26695
Gasolina	41453	41697	41469	40740
GLP	20007	20040	21221	22306
Nafta	770	797	794	765
Querosene	19279	23196	26406	30032
Gás de refinaria	11292	13265	14894	16642
Gás de coqueria	2533	3017	3420	3858
Coque de carvão	13541	15448	16886	18299
Eletricidade	106718	129674	149405	171639
Carvão vegetal	1318	1485	1617	1729
Bagaço de cana	94601	105328	110447	114019
Álcool anidro	9267	11056	12609	14367
Álcool hidratado	11707	13967	15928	18150
Outras secundárias	12535	17488	22158	27806
Total	525173	619010	699410	789454

Unidade: 10^9 kcal

Fonte: SEESP – 2005.

Tabela 10. Capacidade de energia elétrica no Estado (MW)

Descrição	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	96 a 06
Capacidade	11800	11971	12154	12788	13292	13695	14202	14515	14515	14515	14515	
Acréscimo	796	170	183	624	504	404	506	313	0	0	0	3510
Variação %	7,2	1,4	1,5	5,2	3,9	3,0	3,7	2,2	0,0	0,0	0,0	31,9

Fonte: SEESP - 2005.

Tabela 11. Acréscimo de energia elétrica no Estado (MW)

Descrição	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	96 a 06
Novas unidades	443	7	177	618	504	312	500	310	0	0	0	2871
Repotencializaç	354	163	6	18	0	92	7	3	0	0	0	644
Retir. Operação	-1,1	0	0	-1,7	0	0	-1,5	0	0	0	0	-4,3
Total	796	170	183	634	504	404	505	313	0	0	0	3511

Fonte: SEESP – 2005.

Nesse ambiente, a cogeração a Gás Natural e a biomassa aparecem como um importante fator para o suprimento de energia elétrica onde os potenciais hidráulicos já foram muito explorados em todo o Estado. No entanto, a Associação dos Cogeradores do Estado de São Paulo - Cogen SP afirma que muitos fatores contribuem para a análise anterior, e poderão servir de fomento para que a sociedade paulista e o Governo do Estado procurem modelos de geração de energia, utilizando os seus próprios recursos. Os principais vetores energéticos que sustentaram esta afirmação são:

- a disponibilidade de gás natural (gás importado da Bolívia e gás nacional das Bacias de Campos, Espírito Santo e Santos);
- a descoberta de importantes reservas de gás natural na Bacia de Santos, com início de produção prevista para meados de 2009;
- a existência de riscos hidrológicos e operacionais e as dificuldades regulatórias e de licenciamento para assegurar expansão da oferta de energia elétrica do Sistema Interligado, a médio prazo e longo prazo;
- A redução da capacidade de realizar investimentos públicos para a expansão da geração por hidroeletricidade;
- o esgotamento do potencial hidrelétrico de São Paulo, o que torna o Estado cada vez mais dependente da energia produzida em outras regiões do país (Atualmente, cerca de 42% da energia consumida dentro do Estado é importada de outros estados. Em 2015, prevê-se que

esse percentual deva crescer para um patamar em torno de 64%, como pode-se observar na tabela 12).

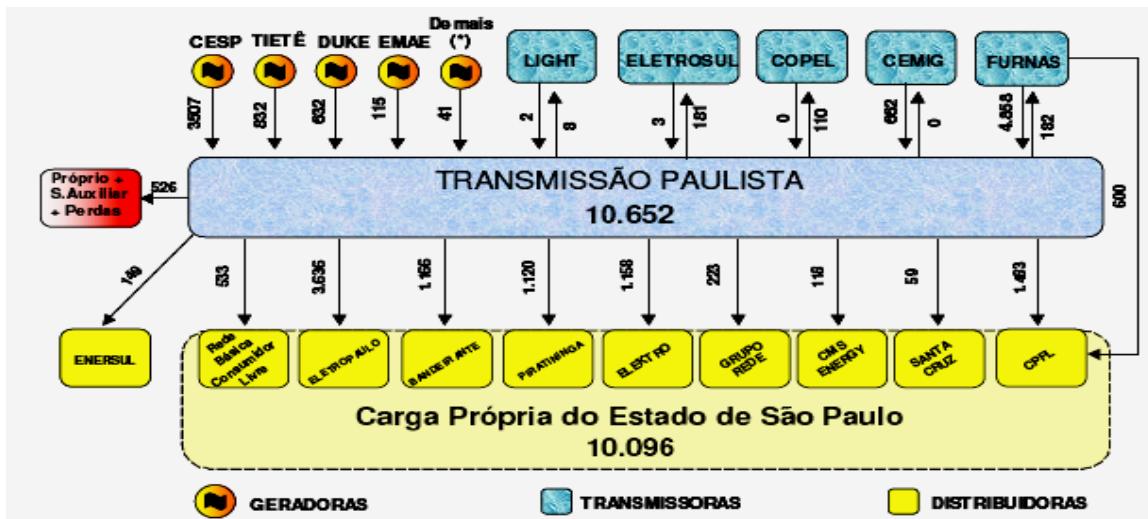
Tabela 12, Dependência energética de energia

Ano	Capacida de requerida	Capacita	Cogeraçã	Cogeraçõ	Total	Capacidade	Dependênci	Dependênci
		do o com Biomassa	o com com natural	Gás	cogeraçã o gás + biomassa	Atual cogeração	+ com Cogeração	sem Cogeração
2006	26261	80	14	94	14609	44%	45%	
2007	27574	160	37	197	14712	47%	47%	
2008	28953	300	66	366	14881	49%	50%	
2009	30400	500	130	630	15145	50%	52%	
2010	31920	750	246	996	15511	51%	54%	
2011	33516	1000	396	1396	15911	52%	57%	
2012	35192	1250	591	1841	16356	53%	59%	
2013	36952	1500	845	2345	16860	54%	61%	
2014	38799	1750	1131	2881	17396	55%	63%	
2015	40739	2000	1500	3500	18015	56%	64%	

Fonte: Cogen SP – 2007.

Se nada for feito para fomentar a geração de energia dentro do Estado, a dependência de importação de energia elétrica chegará a 64% em 2015, tornando o Estado ainda mais refém do fornecimento de outros estados, trazendo grande risco para o desenvolvimento do estado de São Paulo.

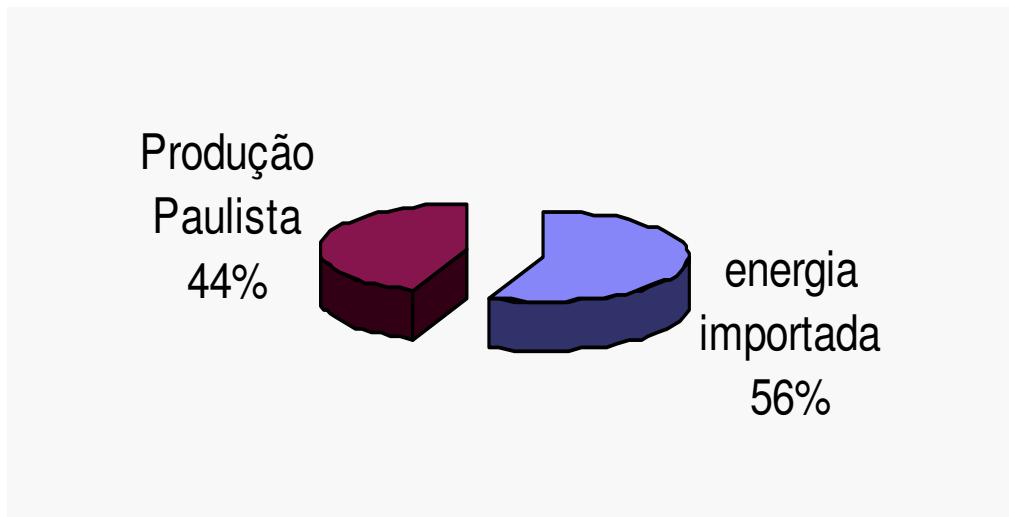
Na figura 7, é possível entender o fluxo de energia elétrica no Estado de São Paulo, no mês de novembro de 2006. A energia requerida pelo mercado paulista de energia elétrica foi de 10096 GWh, considerando a carga própria de energia das distribuidoras, o mercado livre e as perdas de transmissão. Para atender esses requisitos de energia, as geradoras paulistas CESP, Duke, AES Tietê, EMAE e outras produziram 5127 GWh, sendo os restantes 4031 GWh “importados” de outros estados (Itaipú, Furnas e CEMIG).



Fonte: SEEESP – 2006.

Figura 7. Fluxograma de Energia Transmitida no Estado de São Paulo– base 11/2006

O grau de dependência energética do Estado de São Paulo (energia importada / energia total) neste mês foi de 44%. A figura 8 a seguir ilustra essa dependência.



Fonte: SEEESP – 2006.

Figura 8. Produção de energia elétrica no Estado e importada – novembro 2006.

Segundo estudo realizado pela Cogen SP, a dependência de energia importada de outros Estados e os riscos decorrentes das distâncias das fontes de geração, podem-se transformar

em uma grande oportunidade para expansão da cogeração e da geração distribuída para São Paulo. Do ponto de vista estratégico, a indústria da cogeração de energia a gás natural é a melhor a alternativa para reduzir a elevação do grau de dependência energética do Estado de São Paulo. Esta alternativa energética, além da redução do grau de dependência de energia importada é também economicamente interessante, pois reduzirá a necessidade de investimentos adicionais em transmissão e distribuição de energia elétrica.

O mesmo estudo demonstra que um grau de dependência externa elevada para assegurar abastecimento de energia elétrica tem vários significados e consequências, que são destacados a seguir:

- Fator Operacional. A energia necessária para atendimento da demanda, de modo a complementar a capacidade de geração interna é “importada” de outras regiões. Os riscos operacionais e hidrológicos de desabastecimento são dependentes do sistema interligado e das distâncias das fontes de geração.
- Fator Econômico. A energia elétrica complementar de que o estado importador necessita é dependente dos custos de geração e de transmissão. Estes custos serão crescentes, exigindo importantes transferências de recursos financeiros das empresas que operam no estado importador, para pagar a energia gerada pelas empresas localizadas em outras regiões do país. No caso do Estado de São Paulo, pode-se estimar que a energia comprada pelas distribuidoras paulistas resulte numa transferência de recursos da ordem de US\$ 1,8 bilhões no ano de 2006.
- Fator Social. É fácil perceber que os impactos dessa transferência de recursos sobre a atividade econômica do Estado de São Paulo têm importante impacto na geração de trabalho e renda, na arrecadação de tributos, na competitividade industrial, nos custos dos serviços e na qualidade de vida das pessoas.
- Geração de novos postos de trabalho. A opção de gerar energia dentro do estado através da cogeração e da geração distribuída gerará novos empregos tanto na implantação dos sistemas, como também na operação e no gerenciamento. Essas novas tecnologias de cogeração e geração distribuída irão exigir uma mão-de-obra mais qualificada.

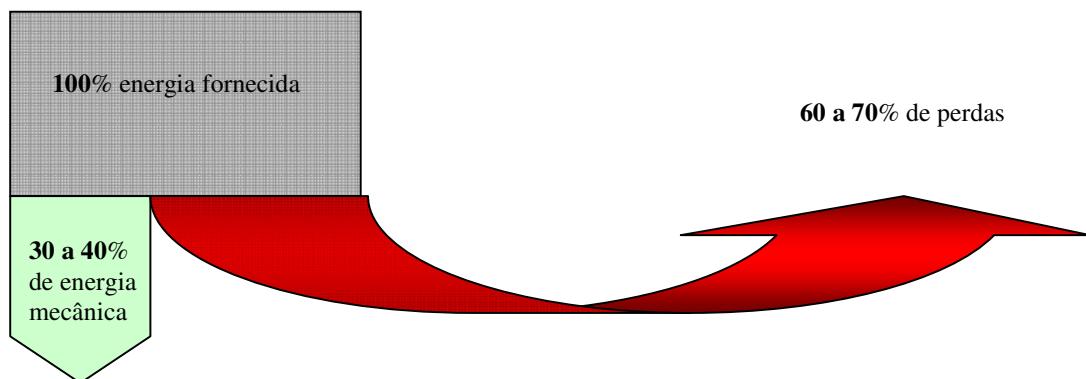
PARTE 2: COGERAÇÃO A GÁS NATURAL

6. AS TECNOLOGIAS DE COGERAÇÃO EXISTENTES

O termo cogeração começou a ser utilizado nos Estados Unidos da América na década de 70 para definir a produção conjunta em uma ou várias etapas de energia eletromecânica e térmica. Sua filosofia consiste em que o usuário final recupere energia útil e a aproveite ao máximo. A vantagem desta solução é que o consumidor economiza o combustível que necessitaria para produzir o calor do processo. Dessa forma, a eficiência global energética³ é a grande vantagem em uma cogeração, podendo chegar a quase 90%.

A melhor definição que pode-se dar para a cogeração é: a produção simultânea de diferentes formas de energia útil, como energia eletromecânica e térmica, para suprir as necessidades de uma unidade de processo, a partir de uma mesma fonte energética primária (BALESTIERI, 2002).

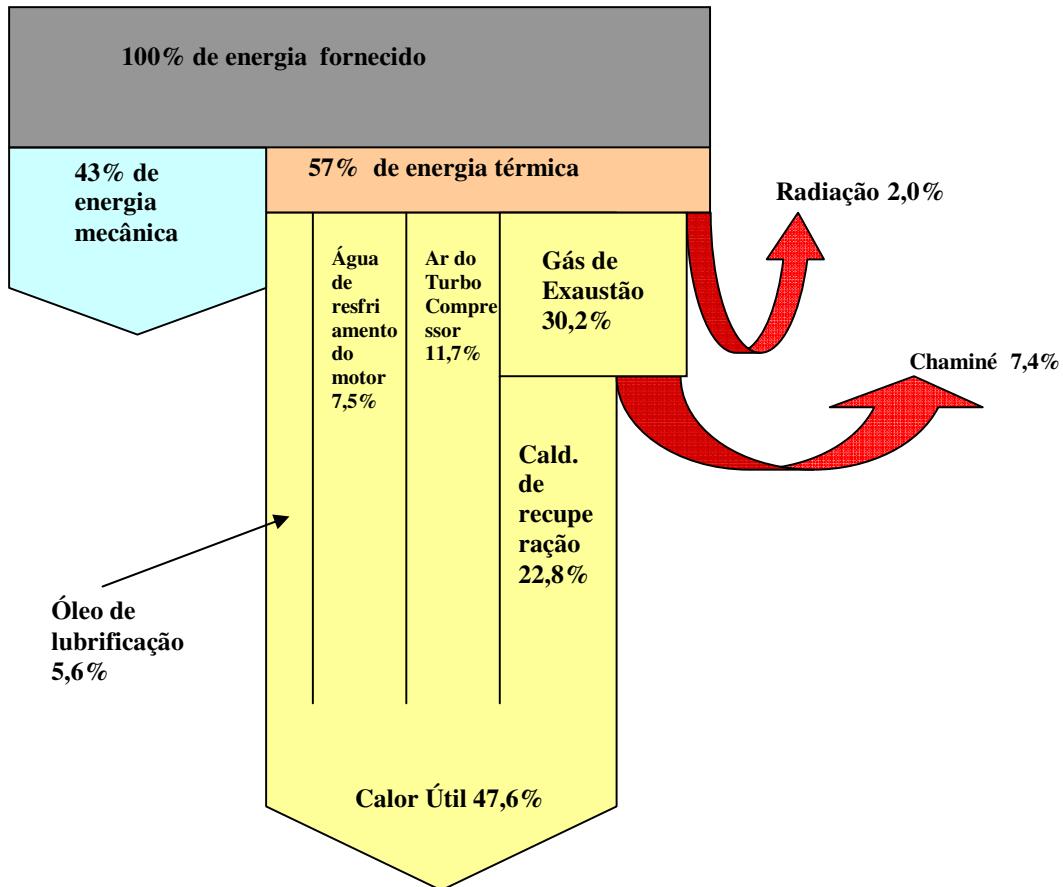
Um exemplo ilustrativo sobre o máximo aproveitamento da energia útil pode ser observado nas figuras 9 e 10, que mostram a diferença entre uma geração de energia por meio de um sistema sem cogeração e outro com cogeração.



Fonte: CogenRio - 2007.

Figura 9. Uso convencional na geração de energia.

³ Segundo Balestieri (2002) a eficiência global da cogeração é obtida pela razão entre todas as formas de energia efetivamente aproveitadas no ciclo e o calor gerado na queima do combustível. Seu valor se situa entre 70 e 90%, e o denominador expressa todo o conteúdo energético fornecido para produzir as quantidades de energia recuperadas na forma eletromecânica e térmica.

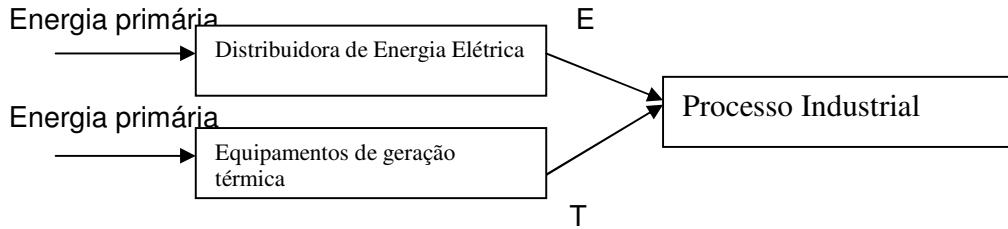


Fonte: Lora - 2006.

Figuras 10. Exemplo de distribuição de energia primária num motor dual fuel (*California Energy Commission, 2002*).

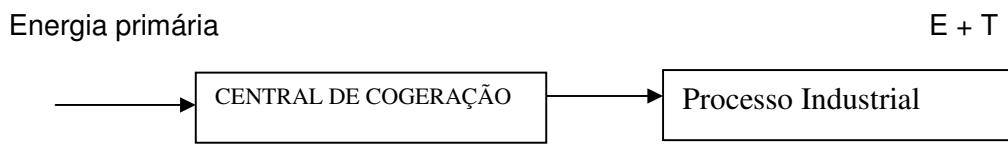
Basicamente, existem duas formas de geração de energia eletromecânica (iluminação, acionamento de bombas, motores e máquinas) e térmica (vapor, água quente /ou água gelada).

Uma consiste em adquirir a energia elétrica diretamente da Concessionária local de energia elétrica e gerar energia térmica por meio de equipamentos de geração térmica (caldeira, forno, secador etc), utilizando algum energético disponível na região (gás natural, óleo combustível, lenha etc); a outra consiste em gerar as duas energias simultaneamente através da cogeração, como pode-se exemplificar nas figuras 11 e 12.



Legenda: E= energia elétrica, T= energia térmica.

Figura 11. Modelo Industrial sem cogeração.



Legenda: E= energia elétrica, T= energia térmica.

Figura 12. Modelo Industrial com cogeração.

A cogeração permite um grande ganho potencial de conservação de energia, fornecendo ao processo os mesmos serviços que o modelo da figura 12, com uma eficiência energética acima de qualquer outro modelo de geração elétrica ou térmica. Assim, a produção simultânea de energia térmica e elétrica para uso local contribui em muito para a rentabilidade de uma planta de geração, principalmente pelo fato de apresentar eficiências elevadas, decorrente do uso dado aos gases quentes de escape necessariamente rejeitadas no ciclo térmico (LORA, 2006).

Os principais ciclos utilizados para configuração de uma central de cogeração são:

- ciclo Rankine ou a vapor;
- ciclo Brayton ou a gás;
- ciclo combinado;

O ciclo Rankine na figura 13 é utilizado quando da existência de caldeiras aquatubulares de média e alta pressão de vapor acopladas a turbinas a vapor (condensação e extração) ou turbinas de contrapressão. Este sistema é bastante utilizado no País, principalmente pelas usinas de cana de açúcar e grandes indústrias que geram muita biomassa em seus projetos produtivos. A grande maioria de seus equipamentos é de fabricação nacional, facilitando sua operação; como inconveniente, o ciclo Rankine é um processo de baixa eficiência frente ao ciclo a gás e combinado.

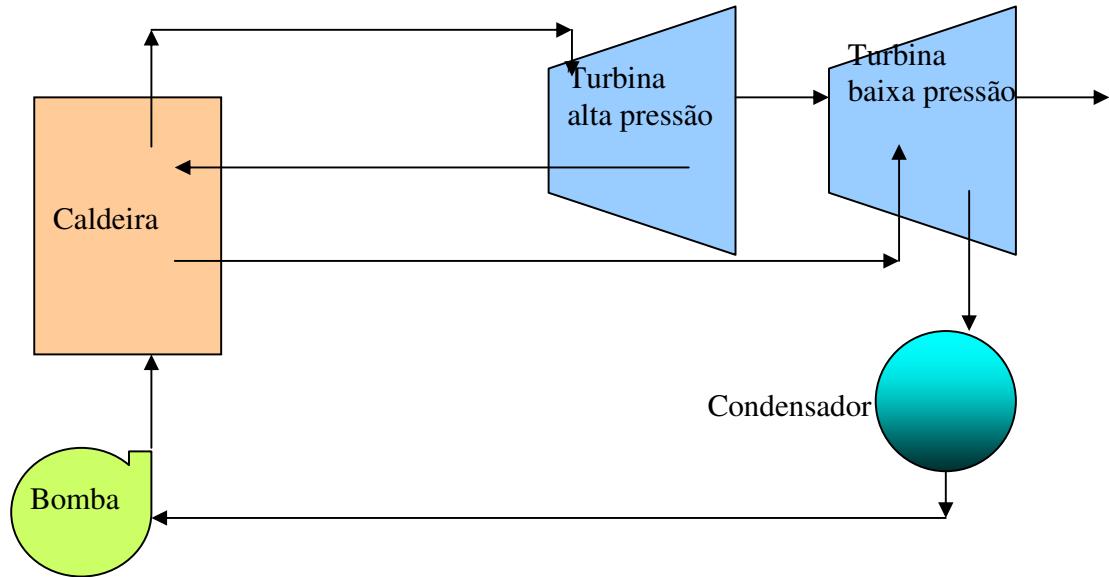


Figura 13. Ciclo Rankine.

O ciclo Brayton mostrado na figura 14 tem uma configuração diferente. Ele utiliza uma turbina ou motor a gás acoplado a geradores. Os gases de escape da queima do energético são aproveitados no processo da melhor forma possível. Um exemplo de utilização de gases de escape é quando há uma grande necessidade de ar quente para secagem, ou para obter troca de energia com água.

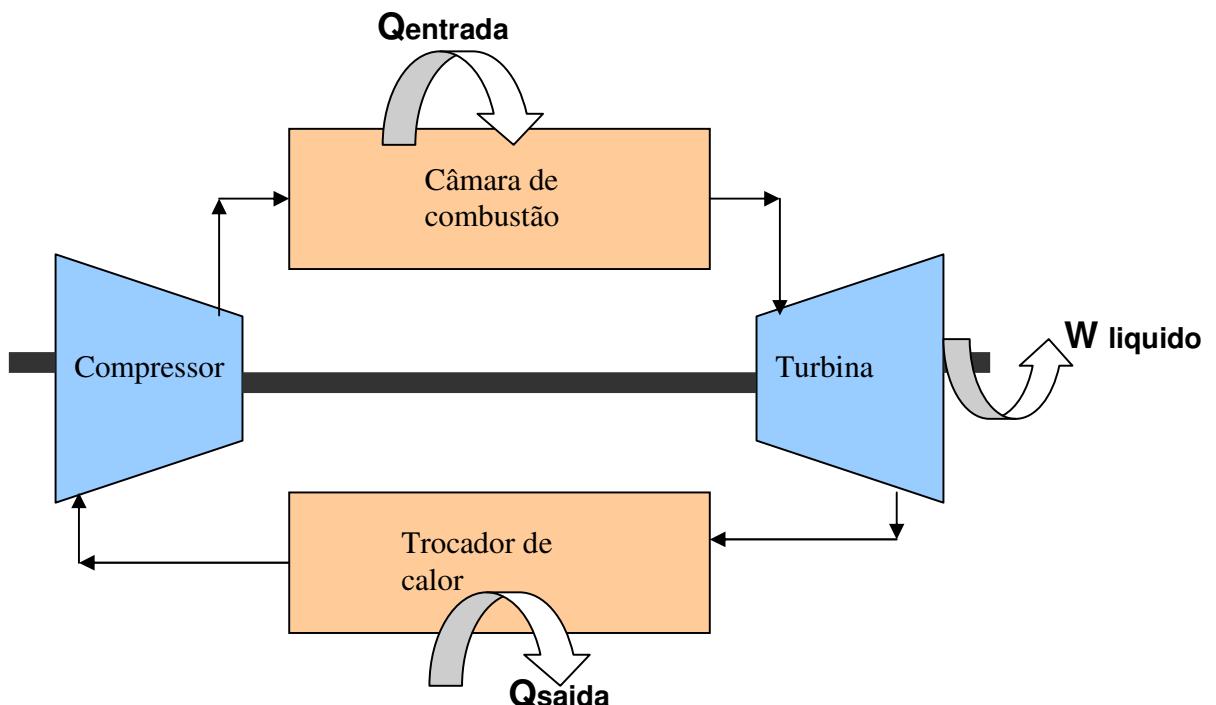


Figura 14, Ciclo Brayton.

Já o ciclo Combinado mostrado na figura 15, além de ser o mais eficiente, é o mais completo e o que melhor utiliza os conceitos termodinâmicos. Neste caso, utiliza-se uma turbina a gás ou um motor que são acoplados a um gerador para gerar energia eletromecânica. Os gases do escape são reaproveitados em uma caldeira de recuperação, retirando energia térmica. Do sistema de refrigeração do motor ou da turbina, retira-se mais energia térmica que será reaproveitada em equipamentos do processo. Além dessa maior recuperação, utiliza-se uma turbina a vapor para retirar mais energia eletromecânica do vapor gerado pela caldeira de recuperação. Pode-se observar, na figura 15, a disposição dos componentes em uma planta de cogeração. Esta disposição pode ser classificada conforme a seqüência do fluxo de calor e sua conversão em energia eletromecânica. O Ciclo “topping” produz energia mecânica em uma máquina térmica e direciona o rejeito de calor a outro processo do sistema. Ocorre o inverso no Ciclo “bottoming”, aproveita-se a energia do processo para gerar energia eletromecânica (BALESTIERI, 2002).

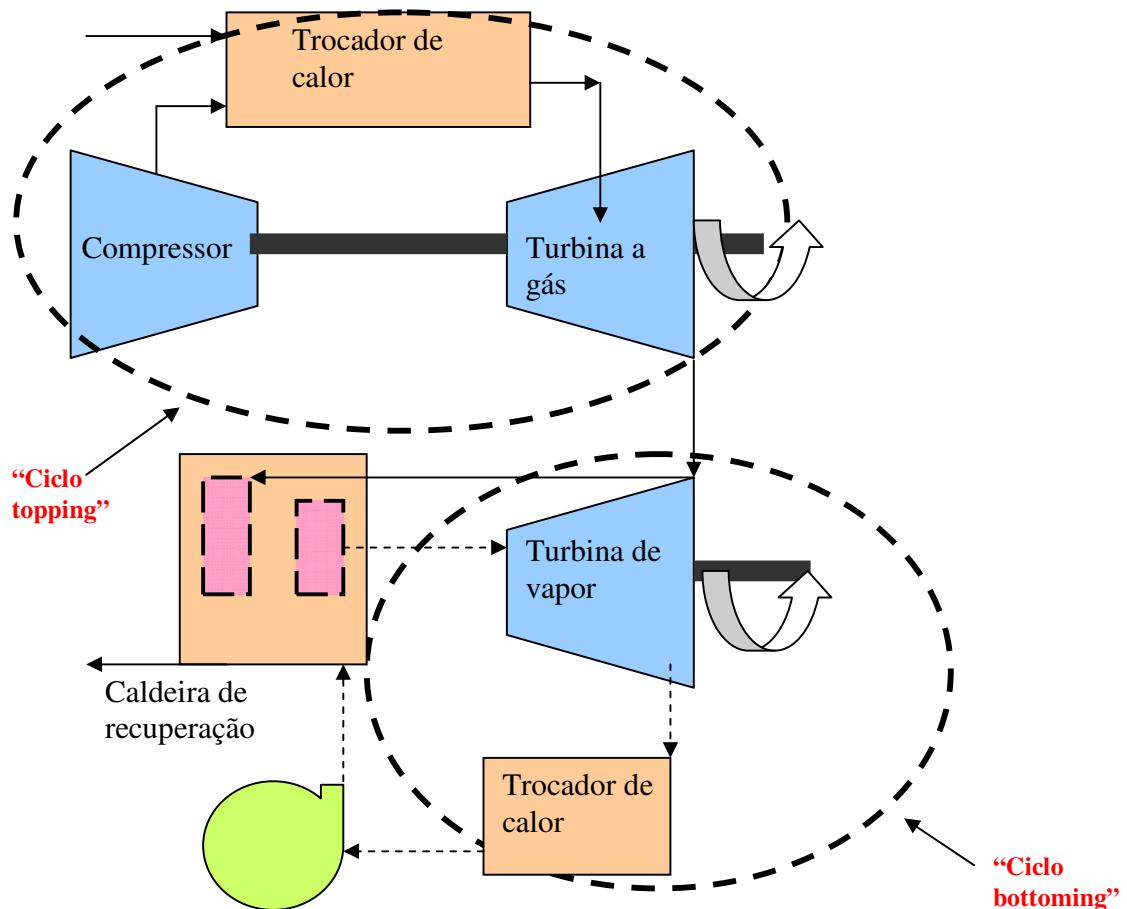
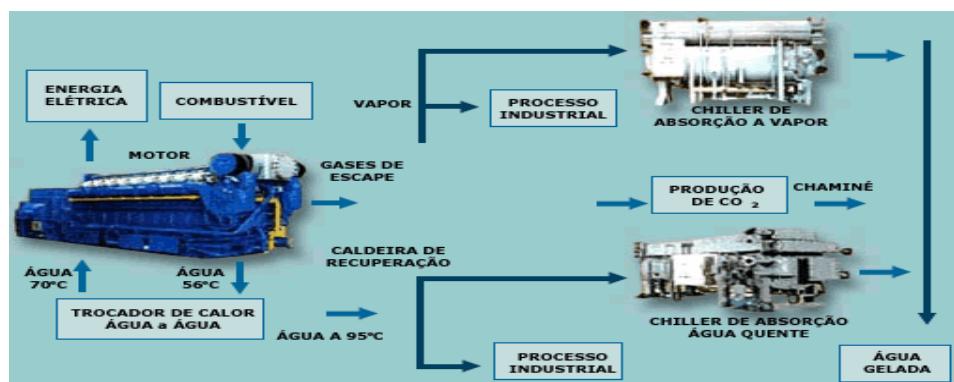


Figura 15. Ciclo Combinado

Na figura 16, pode-se observar o modelo de cogeração a gás natural muito utilizado quando se deseja obter energia para ar condicionado, apresentando ótimos resultados de eficiência. Nesta configuração, o uso de *chillers* (absorção a vapor ou água quente) combinados com outros equipamentos, permite a obtenção de água gelada e posteriormente o ar frio.

Para um projeto de cogeração, pode-se escolher a opção por turbina ou motor estacionário. Esta decisão de projeto está diretamente relacionada com a definição estratégica operacional da planta, pois nesta fase do projeto, o conhecimento das necessidades operacionais da indústria é fundamental.



Fonte: Petrobrás.

Figura 16. Modelo típico de uma cogeração

A cogeração através de motores, como mostrada na figura 17 aproveita a energia térmica a partir dos gases de escape com temperatura elevada (cerca de 500°C) e a partir da água quente do sistema de arrefecimento do motor, que pode ser subdividida em água quente a alta temperatura (em torno de 120°C) e água quente a baixa temperatura (cerca de 50°C). Estes valores de temperatura foram retirados da tabela técnica do fabricante Caterpillar. O uso de motores estacionários para cogeração se aplica para as seguintes utilizações:

- produção de água quente, a partir dos sistemas de arrefecimento do motor;
- produção de vapor, gerado do aproveitamento dos gases de escape;
- produção de água sobre aquecida ou vapor a baixa pressão, resultante da combinação das duas fontes anteriores;
- recuperação direta dos gases de escape para processos como, por exemplo, o de secagem;
- produção de água fria para climatização através de um chiller de absorção.



Fonte: Fabricante Caterpillar

Figura 17. Motor estacionário a gás natural

As principais vantagens do uso de motores estacionários na cogeração são:

- maior adaptabilidade a situações em que há variações de carga e paralisações freqüentes;
- maior eficiência elétrica;
- não necessitam de fornecimento de gás a alta pressão.



Fonte: Universidade Politécnica de Madri.

Figura 18. Turbina a gás natural

A turbina a gás, mostrada na figura 18, é uma máquina térmica rotativa composta por um compressor de ar que alimenta a câmara de combustão, onde os gases quentes são fornecidos à turbina de expansão. A energia térmica produzida pela turbina a gás é fornecida na sua totalidade pelos gases de escape a elevada temperatura (500^0 C). Esta energia pode ser aproveitada diretamente ou através de caldeiras de recuperação. Se houver necessidade de temperaturas mais elevadas pode se utilizar um queimador adicional à caldeira de recuperação, podendo atingir temperaturas de até 800^0 C. Estes valores foram retirados da tabela técnica do fabricante *General Elétric - GE*. O uso de turbinas para cogeração é indicado para as seguintes utilizações:

- utilização direta da energia térmica no processo de secagem;
- produção de vapor, água fria ou quente através de *chiller* de absorção;
- necessidade de potências elétricas elevadas acima de 5 MW, os rendimentos elétricos de turbinas a ciclo simples podem atingir até 38 % (Siemens);
- quando o processo exige pouca energia térmica e muita energia elétrica o ideal é usar turbinas a gás a ciclo combinado (rendimento elétrico de 54%).

7. AS ANÁLISES TÉCNICAS E ECONÔMICAS DE UM EMPREENDIMENTO

No projeto e na avaliação de um sistema de cogeração, a precisão dos dados da indústria e a correlação destes com as reais necessidades de energia nos processos de produção industrial são fundamentais. Segundo a Gogen-SP, o primeiro passo é traçar um diagnóstico do modelo atual, retirando-se todas as informações possíveis. As principais informações são

- informações técnicas de todos equipamentos térmicos;
- informação de todos os equipamentos elétricos;
- máxima demanda elétrica (pico);
- mínima demanda elétrica;
- máxima demanda térmica (pico);
- mínima demanda térmica;
- perfil da demanda elétrica e térmica diária, mensal e anual;
- sazonalidades;
- demanda contratada com a distribuidora elétrica;
- qualidade das energias térmicas fornecida ao processo produtivo;

- previsão de aumentos de produção nos próximos anos.

De posse de todas estas informações, o projetista deverá encontrar a configuração que defina o projeto e que atenda as duas únicas e imprescindíveis premissas:

- o atendimento com qualidade desejada das demandas térmicas e elétricas possíveis com a planta de cogeração; e
- rentabilidade do projeto.

Quando o projeto atender a demanda térmica na sua totalidade, chamamos de projeto com paridade térmica. Ou seja, será atendida toda a demanda térmica e a energia eletromecânica resultante do projeto, atenderá parte da demanda elétrica ou também sua totalidade. Caso não o atenda, o projeto deverá prever a contratação da energia faltante com a distribuidora de energia elétrica. No caso de o projeto ser calculado para atender toda a demanda eletromecânica, recebe o nome de projeto com paridade elétrica. Neste caso, o sistema atenderá toda a necessidade eletromecânica e a geração térmica resultante atenderá a totalidade da demanda térmica ou parte dela. Se for parcial, haverá a necessidade de máquinas térmicas suplementares para complementar a demanda.

Quando a necessidade térmica é superior à eletromecânica, a melhor solução em uma primeira análise é uma formação típica de turbina a gás com uma caldeira de recuperação. Por outro lado, quando a necessidade eletromecânica for igual ou superior à demanda térmica, a melhor configuração é um motor estacionário e outros equipamentos de recuperação de calor, mas esta análise deve contemplar outros fatores como será analisado a seguir.

Com a definição de qual paridade utilizar, o projetista poderá seguir para os próximos passos. No entanto, alguns modelos podem ser ineqüíveis, principalmente nos processos industriais com muita demanda energia elétrica frente às necessidades térmicas. Nestes casos, o projeto com paridade eletromecânica seria o mais lógico. No entanto, esta solução não é possível; a indústria terá com a planta de cogeração, um excedente de energia térmica, e não existe como vender este excedente. A única alternativa é se alguma indústria vizinha comprasse esta energia excedente. Esta arquitetura energética é muito complicada e dificilmente poderá ser negociada, uma vez que envolve outra empresa, outras necessidades de qualidade energética.

Para resolver este impasse, os projetistas criaram projetos que contemplam ao máximo as necessidades de cada indústria. Assim, as soluções apresentadas dependem do tipo de energia térmica necessária:

- VAPOR. Utilizar turbinas a gás natural (ciclo Brayton), e se a energia térmica gerada na caldeira de recuperação não for suficiente, utilizar queima adicional na mesma caldeira, ou complementar a necessidade térmica com outra caldeira a gás natural complementar.
- ÁGUA QUENTE. Utilizar a mesma arquitetura, complementando a necessidade com geradores de água quente;
- AR QUENTE. Utilizar turbinas a gás natural e condicionar os gases do escape em dutos para o local de uso. Caso seja necessária mais energia térmica, complementar com queimadores para geração de ar quente acoplados aos dutos.
- ÁGUA GELADA (refrigeração). Utilizar, após a turbina, *chillers* de absorção.

Quando a necessidade eletromecânica é igual ou maior (e mais prioritária), as seguintes arquiteturas são possíveis:

- VAPOR. Utilizar motores estacionários a gás natural (ciclo Brayton), e se a energia térmica gerada na caldeira de recuperação não for suficiente, utilizar queima adicional na mesma caldeira, ou complementar a necessidade térmica com outra caldeira a gás natural complementar.
- ÁGUA QUENTE. Utilizar, após os motores estacionários, trocadores de calor, complementando a necessidade com geradores de água quente;
- AR QUENTE. Utilizar turbinas a gás natural e condicionar os gases do escape em dutos para o local de uso, e caso seja necessária mais energia térmica, complementar com queimadores para geração de ar quente acoplados aos dutos.
- ÁGUA GELADA (refrigeração). Utilizar, após os motores, trocadores de calor e *chillers* de absorção.

Estas regras não são definitivas e podem variar em virtude da complexidade do projeto.

Para se ter uma idéia dos investimentos envolvidos em uma central de cogeração, pode-se empregar a tabela 13. Nela, são apresentados, além dos dados de investimentos e custos

operacionais de manutenção, dados de eficiência elétrica e a total que a instalação de cogeração apresenta. Pode-se verificar também na tabela que, quanto maior a capacidade nominal dos equipamentos, menor é o custo do investimento. A partir disto, é possível entender porque que o setor indústria é o maior potencial de cogeração.

A rentabilidade do projeto é calculada considerando todos os parâmetros envolvidos no processo, ou seja:

- investimento total da planta;
- custo financeiro do investimento conforme indicadores monetários;
- custo da energia elétrica praticada pelo contrato atual;
- custo do energético utilizado para geração de energia térmica atual;
- custo do gás natural da distribuidora local;
- custos de manutenção e operação da planta de cogeração;
- volume de energia gerada pela cogeração (térmica e eletromecânica);
- venda de excedente de energia;
- volume de energia utilizada sem a cogeração (térmica e eletromecânica).

Tabela 13. Características de equipamentos de cogeração

Capacidade Motores	Custo U\$/kW (só eletricidade)	Custo U\$/kW (ECF)	Eficiência Elétrica %	Eficiencia Total %	O&M US\$/kWh
100 kW	1030	1350	30	78	0,018
300 kW	790	1160	31	77	0,013
1 MW	720	945	34	71	0,009
3 MW	710	935	35	69	0,009
5 MW	695	890	37	73	0,008
Turbina a Gás cs					
1 MW	1403	1910	22	65	1,09
5 MW	779	1024	27	67	0,006
10 MW	716	928	29	69	0,006
25 MW	659	800	34	70	0,005
40 MW	592	702	37	72	0,004
Turbina a Gás cc					
20 - 50 MW	-	860	47	90	0,005
50 - 100 MW	-	770	49	90	0,005
> 100 MW	-	600	55	90	0,005

Fonte: Harvey, 2006

Legenda: ECF: Energia Calor e Frio (projeto completo com equipamentos de geração térmica e “chillers”)

Estes parâmetros são colocados em um modelo matemático que resultará no principal indicador de rentabilidade para a indústria, que é a taxa de retorno de investimento - TIR (*Investment Return*) do investimento aplicado.

8. A QUESTÃO AMBIENTAL

Segundo o inventário de Emissões de Gases Efeito Estufa no Município de São Paulo (desenvolvido pelo Centro de Estudos Integrados sobre Meio Ambiente e Mudanças Climáticas da Universidade Federal do Rio de Janeiro), são despejadas $15,7 \cdot 10^3$ toneladas de gás carbônico (CO_2) na atmosfera por ano.

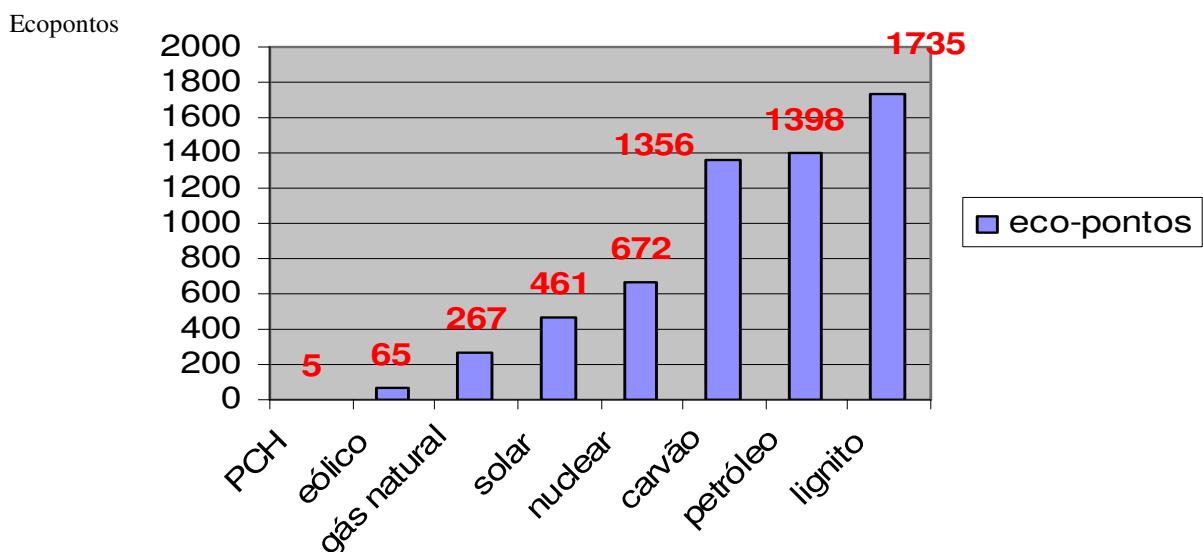
A cogeração a gás natural na região metropolitana de São Paulo, em indústrias, hotéis, shopping centers, hospitais etc, servirá para substituir os atuais sistemas de ar condicionado com os conhecidos refrigerantes Cloro Flúor Carbono, Hidro Cloro Flúor Carbono ou Hidro Flúor Carbono que também são grandes responsáveis pela emissão de gases causadores do efeito estufa. A cogeração a gás natural proporcionará a utilização de *chillers* de absorção, para reduzir o efeito estufa, obtendo como consequência crédito de carbono, para minimizar os custos de investimento na implantação da cogeração (COGEN SP, 2007).

O setor energético e o de edificações têm um potencial de redução de emissões de mais de 17 bilhões de toneladas de CO_2 . Os países em desenvolvimento concentram 61% destas oportunidades de redução de emissão (Reportagem do jornal Folha de São Paulo, de 03 de fevereiro de 2003 sobre clima, c. economia, p 3).

As diferentes fontes e tecnologias energéticas utilizadas para geração elétrica têm impactos ambientais muito diferentes. Em um estudo sobre análise de ciclo de vida da geração elétrica realizada pelo *Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía* - IDAE, foi possível avaliar os fatores ambientais externos associados à geração de um kilowatt hora, partindo da valorização física dos impactos, suas classificações e comparações, totalizando em valores denominados de “eco-pontos”. Do ponto de vista ambiental, quanto melhor é a fonte energética, menos “eco-pontos” deve ter. O estudo estabelece um sistema de comparação de tecnologias de geração elétrica em função de sua contribuição para mais ou para menos no impacto ambiental. Como se observa na figura 19, as tecnologias baseadas no gás natural ficam bem posicionadas, atrás

apenas das PCH's (pequenas centrais hidráulicas) e eólicas, bastante à frente das tecnologias solar fotovoltaica e nuclear e muito à frente dos derivados de petróleo.

Quando se comparam os custos para gerar um kilowatt, a relação entre impacto ambiental pode ser melhor analisada. Fazendo uma comparação cruzada, utilizando a tabela 14 e a figura 19, é possível obter conclusões importantes. Do ponto de vista ambiental, conclui-se sem muitas análises que as PCH's são de longe a melhor solução existente. De fato, além de baixíssimo impacto ambiental, seus custos são aproximadamente 50% maiores que a maioria das soluções menos dispendiosas. No entanto, o potencial brasileiro para construção de PCH's é insuficiente para as necessidades do País nos próximos 20 anos.



Fonte: IDAE, 1999.

Figura 19. Impactos ambientais em “eco-pontos” na geração de 1 kW.

Outras soluções mais “limpas” de geração de energia têm o inconveniente dos altos custos de investimentos, além de outros problemas técnicos que inviabilizam suas construções. Por exemplo, a região potencial para implantação de plantas eólicas está distante dos grandes centros consumidores. É o caso de plantas localizadas em praias do Ceará e Rio Grande do Norte, que necessitam de extensas linhas de transmissão para chegar ao mercado consumidor.

Do ponto de vista econômico, as melhores soluções são as usinas termelétricas de carvão, mas o impacto ambiental é terrível para a humanidade. Essa tecnologia, já sendo abolida em quase toda a Europa, encontra grandes restrições em outras partes do mundo, principalmente com o movimento mundial em defesa da diminuição da geração de poluentes causadores do efeito estufa na terra. Assim, a cogeração a gás natural torna-se uma solução que concilia baixo impacto ambiental e baixo custo de implantação.

Segundo VIEIRA (2005), o gás natural surge como a melhor alternativa para realizar, de forma ordenada e segura, a transição da sociedade industrial atual para uma nova sociedade tecnológica e ecológica.

Tabela 14. Custo de Geração de energia elétrica por fonte energética

Fonte de geração	Faixa de custo (US\$/kW)
PCH	1000 – 1400
Eólico	1200 – 1500
Cogeração a Gás natural	600 – 900
Solar fotovoltaico	5000 – 10000
Nuclear	2200
Carvão vegetal	500 – 1000
Derivados de petróleo	600 - 900
Lignito	600 – 1000

Fonte: EPE, ANEEL – 2006.

A preocupação com o meio ambiente levou os países da Organização das Nações Unidas a assinarem um acordo que estipulasse controle sobre as intervenções humanas no clima. Dessa forma, o mercado de créditos de carbono nasceu em dezembro de 1997 com a assinatura do Protocolo de Kyoto. Esse protocolo determina que seus signatários, países desenvolvidos (chamados também de países do Anexo I), reduzam suas emissões de gases de efeito estufa em 5,2%, em média, relativas ao ano de 1990, entre 2008 e 2012. A Comissão Européia decidiu, em janeiro de 2007, aumentar estes índices para 8%, dando sinais claros de suas preocupações com o meio ambiente e tentando mostrar aos outros países, principalmente os

Estados Unidos, os riscos irreversíveis dos impactos ambientais causados pelo homem. Para não comprometer as economias desses países, o protocolo estabeleceu que, caso seja impossível atingir as metas estabelecidas por meio da redução das emissões dos gases, os países poderão comprar créditos de outras nações que possuam projetos de MDL.

O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - MDL nasceu de uma proposta brasileira à Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (CQNUMC). Trata-se do comércio de créditos de carbono, baseado em projetos de seqüestro ou mitigação do CO₂. O MDL é um instrumento de flexibilização que permite a participação no mercado de crédito de carbono dos países em desenvolvimento ou nações sem compromissos de redução, como o Brasil.

As oportunidades de redução dos investimentos através do crédito de carbono já foram experimentadas por algumas empresas brasileiras como a Rhodia e a Sadia. Na Rhodia, através da instalação de filtros na fábrica de Paulínia, para evitar a liberação de óxido nitroso (310 vezes mais prejudicial que o CO₂) produzido na fabricação de náilon. A Rhodia ganhou R\$ 140 milhões de reais (Comprador do crédito de carbono foi a Société Générale e o Banco IXIS – França – Fonte Veja 6/12/06). A Sadia com a implantação de biodigestores em três granjas de criação de suínos que transformam os dejetos em fertilizantes e metano (queimado para produção de calor, liberando CO₂). Uma vez que o CO₂ é menos danoso para a atmosfera do que o metano, a SADIA ganhou R\$ 90 milhões de reais (Comprador – European Carbon Fund – Luxemburgo -Fonte Veja 6/12/06, p 45).

A cogeração a gás natural pode-se beneficiar da venda de créditos de carbono. Para que isso fique comprovado através dos mecanismos que regem toda a sistemática do MDL, a redução de emissões de poluentes deve ser comparada com o sistema anterior. Comprovada esta redução, o projeto poderá proporcionar ganhos financeiros que poderão melhorar em muito a rentabilidade de uma planta de cogeração.

Mas, independente da possibilidade de enquadramento do projeto no instrumento de MDL, a planta de cogeração necessita ser aprovada pelos órgãos ambientais da região onde ela vai ser instalada. Para tanto, o projeto necessita percorrer os trâmites legais das etapas de liberação ambiental. No caso do gás natural comparado com os outros energéticos, o projeto acaba tendo algumas facilidades.

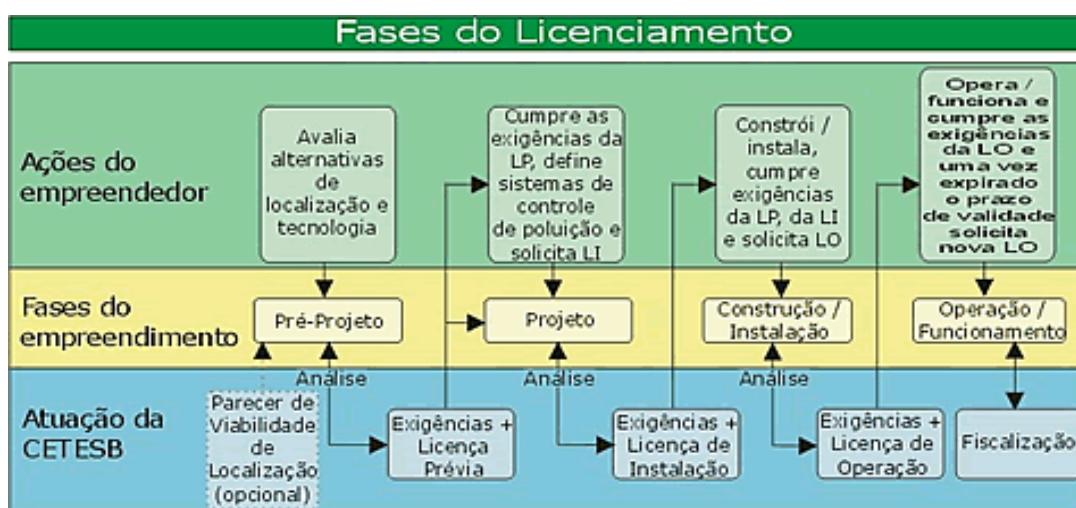
De um modo geral, as três etapas de licenças, segundo a Secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo – SMA, são as seguintes:

Licença Prévia (LP) - Concedida na fase preliminar do planejamento do empreendimento ou atividade, aprovando sua localização e concepção, atestando a viabilidade ambiental e estabelecendo os requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos nas próximas fases de sua implementação;

Licença de Instalação (LI) - Autoriza a instalação do empreendimento ou atividade de acordo com as especificações constantes dos planos, programas e projetos aprovados, incluindo as medidas de controle ambiental e demais condicionantes da qual constituem motivo determinante;

Licença de Operação (LO) - Autoriza a operação da atividade ou empreendimento, após a verificação do efetivo cumprimento do que consta das licenças anteriores, com as medidas de controle ambiental e condicionantes determinados para a operação.

O licenciamento de meio ambiente para cogeração em São Paulo é dado pela Secretaria do Meio Ambiente através do Centro Tecnológico de Saneamento Básico - CETESB. Para instalações de cogeração com potência instalada de até 10 MW, o licenciamento é dado pela CETESB que exige o procedimento conforme a figura 20.



Fonte: CETESB – 2006.

Figura 20. Fases do licenciamento.

Ainda segundo a SMA, instalações de cogeração com uma potência acima de 10MW, o licenciamento será feito pelo Departamento de Avaliação de Impacto Ambiental - DAIA, e deverão ser apresentados os seguintes relatórios:

- **Relatório Ambiental Preliminar - RAP** – Para empreendimentos com potenciais causadores de degradação ambiental.
- **Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental – EIA e RIMA** – Definido a partir de um Plano de Trabalho, para atividade ou empreendimento potencial ou efetivamente causador de significativa degradação do meio ambiente.

Esses relatórios serão apresentados em audiência pública, de acordo com o roteiro estabelecido pela Secretaria de Meio Ambiente, com várias etapas de aprovação. Para tanto, existem algumas alternativas para auxiliá-los no cumprimento de suas metas, chamadas de mecanismos de flexibilização. Esse período é também conhecido como primeiro período de compromisso.

9. O CONCEITO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O Brasil é um País com dimensões continentais, mas os grandes centros de consumo e onde a grande maioria da população vive, são próximos à costa marítima, no caso, a Costa Atlântica. Conforme relata LORA (2006), devido a este fato, o Brasil tem todos os motivos para introduzir a Geração Distribuída – GD, uma vez que, mais de 80% da oferta total de energia elétrica são assegurados por grandes centrais hidrelétricas distantes dos pontos de consumo. E é neste ponto que se conceitua a GD, ou seja, a produção de energia térmica e eletromecânica simultaneamente para uso local. Portanto, se a planta de cogeração está gerando a energia para uso local, podemos conceituá-la como Geração Distribuída – GD.

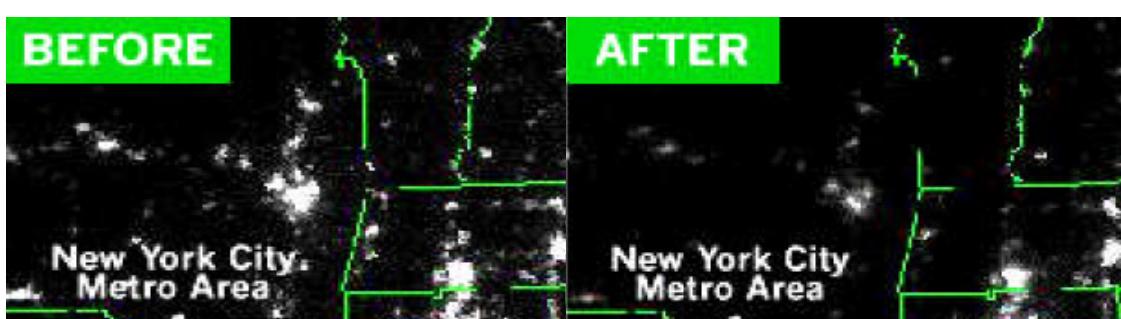
A necessidade da descentralização da produção de energia elétrica é uma tendência mundial. No Brasil, essa tendência possibilita, cada vez mais, criar condições de oferta localizada de energia, tendo em vista que os principais projetos de geração, a partir de fontes hidrelétricas, estão localizados em regiões distantes dos centros de carga, exigindo elevados investimentos em linhas de transmissão, aumentando o risco de interrupção operacional de grandes blocos de carga (COGEN SP, 2007).

A cogeração de energia elétrica a gás natural surge como uma alternativa tecnológica de geração de eletricidade, que tem condições de aumentar a confiabilidade do atual modelo de geração centralizada. Além disso, a cogeração pelas suas características de projeto customizado e localizado, possibilita evitar e adiar custos e investimentos adicionais nos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica e ainda minimiza impactos ambientais. Os processos de cogeração destinados a suprir as necessidades de energia elétrica do cliente final, além de aumentar de forma significativa o rendimento do processo de geração de energia elétrica, proporcionando melhorias condições de estabilidade do sistema elétrico, contribuem para reduzir perdas, melhorar o fator de potência e, além disso, possibilitam a produção customizada e localizada de energia térmica para o cliente final.

Um exemplo claro das vantagens de um grande centro de consumo ter o seu planejamento energético estruturado na GD, é o caso do “apagão” que ocorreu nos Estados Unidos e Canadá, mas principalmente em Nova Iorque em agosto de 2003. Segundo o relato da professora Suedden Kelly, o “apagão” afetou 50 milhões de pessoas nos Estados Unidos e Canadá, atingindo desde Ohio até o norte dos Estados Unidos – principalmente a região de Nova Iorque – e o Canadá. Calcula-se que a região teve um prejuízo de 4 a 10 bilhões de dólares.

Segundo um estudo realizado pelos governos americano e canadense, a principal lição aprendida foi que a confiabilidade do sistema elétrico estava debilitada. Os principais “apagões” ocorrem quando as linhas de transmissão estão sobrecarregadas. No caso de Ohio, o fluxo de elétrons foi interrompido pela presença de árvores no trajeto das linhas de transmissão. Os elétrons foram desviados para outros fios sobrecarregados que se partiram em efeito cascata até o colapso total.

No caso de Nova Iorque, a situação só foi amenizada porque o conceito de Geração Distribuída é bem difundido. Assim, logo após o “apagão”, a cidade não ficou completamente às escuras, porque existiam milhares de pequenas centrais de cogeração e geração de energia. Na representação da figura 21, pode-se observar dois momentos, antes do “apagão” e depois, e fica clara a importância da GD.



Fonte: TIME Magazine: 2003.

Figura 21. 20 horas antes e 7 horas depois *do black out New York* (ago/2003)

O apagão em Nova Iorque provocou sérias mudanças conceituais na questão de construção de prédios comerciais e disponibilidade e segurança energética. Hoje, a maior parte da energia elétrica consumida na cidade de Nova Iorque é produzida dentro da própria cidade, através de pequenas termelétricas operadas com gás natural. Ainda existem algumas operando a óleo combustível, gerando gases de efeito estufa, poluindo significativamente o meio ambiente.

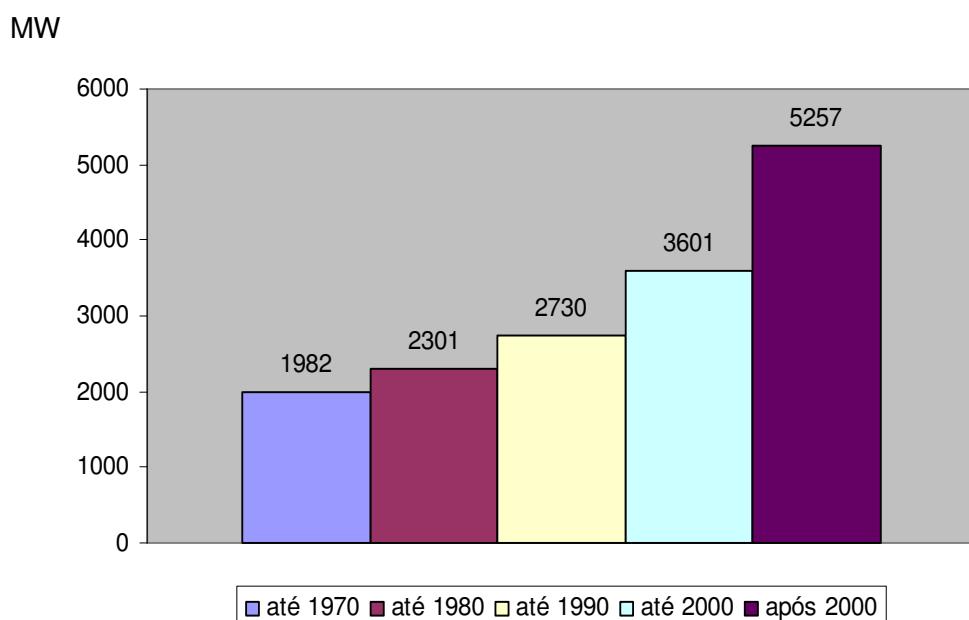
Desde a década de 70, a arquitetura americana mostrou sua vanguarda e desenvolveu conceitos que hoje são referências mundiais na construção de edifícios comerciais. Os arquitetos e engenheiros, com uma visão mais abrangente, começaram a estudar alternativas para reduzir os impactos ambientais decorrentes do uso crescente de energia nos edifícios das áreas metropolitanas. Para reduzir os efeitos da poluição ambiental, foi criado o conceito de edifícios de alto desempenho energético, denominados “*edifícios verdes - green building*”. Eles têm padrões de construção que levam em conta sua localização, uso eficiente da água, da energia, de energias renováveis, conservação de materiais e recursos e também a qualidade do meio ambiente interno. Nos Estados Unidos e, particularmente, em Nova Iorque, os edifícios assim construídos ou reformados recebem um certificado denominado LEED (*Leadership in Energy and Environmental Design - Liderança em Projetos de Energia e Meio Ambiente*) e são

premiados, quanto maior for sua pontuação atingida. Em Nova Iorque, muitos prédios do governo abraçaram essa causa e adotaram os conceitos dos “Edifícios Verdes”.

Portanto, a Geração Distribuída tem um papel importante neste novo conceito arquitetônico, além de assegurar o fornecimento de energia em caso de apagões nos sistemas elétricos. Assim, cidades como São Paulo devem seguir o mesmo caminho que Nova Iorque, não esperando soluções federais de garantia continua de fornecimento de energia.

10. A EVOLUÇÃO DA COGERAÇÃO A GÁS NATURAL NOS ÚLTIMOS ANOS

A cogeração no país era praticamente desconhecida nos anos 70. Apenas algumas empresas multinacionais conheciam o sistema. A evolução foi lenta, no entanto, em mais de 30 anos o crescimento da cogeração foi superior a 160%, ou mais de 5% ao ano, como mostra o gráfico da figura 22.



Fonte Cogen SP. 2006.

Figura 22. Evolução da cogeração no Brasil

A tabela 15 mostra a evolução da cogeração por tipo de combustível. Nos anos 70, a cogeração predominante era a de gás natural com quase 39%, seguidas da biomassa com 22,4% e gás de processo com 15,3%. Atualmente, este quadro mudou completamente. A biomassa tornou-se o principal energético da cogeração com 43,4%. Houve redução no gás natural para 22,1% e

também no gás de processo para 7,8%. A biomassa dobrou sua participação devido às implantações das usinas de álcool com o Pró-alcool e consequente aproveitamento do bagaço para produzir energia nas turbinas a vapor. Tanto o gás natural como o gás de processo, ficaram estagnados com pequeno crescimento no período, até porque o advento do energético gás natural começou realmente com a construção do gasoduto Brasil-Bolívia na década de 90. O gás de forno cresceu de 2,3% para 7,7%, isto devido às tecnologias de aproveitamento de gás que tornaram o sistema mais confiável.

Tabela 15. Evolução dos energéticos na cogeração.

Combustível	Até 1970		atual	
	MW	%	MW	%
Gás de alto forno	45	2,3%	404	7,7%
Óleo combustível	95	4,8%	287	5,5%
Biomassa de cana	447	22,4%	2284	43,4%
Gás natural	769	38,6%	1160	22,1%
Gás de processo	304	15,3%	408	7,8%
Licor negro	232	11,6%	554	10,5%
Outros	100	5,0%	160	3,0%
Total	1994	100%	5256	100,0%

Fonte: Cogen SP. 2006.

Dos 5256 MW de capacidade instalada de cogeração existente no País, São Paulo responde por 44,2%, ou seja, 2324 MW. Deste valor, a cogeração a gás natural representa menos de 10%, ou 225,2 MW, frente a biomassa que detém mais de 67%. Isto se justifica por São Paulo produzir mais de 50% do álcool e açúcar do País e pela estagnação do gás natural até a década de 90. Estes números podem ser vistos na tabela 16.

Tabela 16. Cogeração no Estado de São Paulo

Tipo de Combustível	Nº Centrais de Cogeração	Potência Total - MW
Biomassa de cana	345	1558
Óleo combustível	16	212
Gás natural	44	225

Gás de processo	10	143
Licor negro	4	78
Gás de alto forno	6	57
Outros	4	28
Enxofre	2	21
Óleo diesel	4	2
Total	435	2324

Fonte: CogenSP. 2006.

Pode-se também analisar a cogeração no Estado de São Paulo pelos segmentos que utilizam esta tecnologia de geração de energia. O segmento Sucro-alcooleiro é o mais significativo com 1558 MW em 144 instalações, representando uma potência média de aproximadamente 11 MW. Depois seguem na ordem os segmentos de Papel e celulose, a Química e Petroquímica e Alimentos e Bebidas, além de segmentos que utilizam muita energia e têm balanços energéticos propícios para o desenvolvimento de projetos de cogeração. Na tabela 17, pode-se confirmar os números analisados.

Tabela 17. Cogeração por segmento no Estado de São Paulo

Segmento	Nº Empreendimentos	Potência Total - MW
Sucroalcooleiro	144	1558
Papel e celulose	11	349
Química e petroquímica	17	292
Alimentos e bebidas	10	65
Siderurgia e metalurgia	1	27
Têxtil	2	17
Shopping centers e edifícios	3	11
Hospitais e hotéis	2	2
Comércio e serviços	3	1
Outras indústrias	1	1
Total	194	2324

Fonte: CogenSP. 2006.

A cogeração a gás natural no Estado de São Paulo tem capacidade instalada de 225,2 MW distribuídos em 23 projetos, representando uma potência média de aproximadamente 10 MW por instalação. Analisando a tabela 18, nota-se a existência de vários segmentos contemplados com plantas de cogeração e com valores bem distintos. Pode-se destacar uma instalação

muito pequena de 0,3 MW instalada no Sofitel Hotel, até uma de 39 MW instalada na Suzano Papel e Celulose. Em última análise, verifica-se uma quantidade e variedade de segmentos, o que comprova que a cogeração a gás natural tem uma flexibilidade e aplicabilidade não disponível nos outros energéticos.

Tabela 18. Projetos existentes de cogeração a gás natural no Estado de São Paulo

Empresa	MW	Atividade	Município
Bayer	3,800	Química	São Paulo
Congonhas	4,100	Aeroporto	São Paulo
Cesar Park Business Hotel	1,795	Hotel	Guarulhos
Sofitel Hotel	0,300	Hotel	São Paulo
Shopping Center Iguatemi IGW	2,820	Shopping Center	São Paulo
Shopping Taboão da Serra	2,055	Shopping Center	Taboão da Serra
Sonda Supermercado	0,790	Supermercado	São Bernardo
Sonda Penha	0,395	Supermercado	São Paulo
Sonda Santo Amaro	0,360	Supermercado	São Paulo
Energy Works (Corn - Mogi)	34,900	Alimentos e Bebidas	Mogi Guaçu
Copersucar Limeira	6,000	Alimentos e Bebidas	Limeira
Energy Works (Kaiser)	8,592	Alimentos e Bebidas	Jacareí
Suzano	39,900	Papel e Celulose	Suzano
Votorantim	30,000	Papel e Celulose	Jacareí
Inapel Embalagem	1,120	Papel e Celulose	Guarulhos
Eucatex	8,000	Papel e Celulose	Salto
CTE Fibras Vicunha	8,812	Textil	Americana
Nitro Química	12,000	Petroquímica	São Paulo
Petroquímica União	8,760	Petroquímica	Capuava
Rodhia	10,000	Petroquímica	Paulínia
Rodhia	11,000	Petroquímica	Sto. André
Air Liquid BrasilLtda.	7,700	Alimentos e Bebidas	Jundiaí
RPBC	22,000	Petroquímica	Cubatão
Total	225,200		

Fonte: CogenSP. 2006.

11. O POTENCIAL DE COGERAÇÃO NA INDÚSTRIA NO ESTADO DE SÃO PAULO

Segundo estudo realizado pela COGEN-SP em 2007, o potencial de cogeração a gás natural no Estado de São Paulo é de 3470 MW, como mostrado na tabela 19.

Tabela 19, Potencial de cogeração no Estado de São Paulo

segmento	quantidade de clientes - unid.	potencial de cogeração - MW	consumo estimado de gás natural – 10 ³ m ³ /dia	Motores - MW	Turbinas - MW
indústria					
Bebidas	19	65	347	22	43
Laticínios	26	41	198	41	0
Frigorífico	29	105	527	97	8
Óleos	5	27	194	0	27
Aminoácidos	4	60	431	17	43
Massas e Biscoito	22	62	327	62	0
Citros	5	104	558	25	79
Cerâmica	166	59	402	59	0
Papel e Celulose	29	346	2052	29	317
Textil	56	183	984	108	75
Química	26	912	5330	50	863
Ferro gusa e aço	1	287	2065	0	287
Cimento	9	221	1184	0	221
Pneus	5	70	418	2	68
Aluminio	1	164	1233	0	164
Madeira	4	63	431	0	63
Total Indústria	408	2770	16683	517	2258
Terciário					
Shopping	94	132	444	132	0
Supermercados	550	358	1213	358	0
Hotéis	247	50	170	50	0
Hospitais	193	118	399	99	20
Edif. Corporativos	100	42	141	42	0
Total Terciário	1184	701	2367	681	20
Total	1592	3470	19050	1199	2278

Fonte: Cogen SP, 2007.

Para este estudo, considerou-se:

- os consumos específicos de cada segmento, formalizando parâmetros tipo kW/unidade;
- os segmentos com maiores condições para se ter uma cogeração;
- apenas potenciais factíveis, ou seja, futuras plantas que estão próximas à rede de gás natural ou que terão o energético nos próximos 5 anos;
- o segmento terciário, além do industrial; e
- Sem produção de excedente de energia elétrica.

Do total levantado, 2770 MW são do segmento industrial, sendo que 517 MW poderão ser conduzidos, utilizando motores estacionários e 2258 MW, empregando turbinas. Além destes números, pode-se observar na tabela 19 que os segmentos mais importantes são: Química, Papel e Celulose e Ferro gusa e aço. São os três segmentos que utilizam grandes quantidades de energia, tanto elétrica como térmica, e com razões de necessidade elétrica sobre a térmica parecidas: o segmento Papel e Celulose com razões em torno de 0,1, e o segmento Químico e o Ferro Gusa com valores médios próximos de 0,2, mostrando uma necessidade de energia térmica maior que elétrica.

Este é o primeiro e único estudo sobre o potencial de cogeração no Estado de São Paulo, mas o estudo apresenta uma limitação quanto ao potencial de cogeração, considerando venda de excedente de energia elétrica, assim, todos os cálculos realizados neste estudo não contemplaram esta possibilidade, o que indica que o número de 3470 MW poderá ser maior, possibilitando um estudo mais aprofundado sobre este tema, evitando o sub-dimensionamento de um potencial energético.

No mesmo estudo, foi calculado o potencial de geração de água gelada para ar condicionado, calculados em Toneladas de Refrigeração – TR. Este potencial está praticamente alocado no setor terciário com total estimado na ordem de 280.000 TR. Considerou-se que os *chillers* de absorção mais usados, como mostrado na figura 23, terão em média 400 TR cada e a provável quantidade de *chillers* para atender o mercado terciário de cogeração serão de 700 unidades.



Fonte: Fabricante York/Millenium.

Figura 23. Chiller de absorção

Considerando a quantidade de turbinas e motores estacionários calculados na tabela 19 e equipamentos complementares, engenharia, instalação, o investimento é em torno de 3 Bilhões de dólares, resultando em um custo médio de 847 US\$ por 1MW instalado.

12. A EVOLUÇÃO DA INSERÇÃO DO GÁS NATURAL NO ESTADO DE SÃO PAULO

Conforme dados fornecidos pela assessoria de imprensa da Comgas, a primeira empresa de distribuição a operar com gás natural em São Paulo foi San Paulo Gás Company, fundada em 1.872, hoje a atual COMGÁS, Companhia de Gás de São Paulo. Abaixo, segue a cronologia da história da Comgás que se confunde com a história do gás natural no Estado de São Paulo:

- 28 de agosto de 1872: a companhia inglesa San Paulo Gas Company recebe autorização do Império, através do decreto número 5071, para a exploração da concessão dos serviços públicos de iluminação de São Paulo;
- 1912: a canadense Light assume o controle acionário da San Paulo Gas Co. Ltda;
- 1959: a empresa é nacionalizada, passando a se chamar Companhia Paulista de Serviços de Gás;
- 1968: a empresa passa a ser administrada pelo município e recebe o nome de Comgás. Por meio da lei municipal 7199, é constituída a sociedade anônima Companhia Municipal de Gás (Comgás).
- 1974: nova mudança do nome, para Companhia de Gás de São Paulo.
- 1984: o controle acionário da Comgás passa para a estatal Companhia Energética de São Paulo (CESP).
- 14 de abril de 1999: o controle acionário da Comgás é arrematado pelo consórcio formado pela British Gas e pela Shell, por R\$ 1,65 bilhão.

Na sua longa trajetória, a companhia usou os mais diversos tipos de combinações para produzir combustíveis: de azeite a gás de hidrogênio carbonado, carvão, nafta, uma mistura envolvendo água e hulha, até chegar ao gás natural. A adoção do gás natural foi considerada a fase mais importante de toda a história da Comgás, que esteve presente na vida de São Paulo desde a extinção dos lampiões a azeite de baleia.

Para entender melhor os motivos que levaram ao cenário atual de gás natural, far-se-á um relato cronológico de fatos e acontecimentos. Em abril de 1999, o Governo do Estado de São Paulo realizou leilões públicos para estabelecer, por concessão pública, novos operadores na exploração da distribuição e comercialização de gás natural canalizado, conforme a

Constituição Federal de 1988. O governo paulista dividiu o estado em três regiões de concessão e, a partir dessa divisão, ofertou essas regiões para a iniciativa privada operar, através de contratos de concessão, criando também a Comissão de Serviços Públicos do Estado de São Paulo – CSPE, como agente regulador das atividades de distribuição e comercialização do gás natural canalizado. Como resultado desse processo, o Estado de São Paulo possui hoje três empresas distribuidoras de gás natural canalizado como mostrado na figura 24: A COMGAS (em amarelo), a maior distribuidora de gás do Brasil e as outras duas distribuidoras, a Gás Brasiliense (em verde) e a Gás Natural SPS (em laranja).



Fonte: CSPE. 2003.

Figura 24. Mapa das Concessões de gás natural

Hoje, as três Concessionárias já construíram mais de 5.700 km de redes de gás natural, entre redes principais e secundárias, estando presentes em mais de 70 municípios. Suas vendas ultrapassam 14 milhões de metros cúbicos por dia. A infra-estrutura existente de rede de gás canalizado no estado é considerada compatível com as necessidades básicas de distribuição deste energético. Falta atingir outras cidades estratégicas, mas que estão dentro dos planos de investimentos das três distribuidoras. Assim, a rede de gás natural chegará a 8.000 km até 2010. O gasoduto Brasil-Bolívia corta as três áreas de concessão e é um dos pontos supridores

do Estado, além da Bacia de Santos e Campos. O posicionamento atual das três distribuidoras é a seguinte:

A Gas Natural SPS atende 18 municípios e em 2005, tinha cerca de 26 mil consumidores residenciais, industriais e comerciais. Sua rede distribuição é de aproximadamente 1.000 km, com um consumo diário de 1,2 milhões de m³. A Gas Brasiliano Distribuidora atende 6 municípios e em 2005, tinha cerca de 2 mil consumidores entre comerciais, industriais e residenciais. Sua rede de distribuição é de cerca de 240 km e o consumo diário é de 0,5 milhão de m³.

A COMGAS é hoje a maior distribuidora de gás natural canalizado do país. Conta com mais de 4 mil quilômetros de rede, levando gás natural para mais de 500 mil consumidores nos segmentos residencial, comercial e industrial, em 57 cidades. Sua área de concessão abriga cerca de um quarto do Produto Interno Bruto do país, abrangendo 177 municípios das regiões metropolitanas de São Paulo e Campinas, além da Baixada Santista e do Vale do Paraíba. Sua venda diária é superior a 13 milhões de m³, entre residências, indústrias e comércios. Em 2005, a empresa apresentou faturamento de cerca de R\$ 3 bilhões. O volume de gás distribuído pela Companhia no ano de 2005 foi de 4,3 bilhões de metros cúbicos, um avanço de 13,9 % em relação a 2004.

Atualmente, o consumo de gás natural no Estado de São Paulo supera a marca dos 14,0 milhões de m³/dia, com sua expansão condicionada às restrições de oferta da Petrobrás e às restrições de livre acesso que outros fornecedores poderiam ter na infra-estrutura de gasodutos operados pela Petrobrás.

Este crescimento deve-se a vários fatores como:

- as grandes reservas da Bacia de Campos,
- o inicio de operação do gasoduto Brasil – Bolívia, mais conhecido como Gasbol,
- a privatização de áreas de concessão para distribuição de gás natural no Estado de São Paulo
- fomento dedicado ao uso do gás natural feito pela Petrobrás.

Neste último ponto, começaram os erros estratégicos que, em 2006, desencadearam os primeiros sinais de um risco de “apagão do gás natural”.

As distribuidoras do Estado, todas de origem européia e com grande tradição em distribuição de gás natural, firmaram contratos com a Petrobrás para fornecimento de gás natural importado. A Petrobrás, no intuito de fomentar e massificar o uso em todos os segmentos, deliberadamente concedeu descontos no preço do gás natural nestes contratos. Até este ponto, a estratégia tinha sentido, pois alguns segmentos precisavam de incentivos para aderirem ao energético. Foi o que aconteceu com os segmentos industrial e o automotivo, que, aliada a agressividade comercial das três concessionárias, desenvolveram estes mercados com uma velocidade impressionante, com crescimentos superiores a 20% ao ano nos últimos 5 anos (até 2005), atingindo os dois mercados juntos conforme a ABEGAS, mais de 90 % das vendas. O grande erro de planejamento foi o controle assertivo da oferta e demanda. Além disso, não houve a consideração da correlação existente entre o mercado elétrico que poderia a vir utilizar o gás natural para geração de energia nas termelétricas.

A falta de sintonia entre os principais agentes que administraram a energia no País foi desastrosa e amadora. Tanto a Petrobrás, a EPE e o MME, não foram competentes o suficiente para visualizar um cenário de 10 anos, fazendo com que o usuário final ficasse com toda a sensação de insegurança quanto a continuidade do fornecimento e viabilidade financeira do uso do energético. Não observaram os sinais do mercado elétrico, que começava a ficar perto do limite de segurança na oferta de energia elétrica e, portanto, poderia precisar de outra fonte energética, já que existiam mais de 3500 MW de capacidade instalada em usinas termelétricas paradas desde o desastroso Programa Prioritário de Termelétricas – PPT, e o fatídico apagão de 2001. Não observaram também o movimento popular do governo de Evo Morales, e as possíveis consequências de atitudes que um político poderia interferir na economia do País. Para corrigir o desastre anunciado, tomaram a atitude que resolia parcialmente o problema, mas que deixava uma péssima impressão em todos os participantes do negócio quando a Petrobrás aumentou os preços de maneira abrupta e unilateral para controlar a demanda.

13. O POTENCIAL DAS RESERVAS NO ESTADO DE SÃO PAULO

Segundo a Petrobrás em sua Proposta de Desenvolvimento da Indústria de Gás no Brasil, o setor de gás natural ainda se encontra em estágio emergente, com a cadeia produtiva concentrada em poucos agentes e sistemas de infra-estrutura de gasodutos apoiados em sistemas isolados, muito longe de países como o Estados Unidos, Itália, Espanha e até a vizinha Argentina.

Nos anos 80, a situação era muito mais prematura. O gás natural participava com 0,8% da matriz energética, passando para 2,3% em 1990. Hoje representa 9,3 % da matriz energética brasileira, segundo o BEN-2005. Segundo as expectativas do presidente da Empresa de Pesquisa Energética, Maurício Tolmasquim, o gás natural deverá passar dos 11% em 2007, consumindo algo superior a 50 milhões de metros cúbicos por dia, nos mais diversos segmentos. A tabela 20 apresenta as origens das ofertas de gás natural no País.

Tabela 20. Origem dos Supridores de gás natural para o País.

Origem	Volume - Mm ³ /dia
Bolívia	23,80
Britch Gas	0,64
Importação Cuiabá	0,77
Importação Argentina	0,88
Produção Nacional	24,20
Total	50,10

Fonte: Petrobrás. 2006.

O potencial das reservas brasileiras ainda não representa números que dariam a tranquilidade quanto à auto-suficiência e muito menos quanto à duração em anos. A tabela 21 apresenta uma comparação das reservas brasileiras com as reservas da Bolívia.

Tabela 21. Principais reservas de gás natural fornecedoras do País

Brasil	Bolívia
--------	---------

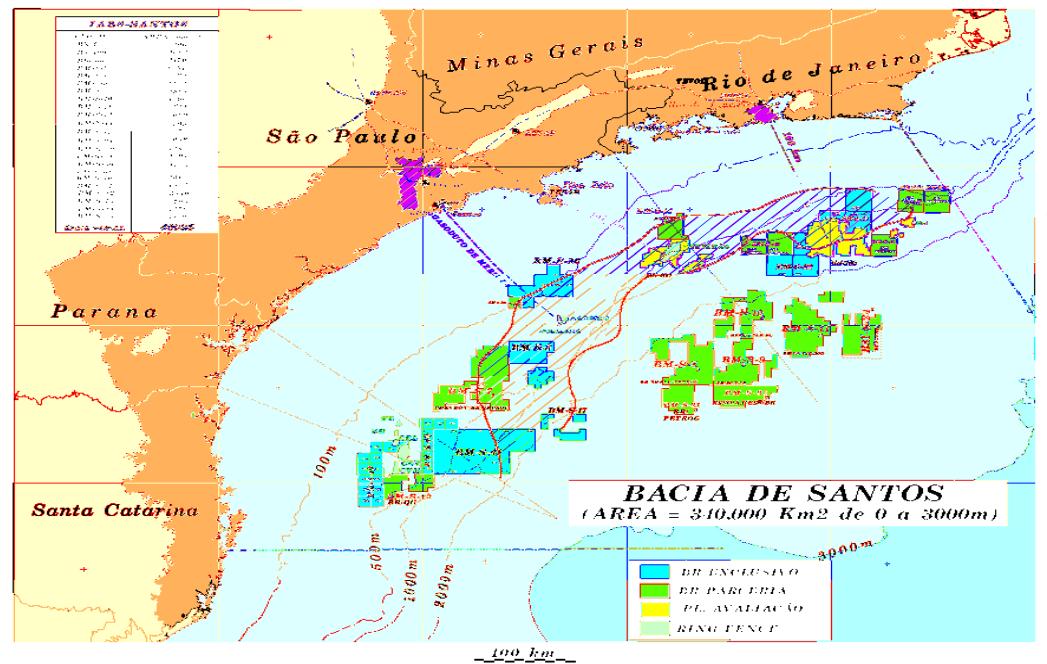
Reservas provadas	331 Bilhões m ³	740 Bilhões m ³
Produção	26 Mm ³ /dia	36,2 Mm ³ /dia
Consumo	50 Mm ³ /dia	4,6 Mm ³ /dia
Duração	35 anos	56 anos

Fonte: PSR. 2006.

O consumo médio nacional de gás natural atingiu 46 Mm³ diárias em 2006, segundo dados consolidados pela Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado - ABEGAS. Hoje, aproximadamente 50% do gás natural consumido no Brasil provém do contrato com a Bolívia, que corresponde a 24 Mm³ por dia. Maior mercado consumidor do país, o Estado de São Paulo recebe cerca de 75% do gás natural movimentado no Gasoduto Brasil-Bolívia e parte do gás extraído no maior centro produtor nacional de gás natural, a Bacia de Campos, no Rio de Janeiro. Portanto, o Estado de São Paulo continuará dependendo do gás natural importado por um longo tempo, mesmo com toda a entrada das reservas de gás da Bacia de Santos estando em operação. No final do ano de 2005, São Paulo detinha 9,4% das reservas medidas de gás natural no Brasil.

A Bacia de Santos está próxima do maior mercado de gás natural do país, e poderá suprir futuros projetos de cogeração quando da expansão de sua capacidade diária, que segundo as previsões da Petrobrás, deve acontecer até 2015. A produção de 30 milhões de metros cúbicos por dia, prevista para 2010-2011, é superior aos 25 milhões de metros cúbicos por dia que o país importa atualmente da Bolívia. No entanto, o país estará longe da auto-suficiência, pois se na matriz energética que hoje representa 9,3% saltar para 12%, o consumo do mercado doméstico estará ultrapassando os 100 milhões de metros cúbicos por dia.

Na Bacia de Santos, mostrada na figura 25, estão inclusos os Pólos Merluza e Mexilhão. Nesse pólo, a Petrobrás deverá instalar uma Planta de Tratamento de Gás em Caraguatatuba (SP). Essa planta será composta de dois módulos, cada uma com capacidade de processar 7,5 milhões de metros cúbicos de gás por dia, para o beneficiamento do gás proveniente de Mexilhão, Cedro e dos outros campos da UN-BS, por meio de uma rede de gasodutos de 145 quilômetros de extensão. A tabela 22 identifica os potencias de cada pólo para os próximos 5 anos.



Fonte Petrobrás. 2006.

Figura 25. Bacia de Santos e seus pólos.

Tabela 22. Principais reservas de gás natural no País.

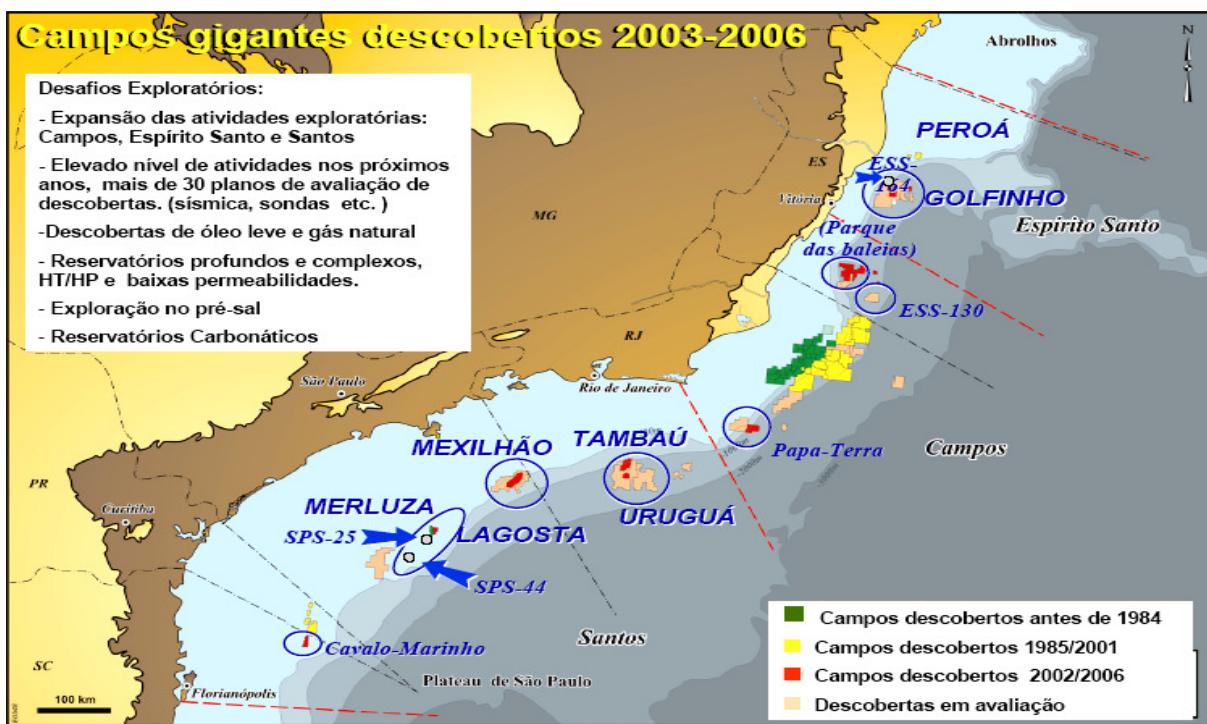
Pólos	Potencial
Mexilhão	15 Mm ³ /dia
Merluza	10 Mm ³ /dia
BS500	20 Mm ³ /dia
Sul	3 Mm ³ /dia
Centro	Em análise
Total Parcial	48 Mm³/dia

Fonte: PSR. 2006.

A perspectiva de o Pólo Merluza alcançar uma produção de 10 milhões de metros cúbicos pode exigir a construção de outra unidade que elevaria a capacidade de processamento da planta para 22,5 milhões de metros cúbicos. Essa nova unidade exigiria mais um gasoduto com 210 quilômetros de extensão, interligando os sistemas de produção à Planta de Tratamento de Gás

de Caraguatatuba. O gás processado na planta será escoado para a rede de gasodutos de transporte da Petrobrás por meio da interligação com o gasoduto Campinas-Rio, no município paulista de Taubaté. Na Tabela 22, não está incluso o potencial do Pólo Tupy com reservas estimadas entre 5 bilhões e 8 bilhões de barris.

Um novo projeto começa a ser estudado no Estado de São Paulo para realizar a implantação de uma rede secundária de gás natural que interligaria a Planta de Tratamento de Caraguatatuba e o interior do Estado. No projeto, a rede passaria pelo centro expandido da cidade de São Paulo, oferecendo uma alternativa de fornecimento do gás natural da Bacia de Santos. Além da Bacia de Santos, o País conta com mais duas grandes Bacias, a de Campos e a de Espírito Santo, que juntas respondem por mais de 85% das reservas de gás natural do País. Na figura 26, podemos identificar as três Bacias.



Fonte: Petrobras. 2006.

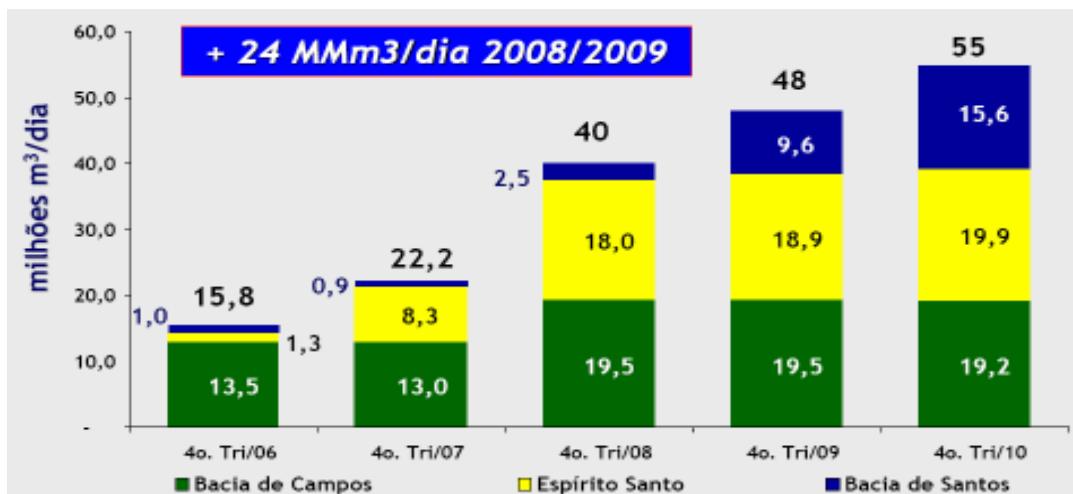
Figura 26 - Campos das Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo.

14. O FUTURO DO GÁS NATURAL NO BRASIL E NO ESTADO DE SÃO PAULO

O despertar do Governo Federal aconteceu tardiamente com a nacionalização dos poços de gás natural imposta pelo Governo Boliviano, provocando na sociedade industrial o senso nacionalista que foi suficiente para forçar o governo a tomar algumas atitudes no sentido de pelo menos diminuir a dependência do gás importado de um País com governo populista. Em agosto de 2006, a Petrobrás anunciou o mais ousado plano energético de sua história, que chamou de Planejamento Estratégico 2007 – 2011.

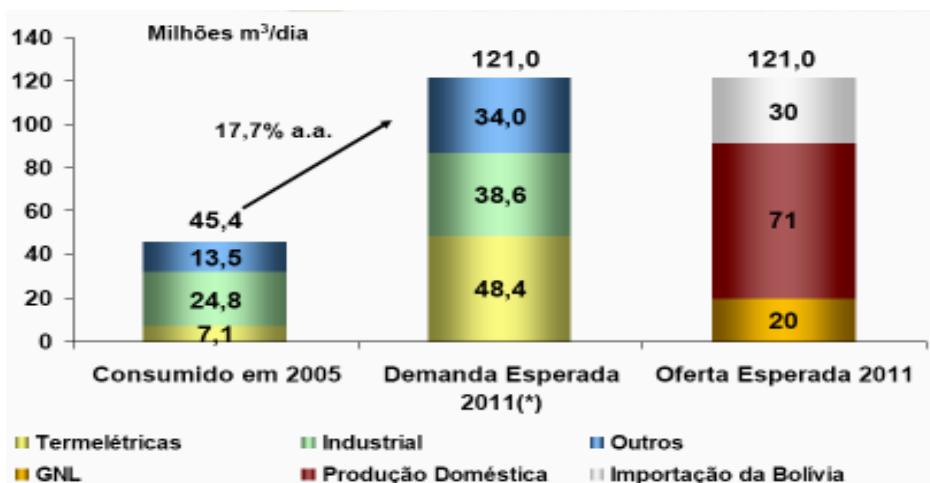
Com as recentes descobertas da Bacia de Santos, e a insegurança na oferta de gás natural importado, a Petrobrás redirecionou os investimentos no setor e deu prioridade ao aumento da capacidade interna de produzir gás. Conforme o plano, entre 2007 e 2011, a Petrobrás pretende investir US\$ 10,2 bilhões na Bacia de Santos, dos quais US\$ 3,3 bilhões em exploração e produção nos cinco pólos. Em dez anos, o montante investido na região pode alcançar US\$ 18 bilhões. Na figura 27, é possível observar o esforço que a Petrobrás está fazendo para aumentar a oferta de gás natural, procurando chegar à auto-eficiência em futuro próximo. Este esforço não fará com que o Governo Brasileiro rompa o contrato com a Bolívia. Ao contrário, deseja-se continuar consumindo o gás natural até o final do contrato, que finda no ano de 2019. Entre as diretrizes do planejamento estratégico da Petrobrás, há indicações firmes de que é possível disponibilizar ao mercado a oferta necessária para atender a demanda nos próximos 5 anos, conforme o gráfico da figura 27 que mostra a oferta de gás nacional até final de 2010.

A partir de 2010, a Petrobrás pretende incrementar a oferta em mais 15 Mm³/dia através da Bacia de Santos. Além da expansão da oferta nacional, ela pretende colocar no sistema, 20 MMm³ diários por meio de gás natural liquefeito - GNL, totalizando em 2011, uma oferta total de 121 Mm³/dia, garantindo, assim, o equilíbrio frente à demanda esperada para a mesma época, de acordo com a figura 28. Para estes 20 Mm³ diários adicionais, a Petrobrás pretende implementar projetos de GNL orçados em R\$ 5 bilhões. A idéia é contratar navios convertidos para regaseificar o GNL. Esses navios ficariam instalados no Rio de Janeiro e Ceará. A estimativa é que o projeto entre em operação no primeiro trimestre de 2009. Já o GNL é um gás natural que, após purificado, é condensado ao estado líquido por meio da redução da sua temperatura a -163 graus Celsius.



Fonte: Petrobrás. 2006.

Figura 27. Aumento da oferta nacional de gás



Fonte: Petrobrás. 2006.

Figura 2. Projeção da demanda e oferta de gás natural

Depois de todos os erros no passado recente, estes agentes apresentaram planejamentos que surpreendem até as maiores empresas petroleiras do mundo, com investimentos que beiram os 100 bilhões de reais, proveniente em boa parte do caixa da Petrobrás e o restante do BNDES. Se o planejamento for executado, o País ficará em uma posição estratégica de energia confortável para os próximos 15 anos.

Apesar dos últimos anos de fortes incertezas em relação ao gás natural, com problemas nas negociações de contrato com a Bolívia, temor de desabastecimento e demora na definição das

reservas das principais descobertas da Petrobrás, o País continua apostando fortemente no combustível. Segundo o Plano Nacional de Energia, apresentado no início de dezembro de 2006, a participação do gás natural na matriz energética brasileira deverá subir de 9,3% em 2005 para 15% em 2030, se igualando à de países europeus. Segundo a EPE - Empresa de Pesquisa Energética, o governo prevê que, até lá, o consumo nacional estará em torno de 270 Mm³/d, contra os 47 Mm³ diários consumidos atualmente pelas distribuidoras em todo o país.

De acordo com o presidente da EPE, Maurício Tolmasquim, o abastecimento será suprido com 120 Mm³/d de importação e 150 Mm³/d, produzidos pelas nossas reservas que tendem a crescer nos próximos anos.

"Para este suprimento, estamos considerando que temos reservas provadas de 326 bilhões de metros cúbicos. Além disso, temos recursos adicionais de 964 bilhões de metros cúbicos, com 95% de chances de serem descobertos, e mais de 4,891 trilhões de metros cúbicos com 50% de chances de serem descobertos". Maurício Tolmasquim, dezembro de 2006 no lançamento do plano energético nacional até 2030, EPE.

Ainda dentro do mesmo plano, o governo considera a necessidade de construção de mais três novas unidades de processamento de gás natural até 2030. A primeira, com capacidade para 15 Mm³ por dia, estaria concluída antes de 2015, e mais duas de 25 Mm³ por dia até 2030.

Nos primeiros meses de 2007, o governo brasileiro começou a mudar seu discurso com o governo boliviano, acenando que não irá aumentar a importação de gás natural e analisará com muito cuidado qualquer investimento em terras bolivianas. Apesar de o governo não contar, para o seu planejamento, com o aumento das importações de gás natural da Bolívia, a Petrobrás cumprirá o contrato que termina em 2019 até lá, é muito provável que o País não deixe de comprar gás natural boliviano, já que, se tudo caminhar conforme o planejado, a partir desta data, a auto-suficiência será uma realidade.

O Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), anunciado pelo governo federal no primeiro trimestre de 2007, destacou uma fatia de 20,6% dos investimentos no setor de energia para o projeto de alcançar a auto-suficiência na provisão de gás natural ao mercado interno brasileiro. Na apresentação dos planos, a ministra-chefe da Casa Civil, Dilma Rousseff, afirmou que o programa vai "assegurar a independência do Brasil em relação ao gás boliviano" e que está embasado em projetos factíveis, em execução. O governo não inclui propostas ainda em fase

de estudos, do projeto envolvendo a Venezuela e o governo também populista de Hugo Chaves, como a de fornecimento de gás natural pela Venezuela, a partir da construção do Gasoduto do Sul - um projeto que envolverá seis países da América do Sul e que demandará US\$ 23 bilhões em investimento. Poderíamos entender que seria no mínimo um absurdo o País voltar a errar, e tender a confiar em promessas de países governados por governos populistas com projetos gigantescos e inexequíveis do ponto de vista logístico e ambiental.

Os objetivos delineados no PAC aproveitaram integralmente o Plano de Antecipação de Produção de Gás (Plangás), lançado pela Petrobrás em meados do ano passado. Os investimentos no Plangás até 2010 totalizam R\$ 25 bilhões. Somente na Região Sudeste, a meta é aumentar a oferta de gás natural dos atuais 15,8 milhões de metros cúbicos diários para 40 milhões de metros cúbicos diários no final de 2008; e no final de 2010, para 55 milhões de metros cúbicos ao dia. Já na rede de gasodutos em construção ou a serem construídos pela empresa, os investimentos alcançam valores que poderão atingir cifras superiores a R\$ 15 bilhões.

O gerente executivo de Desenvolvimento Energético da Petrobrás, Mozart Schmitt de Queiroz, declarou recentemente que a estatal trabalha, dentro do Plangás, com previsão de crescimento médio de 17% ao ano para a demanda esperada – “e que será atendida” pela empresa no período até 2011. A oferta total da Petrobrás em 2005 foi de 45,5 milhões de metros cúbicos de gás por dia. “A previsão em 2011 é de chegarmos a 121 milhões de metros cúbicos/dia ofertados e consumidos no país”, disse Queiroz.

Considerando que em 2010, a Bacia de Santos esteja operando, o Estado terá uma oferta de gás natural suficiente para atender os mais de 700 mil clientes, além de todos os novos projetos de cogeração que começarem a ser projetados a partir de 2007 dentro do potencial de cogeração existentes no Estado de São Paulo. A previsão da Petrobrás é de que a oferta de gás natural em 2010 seja superior a 100 milhões de metros cúbicos por dia, considerando todas as fontes supridoras projetadas no Plano Estratégico 2007 – 2011, entre elas a oferta de 30 milhões de metros cúbicos por dia da Bacia de Santos e 20 milhões de metros cúbicos por dia do projeto GNL.

Atualmente, o consumo de gás natural no Estado de São Paulo supera a marca dos 14,0 milhões de m³/dia, com sua expansão condicionada às restrições de oferta da Petrobrás e às

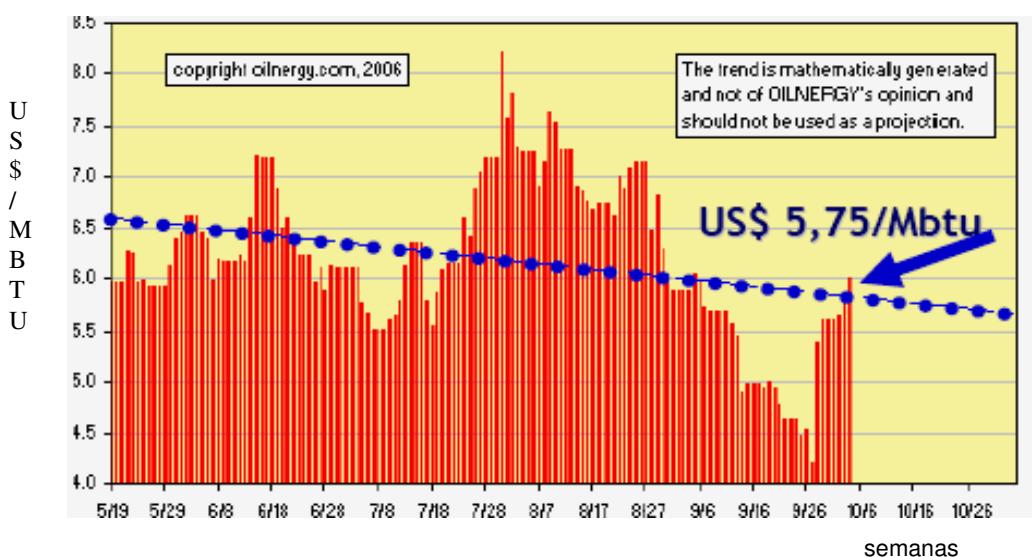
restrições de livre acesso que outros fornecedores poderiam ter na infra-estrutura de gasodutos operados pela Petrobrás.

Quanto aos preços futuros do gás natural, a tendência será de acompanhar o preço do mercado internacional. A Cogen-SP (Cogen-SP, Estudo do Potencial de Cogeração do Estado de São Paulo), em um estudo específico sobre o cenário do energético para os próximos anos, adotou três cenários para o preço do gás, um cenário otimista, um conservador e um pessimista. Nesses cenários, não estão sendo consideradas as margens das distribuidoras de gás.

O cenário otimista mostrado na tabela 23 baseia-se nas seguintes premissas:

- queda do barril de petróleo;
- estabilidade na paridade dólar versus real;
- tendência internacional de redução de preços de *commodities*.

Utilizaram-se também os relatórios americanos de tendências de preços do gás natural, mostrado na figura 29. Nesta figura, é possível observar a tendência de queda dos preços, passando pela barreira de US\$ 5,75/MBTU e tendendo a chegar próximo dos US\$ 5,0/MBTU, valor muito parecido com a projeção otimista apresentada na tabela 23.



Fonte NYMEX Natural Gás Price. 2006.

Figura 29. Tendência de queda de preço do gás natural

Tabela 23. Projeção otimista do preço do gás natural.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Preço da commodity em US\$/MBTU	3,6	3,8	3,6	3,6	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Preço do transporte em US\$/MBTU	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Tarifa s/ impostos US\$/MBTU	5,3	5,5	5,3	5,3	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
Percentual de reajuste %	—	4%	-4%	0%	4%	0%	0%	0%	0%

Tabela 24. Projeção pessimista do preço do gás natural.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Preço da commodity em US\$/MBTU	5	5,2	5	5	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
Preço do transporte em US\$/MBTU	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Tarifa sem impostos US\$/MBTU	6,7	6,9	6,7	6,7	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9
Percentual de reajuste %	26%	3%	-3%	0%	3%	0%	0%	0%	0%

O cenário pessimista, mostrado na tabela 24, utiliza premissas contrárias do cenário otimista, ou seja, barril de petróleo podendo chegar em torno de US\$100, aumento do preço do gás importado (efeito “crise Bolívia”) e dólar muito volátil em função de problemas macroeconômicos no Brasil.

O cenário conservador, mostrado na tabela 25, seria algo intermediário, e contemplaria uma negociação entre o Governo Brasileiro e a Bolívia para aumentar o gás, mas abaixo dos valores esperados pelos Bolivianos. Neste cenário, a economia Brasileira manteria sua estabilidade, mas com crescimentos parecidos com a média dos últimos 12 anos, além da manutenção dos preços do barril de petróleo com certa estabilidade, conforme mostrado na figura 30 que preconizou a estabilização do barril na casa de US\$60. Situação esta que mostra alguma fragilidade, isto porque, ao final deste trabalho, o preço do barril de petróleo já estava acima de US\$100 há pelo menos 30 dias consecutivos.



Fonte: EIA. 2007.

Figura 30. Tendência de preço do barril de petróleo – US\$/barril de petróleo

Tabela 25. Projeção conservadora do preço do gás natural.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Preço da commodity em US\$/MBTU	4	4,1	4	4	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
Preço do transporte em US\$/MBTU	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Tarifa sem impostos US\$/MBTU	5,7	5,8	5,7	5,7	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8
Percentual de reajuste %	8%	2%	-2%	0%	2%	0%	0%	0%	0%

Por esse motivo, as ações para viabilizar a disseminação da cogeração e da refrigeração a gás natural são muito importantes para o país. Ressaltamos ainda que quase 58,7% da produção de gás natural serão produzidas no Brasil em 2011.

PARTE 3: ESTUDO DE VIABILIDADE NOS PRINCIPAIS SETORES DA INDUSTRIA

15. METODOLOGIA DO ESTUDO DE VIABILIDADE

Para se analisar a viabilidade de uma planta de cogeração em qualquer segmento da indústria ou do comércio, é preciso seguir um fluxograma com etapas de análises e cálculos para chegar a resultados preliminares que darão uma visão inicial da viabilidade do projeto. Realizada esta importante etapa e se os interessados desejam continuar o projeto, uma empresa de engenharia construiria o projeto executivo da planta de cogeração.

Procurou-se, neste trabalho, analisar, por meio de uma metodologia de estudo de viabilidade, de casos padrão do segmento da indústria, que irá apresentar resultados preliminares com informações importantes dos fluxos energéticos, das economias financeiras, dos investimentos necessários, das rentabilidades do projeto, como também informações de tendências de preços para análises e tomada de decisões.

15.1 A coleta de informações

A coleta de informações é uma das primeiras partes do projeto de cogeração e uma das mais importantes. Qualquer distorção neste ponto ocasionando erros de informações comprometerá completamente o projeto.

De posse de todas as informações de um questionário mostrado na tabela 26, há a necessidade de organizá-las por processos de usos de utilidades da empresa, considerando sempre o sistema energético atual. Neste questionário, serão levantadas informações de energia elétrica, energia térmica, dados das instalações de utilidades existentes e os custos dos energéticos utilizados nos processos industriais.

As Informações Coletadas na visita técnica no cliente estão relacionadas na tabela 26.

Tabela 26. Relatório do cliente sobre utilidades.

Nome da empresa :	unidade
Nome do entrevistado :	
Telefone :	
E-mail :	
ENERGIA ELÉTRICA	
Potência da instalação existente	KW
Tensão da rede	
Média	KV
Baixa	V
Fator de potência :	-
Consumo médio mensal	
Ponta seca	kW
Fora de ponta seca	kW
Diagrama KW x horas típico diário	-
Variações significativas de consumo	-
Demanda contratada	- kW
Conseqüências com falta de energia	-
Concessionária de fornecimento :	-
ENERGIA TÉRMICA	
Óleo combustível/lenha/GLP	-
Capacidade de armazenamento:	Unidade de armazenagem
Consumo mensal	unidade/mês
Tarifa da distribuidora	R\$/unidade
Vapor	
Água quente	
Ar quente	
Perfil de consumo	-
Diagrama ton/hora x horas típico	inverno unidade/h verão unidade/h
Disponibilidade do sistema atual	Unidade/h
Conseqüências com falta de vapor	-
INSTALAÇÕES EXISTENTES	
Caldeiras/fornos/secadores/outros	Quantidade e marca
Pressão	Unidade específica
Capacidade,	unidade/h
Consumo de combustível	Unidade/mês
Lavador de gases	-
CUSTOS ATUAIS	
Operação do sistema de vapor	R\$/ano
Manutenção do sistema de vapor	R\$/ano
funcionários	-
Salário médio	R\$ /mês
Custo médio da energia térmica	R\$/unidade
Custo médio da energia elétrica comprada	R\$/MW
Água	R\$/m ³

Este questionário deve ser o mais detalhado possível e deve representar fielmente a arquitetura energética da indústria. Assim, caso haja outra informação que seja relevante, esta deve ser inserida neste relatório. Um exemplo disto é o uso de motores estacionários diesel de emergência ou utilizados em horário de ponta. Em algumas situações, estes equipamentos ficam fora da área de utilidades e, portanto, deixam de ser relacionados no questionário inicial.

Observa-se no questionário a divisão de informações. Começa-se pelas informações de energia elétrica instalada e contratada junto a Distribuidora local. São informações que podem ser retiradas da fatura elétrica, desde que seja analisada a média dos últimos 6 meses. Em seguida, são relatadas as informações da energia térmica, contemplando todos os energéticos utilizados nos processos industriais. Normalmente, as indústrias têm informações históricas de energia térmica. Em seguida, são detalhadas informações das instalações de utilidades existentes e equipamentos térmicos como caldeiras, fornos, secadores etc. Na última parte, são descritos os custos de todos os sistemas energéticos existentes.

Outra informação que deve ser levantada é a curva de demanda de energia. Pode ser representada graficamente conforme mostrada na figura 31. O importante é levantar a curva de demanda elétrica e térmica no período diário, semanal, mensal e anual. Outras informações também são importantes como: sazonalidade produtiva, expansões previstas na produção que necessitem de mais energia, paradas de manutenção e etc.

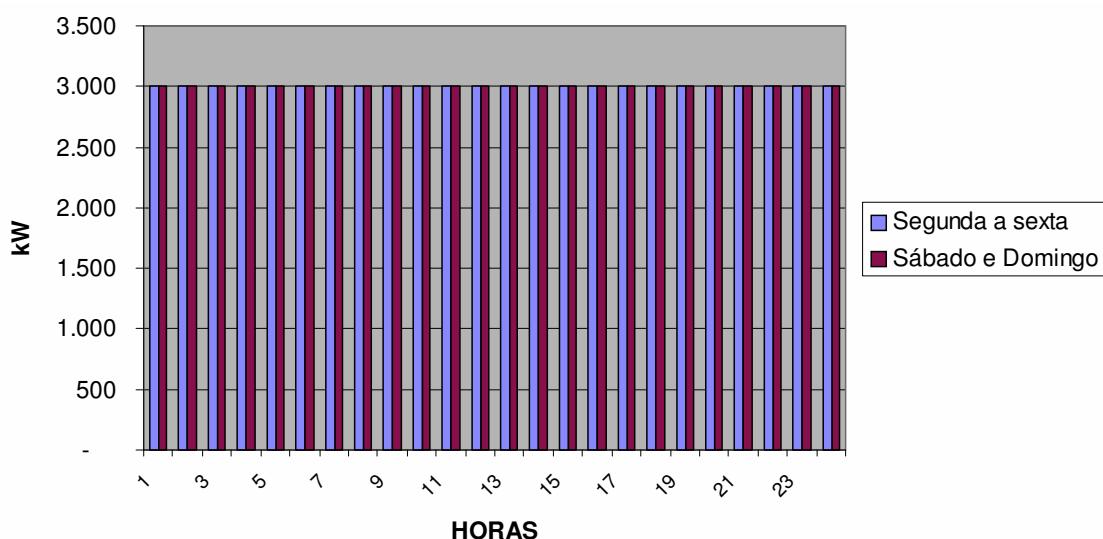


Figura 31. Exemplo de Demanda elétrica diária

15.2 O estudo da Demanda elétrica

O primeiro passo é levantar exatamente quanto o usuário gasta com a eletricidade comprada pela distribuidora de energia local e, para isto, a forma ideal de entender a demanda do usuário é analisar as últimas 6 faturas de energia elétrica. Considerando a média deste período, os dados devem ser repassados para uma tabela mostrada na tabela 27, que irá detalhar dados de demanda contratada na ponta e fora da ponta, consumos, preços por kWh, tipo de tarifa contratada, etc.

Tabela 27. Retrato da fatura de energia elétrica do usuário.

Itens	Valores	unidade
Demandas ponta	-	kW
Demandas fora ponta	-	kW
Consumo ponta	-	kWh/mês
Consumo fora ponta	-	kWh/mês
Nº dias segunda a sexta	-	dias/mês
Nº dias sábado e domingo	-	dias/mês
Consumo médio ponta	-	kW
Consumo médio fora ponta	-	kW
Ponta		Tarifa Azul/verde/etc
Demandas	-	R\$/kW
Energia	-	R\$/MWh
	-	R\$
Fora de Ponta		R\$/kWh
Demandas	-	R\$
Energia	-	R\$/MWh
	-	R\$
TOTAL		
Demandas	-	R\$/kWh
	-	R\$
Energia	-	R\$/MWh
	-	R\$
TOTAL SEM ICMS		
	-	R\$/mês
	-	R\$/MWh
TOTAL COM ICMS		
	-	R\$/mês
	-	R\$/MWh

15. 3 O estudo da Demanda térmica

Na demanda térmica, deve-se considerar no processo atual todo tipo de energia em um primeiro momento. Deve-se considerar a necessidade de vapor e a qualidade deste vapor, se é de baixa, média ou alta pressão, geração de ar quente para secagem, que pode ser gerado por secadores, estufas, ou geradores de ar quente, e água quente que pode ser gerada por geradores de água quente, pequenas caldeiras, *boilers*, tanques térmicos, etc.

Também se deve levantar o custo atual de energia térmica do usuário, o preço dos combustíveis atuais, de armazenagem, de aquecimento dos sistemas de combustão e de manutenção. Na tabela 28, estão relacionados os dados de demanda que devem ser coletados junto ao usuário.

Tabela 28. Custos da energia térmica do usuário.

itens	quantidade	unidade
Demandas por vapor		ton/h
Demandas por ar quente		m ³ /h
Demandas por água quente		l/h
Temperatura dos condensados		°C
Demandas energéticas totais		Gcal/h
Demandas energéticas totais		kW
Rendimento das caldeiras		%
Rendimento dos fornos		%
Rendimento dos secadores		%
Energia primária consumida		Gcal/h
Custo atual do óleo combustível		R\$/ton
Custo atual da lenha		R\$/m ³
Custo atual do GLP		R\$/ton
Custo do vapor /		R\$/ton
Custo do ar quente		R\$/m ³
Custo da água quente		R\$/l
Horas de funcionamento		h/dia
Dias de funcionamento		Dias/ano
Custo Mensal		MR\$/mês
Custo Anual		MR\$/ano

Com as informações das demandas elétricas e térmicas, é possível calcular o custo mensal e anual de energia do usuário sem a cogeração. Com base nestas informações tem-se a fórmula

para o cálculo do custo total anual de energia sem a cogeração – Cconv, está representada a seguir:

$$Cconv. = \{ FAT EL \times 12 \text{ meses} + (EQUIP. \times Hop \times consE + \$Eterm) + Cmanut \}$$

Sendo:

Cconv. = Custo total do sistema antes da cogeração (elétrico + térmico)

FAT EL = valor da fatura elétrica (média dos últimos 6 meses)

EQUIP = equipamentos geradores térmicos

Hop = horas de funcionamento anual de cada equipamento

consE = consumo horário de energia de cada equipamento

\\$Eterm = custo de cada energético.

Cmanut. = custo anual de manutenção do sistema térmico

15.4 Informações complementares

As informações complementares são aquelas coletadas no mercado energético e devem constituir parâmetros balizadores para dar credibilidade à análise geral do projeto. Pode-se destacar tendências de preços de energéticos, custos operacionais de equipamentos de cogeração, tarifas complementares de energia de *back up*, etc. Para a definição das tarifas de *back up*, utilizam-se as informações de mercado das distribuidoras de energia elétrica. Um exemplo disto pode ser visto na tabela 29, que mostra as tarifas de algumas distribuidoras e a média dos valores.

Tabela 29. Relação de preços das distribuidoras paulistas

Tarifas médias	R\$/mwh	R\$/mwh	R\$/mwh	R\$/mwh	Data	
Grupo tarifário	Convencional	Sazonal verde	Azul A4	Azul A2	revisão	resolução
BANDEIRANTE	201,17	168,99	212,83	137,12	19/10/06	Nº 313
CPFL	224,49	217,13	231,55	196,48	06/04/06	Nº 385
ELETROPAULO	227,40	207,30	198,40	178,05	03/07/06	Nº 356
ELEKTRO	222,93	221,31	246,26	199,67	22/08/06	Nº 371
PIRATININGA	228,64	227,56	241,77	206,24	19/10/06	Nº 386
Média	220,92	208,46	226,16	183,51		

Fonte: Aneel.2006.

Faz-se necessário entender como se compõem as tarifas do gás natural importado e qual a previsão de aumentos para os próximos 20 anos, considerando a inflação americana de atacado – PPI, o dólar projetado, e o IGPM – Índice Geral de Preços do Mercado que reajusta as margens de distribuição das Concessionárias de gás natural. A assertividade desta tendência de alteração de preços no tempo só é possível com a ajuda de *experts* da área energética. Os valores estão em dólar por milhões de BTU – unidade britânica de medida de energia. Na tabela 30, pode-se detalhar estas informações num horizonte de 20 anos.

No figura 32, verifica-se o gráfico da tendência de preços do gás natural em reais para os próximos 10 anos, acrescidos das margens de distribuição obtido na CSPE – Comissão de Serviços Públicos de Energia do Estado de São Paulo, sem o imposto ICMS – Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços. Esta tendência de preços considera os dados da tabela 30, mais a projeção do IGPM – Índice Geral de Preços ao Consumidor que incide diretamente sobre as margens de distribuição. É importante destacar que nesta projeção, não contemplou-se imprevistos na economia mundial e nacional, e sim, prezou-se por um comportamento estável das inflações e das moedas, pois o intuito é verificar temporalmente a rentabilidade de um projeto em uma situação padrão.

Tabela 30. Projeção dos preços do gás natural em 20 anos,

anos	Inflação Americana%	Depreciação %	Câmbio R\$/US\$	IGPM %	20% IGPM US\$/MBTU	80% Dolar US\$/MBTU	TOTAL US\$/MBTU
1	2	2	2,10	4	1,08	4,320	5,400
2	2	2	2,14	4	1,12	4,406	5,530
3	2	2	2,18	4	1,17	4,495	5,663
4	2	2	2,23	4	1,21	4,584	5,799
5	2	2	2,27	4	1,26	4,676	5,940
6	2	2	2,32	4	1,31	4,770	6,084
7	2	2	2,36	4	1,37	4,865	6,232
8	2	2	2,41	4	1,42	4,962	6,384
9	2	2	2,46	4	1,48	5,062	6,540
10	2	2	2,51	4	1,54	5,163	6,700
11	2	2	2,56	4	1,60	5,266	6,865
12	2	2	2,61	4	1,66	5,371	7,034
13	2	2	2,66	4	1,73	5,479	7,208
14	2	2	2,72	4	1,80	5,588	7,387
15	2	2	2,77	4	1,87	5,700	7,570
16	2	2	2,83	4	1,95	5,814	7,759
17	2	2	2,88	4	2,02	5,930	7,953
18	2	2	2,94	4	2,10	6,049	8,153
19	2	2	3,00	4	2,19	6,170	8,358
20	2	2	3,06	4	2,28	6,293	8,569

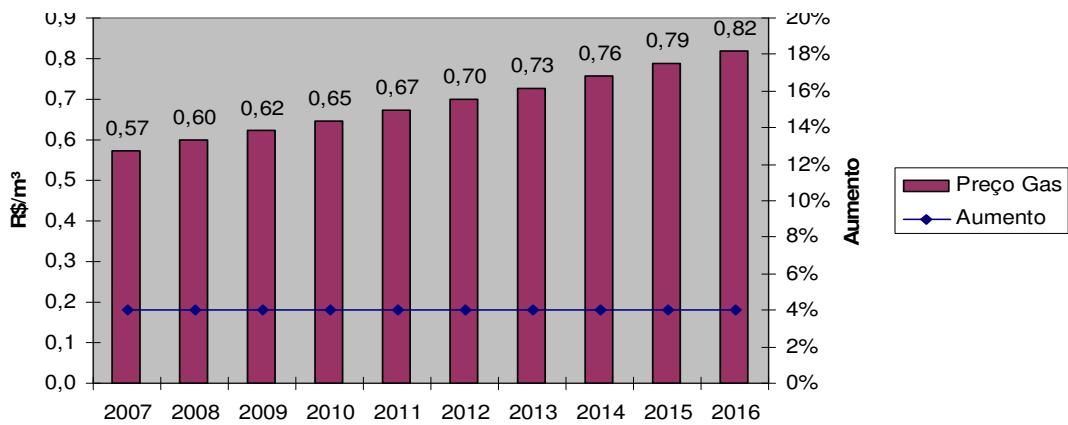


Figura 32. Evolução anual do preço final do gás natural em R\$/m³.

O mesmo procedimento deve-se fazer com a energia elétrica, analisando como deverá ser o comportamento em um horizonte de 10 anos. Nesta análise, que também deve ser auxiliada por especialista da área, deve-se considerar a estrutura de preços das tarifas elétricas, as revisões de preços anuais e quinquenais, os descruzamentos das tarifas residencial e industrial. Este descruzamento está acontecendo no País devido aos subsídios ainda existentes na tarifa industrial e para isto acontecer, a tarifa do industrial deve reajustar mais que a residencial. No gráfico da figura 33, é possível observar que o custo da energia será incrementado nos próximos anos.

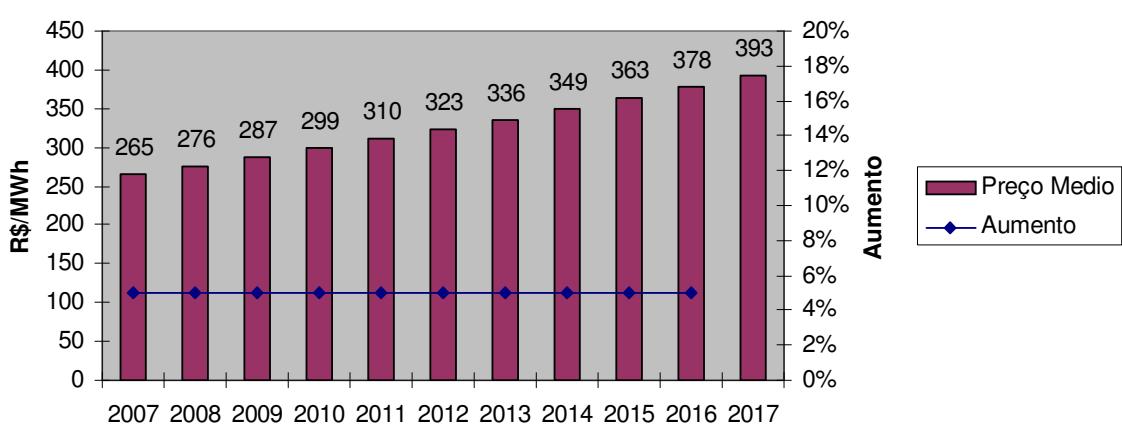


Figura 33. Tendência anual dos preços da energia elétrica em R\$/m³.

15.5 Definição do projeto

A partir do momento em que se conhecem todas as informações energéticas e a arquitetura atual da geração de energia do usuário, o projeto de uma usina de cogeração pode ser desenhado. Com os dados existentes, é possível definir se a cogeração será por paridade térmica ou elétrica, se usa uma turbina ou motor elétrico. No desenho da figura 34, está exemplificada uma arquitetura esquemática de uma usina de cogeração. Definida a arquitetura do projeto de cogeração, é necessário analisar qual equipamento poderá atender o projeto. Sendo uma turbina ou um motor, há a necessidade de escolher o equipamento em função dos dados técnicos que tenham o melhor encaixe na arquitetura definida. Nas tabelas 31 e 32, pode-se verificar exemplos de equipamentos que podem ser utilizados.

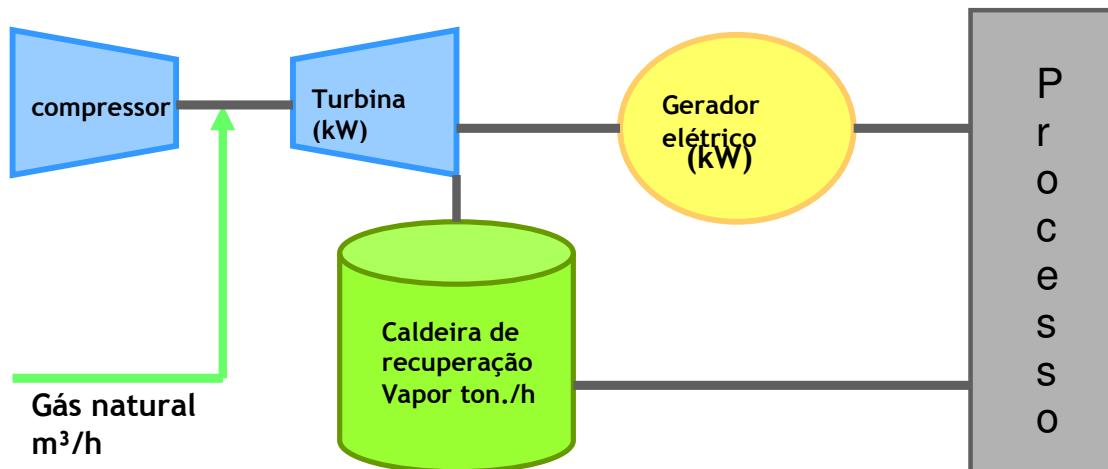


Figura 34. Arquitetura de uma cogeração.

Com as informações da turbina ou do motor escolhido, define-se a disponibilidade que a planta estará operando. A disponibilidade é o tempo em que a planta estará operando ininterruptamente e o valor é definido conforme a característica do equipamento, mas em geral a disponibilidade é geralmente definida entre 94% a 100%.

Na tabela 33, serão definidas as quantidades de energia a serem compradas da distribuidora em função da disponibilidade especificada. Assim, fica também definida a quantidade de tempo para as manutenções necessárias durante o ano.

Tabela 31. Dados técnicos de algumas turbinas.

TIPOS DE TURBINA	unidade	MTU	GE 5001M	TAURUS 60
Tipo de Grupo		TURBINA	TURBINA	TURBINA
Marca		MTU	GE	SOLAR
Modelo		ASE40	5001M	TAURUS 60
Potencia Elétrica	kWe	3124	17750	4680
Consumo de Gás	kWt	11.657	71.573	15.600
Rendimento Elétrico	%	26,8	24,8	30
PCI	kcal/m3 std	8950	8.600	8.600
PCS	kcal/m3 std	9500	9.546	9.546
Consumo de Gás	m3std/h	1.120	7.157	1.560
Rendimento Térmico	%	60	77	45
Temperatura Gases Escape	°C	586	498	471
Vazão Gases Escape	kg/s	90	98	12,7
Potência Escape TOTAL	kW	5500	49000	7000
Potência Escape (220°C)	kW	4.992	29.009	5.811
Potência Escape (200°C)	kW	5.264	31.096	6.274
Potência Escape (180°C)	kW	5.537	33.183	6.737
Poteência Escape (160°C)	kW	5810	35270	7200
Potência Escape (140°C)	kW	6.083	37.357	7.663
Potência Escape (120°C)	kW	6.356	39.444	8.126
Temp. Água de Alimentação	°C	80	86	81
Vapor Produzido 220 °C	kg/h	7.288	42.792	8.499
Vapor Produzido 200 °C	kg/h	7.726	46.108	9.223
Vapor Produzido 179 °C	kg/h	8.182	49.544	9.972
Vapor Produzido 151 °C	kg/h	8.675	53.214	10.769
Vapor Produzido 140 °C	kg/h	9.082	56.363	11.461
Vazão Água Refrigeração	m³/h	108	586	
Temp Saída Água Refrigeração	°C	90	61.250	
Temp Entrada Água Refrigeração	°C	80	55.125	
Potencia Água Refrigeração	kW	1500	5.810	0
Vazão Água Aftercooler	m³/h	64	36.750	
Temp Saída Água Aftercooler	°C	43		
Temp Entrada Água Aftercooler	°C	40		
Potência Água Aftercooler	kW	170		
Absorção duplo efeito (Vapor 10bar)	TR	1.383	8.494	1.742
(Absorção Água quente (só água) refrigeração)	TR	286	1.106	0
Absorção Água quente (água +gases)	TR	1.496	8.617	1.547

Tabela 32. Dados técnicos de alguns motores.

TIPOS DE MOTORES	DEUTZ 620V12K	JENBACHER 320	JEMBACHER 616
Tipo de Grupo	MOTOR	MOTOR	MOTOR
Marca	DEUTZ	JENBACHER	JEMBACHER
Modelo	TBG V12K	320 GS-NL	616
Velocidade	RPM	1800	1500
Potencia Elétrica	kWe	1019	1056
Consumo de Gás	kWt	2.548	2.779
Rendimento Elétrica	%	40	38
PCI	kcal/m3	8.600	8.600
PCS	kcal/m3	9.546	9.546
Consumo de Gas	m3std/h	255	278
Rendimento Térmico	%	46	24
Temperatura Gases Escape	°C	517	500
Vazão Gases Escape	kg/s	1,47	1,52
Potencia Escape TOTAL	kW	700	1800
Potencia Escape (220°C)	kW	507	450
Potencia Escape (200°C)	kW	542	483
Potencia Escape (180°C)	kW	576	515
Potencia Escape (160°C)	kW	610	547
Potencia Escape (140°C)	kW	644	579
Potencia Escape (120°C)	kW	678	611
Temp. Água de Alimentação	°C	90	87
Vapor Produzido 220°C	kg/h	754	666
Vapor Produzido 200°C	kg/h	809	717
Vapor Produzido 179°C	kg/h	866	770
Vapor Produzido 151°C	kg/h	927	827
Vapor Produzido 140°C	kg/h	979	875
Vazão Água Refrigeração	m³/h	45	55
Temp Saída Água Refrigeração	°C	92	90
Temp Entrada Água Refrigeração	°C	82	80
Potencia Água Refrigeração	kW	478	656
Vazão Água Aftercooler	m³/h	30	22
Temp Saída Água Aftercooler	°C	43	
Temp Entrada Água Aftercooler	°C	40	
Potencia Água Aftercooler	kW	83	
Absorção duplo efeito (Vapor 10bar)	TR	146	132
(Absorção Água quente (só água) refrigeracão)	TR	91	125
Absorção Água quente (água +gases)	TR	220	241
			463

Tabela 33. Disponibilidade da planta de cogeração.

	Tarifa Convencional		Reserva de Capacidade	
Disponibilidade Planta	-	%	-	%
Demandas ponta total	-	kW	-	kW
Demandas fora ponta total	-	kW	-	kW
Demandas ponta conv.	-	kW	-	kW
Demandas fora ponta convencional.	-	kW	-	kW
Compra ponta total	-	kWh/mês	-	kWh/mês
Compra Fora ponta total	-	kWh/mês	-	kWh/mês
Compra ponta conv.	-	kWh/mês	-	kWh/mês
Compra Fora ponta conv.	-	kWh/mês	-	kWh/mês
Nº dias segunda a sexta	-	dias/mês	-	dias/mês
Nº dias sábado e domingo	-	dias/mês	-	dias/mês
Compra média ponta total	-	kWh	-	kWh
Compra média fora ponta total	-	kWh	-	kWh
Compra média ponta convencional.	-	kWh	-	kWh
Compra média fora ponta convencional.	-	kWh	-	kWh
Fator de uso	-	-	-	%

Em função da energia que deverá ser comprada, e considerando os valores de energia das tarifas convencional e da reserva de capacidade levantadas na tabela 33, chega-se, na tabela 34, ao valor mensal que será gasto com compra adicional de energia elétrica.

Outro ponto que deve ser levantado é a necessidade de energia térmica com instalação da planta de cogeração. Com a definição da utilização de uma turbina ou de um motor, pode-se calcular quanto de energia térmica poderá ser produzida com a configuração desta planta. Na tabela 35, está destacada a quantidade de energia térmica gerada e a economia que será conseguida na arquitetura definida.

Tabela 34. Valores a serem gastos com compra de energia elétrica na cogeração.

	Tipos	Tarifa	Reserva de Capacidade
Ponta	Demanda (R\$/kW)	-	-
	R\$	-	-
	Energia (R\$/MWh)	-	-
	R\$	-	-
Fora Ponta	Demanda (R\$/kW)	-	-
	R\$	-	-
	Energia (R\$/MWh)	-	-
	R\$	-	-
total	Demanda (R\$/kW)	-	-
	R\$	-	-
	Energia (R\$/MWh)	-	-
	R\$	-	-
total sem Icms	R\$/mês	-	-
	R\$/MWh	-	-
total com Icms	R\$/mês	-	-
	R\$/MWh	-	-

De posse de todas estas informações, é possível calcular o custo total do sistema com a cogeração e pode ser definido conforme a fórmula abaixo:

$$Ccog. = \{ (Cgas + Co\&m) \times 12 \text{ meses} + (-\$Vexc + \$Ec + \$T) \}$$

Sendo:

$Ccog.$ = Custo total do sistema com a cogeração

$Cgas$ = Custo do gás natural nos equipamentos da usina de cogeração

$Co\&m$ = Custo de operação e manutenção da usina.

$\$Vexc$ = venda de excedente de energia elétrica

$\$Ec$ = necessidade de energia elétrica complementar (demanda + emergência)

$\$T$ = necessidade de energia térmica complementar

Com os custos operacionais antes e depois da cogeração, é possível fazer um balanço geral de todos os valores envolvidos no projeto da planta, e utilizando uma planilha financeira calcula-se

a viabilidade econômica do projeto. Em função da economia anual gerada pela planta de cogeração, é possível calcular os anos de retorno do investimento (*payback*) e o retorno do investimento (TIR). Para tanto, é necessário considerar custos financeiros e em qual base de tempo deva-se calcular a taxa de retorno. O cálculo do *payback* pode ser apresentado com a simples fórmula:

$$\text{Payback (ano)} = \frac{\text{investimento total (R\$)}}{\text{Economia anual (R\$/ano)}}$$

Tabela 35. Unidades térmicas geradas com a planta de cogeração.

Características da Turbina ou do motor	Valor	unidade
Grupo	marca	
Potência por grupo	-	kW
Nº de unidades	-	
Potência da planta cogeração	-	kW
Potência escape (160 °C)	-	kW
Potência água refrigeração	-	kW
Fator de carga	-	
Produção do vapor ou ar quente		
Temperatura do escape	-	°C
Perdas no escape	-	%
Vapor gerado por grupo	-	kg/h
Ar quente gerado	-	M ³ /h
Produção de água quente		
Temperatura saída do grupo	-	°C
Temperatura entrada no grupo	-	°C
Vazão	-	m ³ /h
Perdas	-	%
Calor equivalente em vapor	-	kg/h
Produção do vapor equivalente total		
Vapor equivalente gerado nominal	-	kg/h
Vapor equivalente gerado efetivo	-	kg/h
Horas de funcionamento anual	-	h/ano
Disponibilidade planta	-	%
Economia anual	-	MR\$/ano

Na tabela 36, pode-se demonstrar a viabilidade, além das principais informações do projeto.

Tabela 36. Resumo final de um projeto de cogeração.

Principais dados da planta	unidades	valor
Tipo de grupo	Turbina/motor	
Marca	-	
Modelo	-	
Potencia por grupo	kW	-
N° de unidades	-	
Potencia máxima	kW	-
Rendimento elétrico	%	-
Fator de carga	%	-
Consumo de gás	m ³ /h	-
Preço do gás cogeração (ano 1)	R\$/m ³	-
Custo anual do gás cogeração (ano 1)	MR\$/ano	-
Custo manutenção	MR\$/ano	-
CUSTO TOTAL (Ano 1)	MR\$/ano	-
Custo de geração	R\$/kWh	-
Potencia térmica Nominal	kW	-
Vapor útil	kg/h	-
Potencia útil gás escape	kW	-
Potencia útil água refrigeração	kW	-
Vapor equivalente água refrigeração	kg/h	-
Vapor total equivalente	kg/h	-
Preço do combustível substituído (ano 1)	OC(R\$/kg)	-
ECONOMIA COMBUSTIVEL (ano 1)	MR\$/ano	-
Fatura elétrica sem cogeração (Ano 1)	MR\$/ano	-
Fatura elétrica com cogeração (Ano 1)	MR\$/ano	-
ECONOMIA ELETRICA (ANO 1)	MR\$/ano	-
ECONOMIA TOTAL (Ano 1)	MR\$/ano	-
VENDA ELETRICIDADE (ANO 1)	MR\$/ano	-
RESULTADO ANUAL LIQUIDO (ano 1)	MR\$/ano	-
RESULTADO ANUAL LIQUIDO (ano 2)	MR\$/ano	-
RESULTADO ANUAL LIQUIDO (ano 3)	MR\$/ano	-
RESULTADO ANUAL LIQUIDO (ano 4)	MR\$/ano	-
RESULTADO ANUAL LIQUIDO (ano 5)	MR\$/ano	-
INVESTIMENTO	MR\$	-
Investimento específico	R\$/kW	-
PAY-BACK	anos	-
TIR (10 anos)	%	-

Esta metodologia deve ser usada apenas para uma análise preliminar do projeto, mas os resultados alcançados nesta metodologia ficarão próximos do projeto executivo. Portanto, para tomada de decisão pelo usuário, o modelo apresentado fornece dados consistentes e realistas, que darão credibilidade e confiabilidade.

É importante destacar os aspectos mais relevantes e sensíveis envolvidos nesta metodologia. Dentre elas podemos elencar:

- o perfil de demanda de energia do usuário e o seu gerenciamento de cargas devem ser compatíveis o histórico real da empresa e com a futura arquitetura proposta;
- os custos dos energéticos envolvidos. Assim uma boa negociação com as distribuidoras de energia elétrica e de gás natural é importante;
- a busca pela maior eficiência global da usina;
- os investimentos envolvidos no projeto, bem como o custo financeiro;
- As tendências de preços globais de energia.

O projeto executivo irá aprofundar no detalhamento técnico, irá orçar valores precisos de investimentos através de fornecedores de equipamentos, além de custos de engenharia, montagem e licenciamento. Outro ponto que deve ser destacado nesta metodologia é a facilidade para analisar os dados informados, possibilitando o entendimento de usuários que não dominam questões técnicas.

16 SEGMENTO DA INDÚSTRIA DE BEBIDAS

É importante separar primeiramente o segmento de Bebidas do de Alimentos, isto porque, o segmento de alimentos tem dimensões muito superiores. Segundo o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), a produção da indústria de alimentos foi de oito a dez vezes maior que a apresentada pela indústria de bebidas, no período entre 1999 e 2003.

16.1 O setor

Segundo a Abrabe – Associação Brasileira de Bebidas, o mercado de bebidas no Brasil e no mundo mistura tradições centenárias e pequenas companhias familiares, com destilarias de grande porte, companhias globais que atendem a centenas de países, distribuidores independentes, exportadores e importadores, sem falar no que o setor põe em movimento,

criando empregos e riqueza na indústria do bem viver: bares, restaurantes, casa noturnas, hotéis.

Segundo a análise técnica deste segmento feita por Tolmasquim (2003), o segmento de bebidas envolve em seus processos de fabricação pouca capacitação tecnológica e técnicas já difundidas, assim, as necessidades de investimentos em pesquisa não são impeditivos ao ingresso de novas empresas, embora inovações em processos e técnicas de comercialização sejam também importantes determinantes para o sucesso nesse mercado.

Conforme estudo setorial realizado pelo BNDES em 2006, o processo produtivo dessa indústria envolve a fabricação do produto básico, o engarrafamento e a distribuição. No caso de um país de dimensões continentais como é o Brasil, a localização espacial das plantas industriais próximas ao mercado consumidor e a constituição de redes de distribuição com capacidade para alcançar as mais distantes localidades são variáveis importantes e cruciais para a estratégia das grandes empresas. Outra peculiaridade marcante do setor de bebidas é a sua forte dependência do crescimento da renda da população, uma vez que o fator preço ainda é o principal determinante do consumo nesse mercado. Assim, mesmo que as empresas invistam em qualidade e fixação de marca, a competição é baseada no preço do produto final ao consumidor.

Os produtos resultantes de tal atividade industrial podem ser divididos em dois grandes grupos: bebidas alcoólicas e não-alcoólicas. Dentro do grupo das alcoólicas, podemos classificar as cervejas, os vinhos, aguardentes, uísques, vodcas, licores etc. Já no grupo das não-alcoólicas, podemos destacar os refrigerantes, águas, refrescos, chás etc.

Segundo dados de 2005 do Sindicato Nacional da Indústria da Cerveja - SINDICERVE, embora o Brasil seja apenas o nono país no ranking de consumo per capita de cerveja, com uma média de 47,6 litros/ano para cada habitante, em função da enorme população, somos o 5º maior produtor de cerveja do mundo, com uma média de 9,0 bilhões de litros ao ano, ficando atrás apenas da China (27 bilhões de L/ano), EUA (23,6 bilhões de L/ano), Alemanha (10,5 bilhões de L/ano) e Rússia (9 bilhões de L/ano).

Dentro do país, existem atualmente 50 fábricas, em geral de grande e médio porte, na sua maioria localizadas próximas aos grandes centros consumidores do país. Desta forma, a região

Sudeste responde por cerca de 57,5% da produção (aproximadamente 4,6 bilhões de L/ano), a região Nordeste por 17,3% (1,4 bilhões de L/ano), a região Sul com 14,8% (1,2 bilhões de L/ano), a região Centro- Oeste com 7,5% (0,6 bilhões de L/ano) e a região Norte com 2,9% (0,3 bilhões de L/ano). De acordo com dados do setor, esta produção é escoada por uma rede de mais de 1,5 mil revendedores, que atendem cerca de 1 milhão de pontos-de-venda em todo o país. As fábricas de cervejas e refrigerantes em geral são mistas, ou seja, produzem ambos os tipos de bebidas. No entanto, existem algumas exceções, tanto de cervejarias que não produzem refrigerantes como empresas que só fabricam refrigerantes. A tabela 37 apresenta os dados das empresas associadas ao SINDICERV, que contemplam 98% da produção nacional de bebidas desta natureza.

Em relação aos refrigerantes, o Brasil é o terceiro maior mercado mundial, possuindo cerca de 750 mil pontos de venda espalhados pelo País. Embora não haja dados consolidados, pode-se ter uma idéia do mercado pelo refrigerante à base de guaraná, que no ano de 2.004 apresentou um consumo de 800 milhões de litros, o que representa uma participação no mercado interno em aproximadamente 33%. Segundo dados da ABIR- Associação Brasileira das Indústrias de Refrigerantes, a produção deste tipo de bebida no Brasil em 2004 foi de 1.200 milhões de litros, 5,22% a mais que em 2003.

Tabela 37. Distribuição das fábricas das principais companhias de bebidas do país.

NOME	CERVEJA (Produção apenas de cerveja)	MISTAS (cerveja e refrigerante)	TOTAL
AmBev	12	13	25
Baden Baden	1		1
Cerpa	1		1
Cintra		2	2
Conti		1	1
Petrópolis	2		2
Schincariol		7	7
Convenção	1		1
Teresópolis	1		1
Total	27	23	50

Fonte: SINDICERV. 2006.

Em relação aos empregos, o segmento afirma empregar mais de 150 mil pessoas, entre postos diretos e indiretos, além de realizar diversos investimentos que, nos últimos cinco anos, somam mais de R\$ 3 bilhões, incluindo a construção e posta em marcha de 10 novas fábricas no país.

Além disso, o setor destaca-se na importação de malte, com cerca de 3,8 mil toneladas em 2004, no valor de US\$ 1,7 milhões, e na exportação de cerveja, com mais de 28 milhões de litros exportados em 2004, o equivalente a uma receita de mais de US\$ 12 milhões.

Para este estudo, serão considerados os segmentos de refrigerantes e cervejas, que juntos agregam mais da metade do mercado. Eles podem ser analisados conjuntamente, uma vez que as grandes empresas têm unidades fabris que justificam investimentos na área de energia. Na tabela 38, estão relacionadas as principais fábricas de cerveja, refrigerante e mistas (cervejas e refrigerantes) no estado de São Paulo, com a localização, o tipo de planta e a capacidade. Como pode ser observada na mesma tabela, a produção de cerveja e refrigerantes no estado de São Paulo está concentrada em 23 fábricas, representando 103,8 milhões de Hectolitros, ou 91% do total produzido no Estado.

Tabela 38. Relação das principais fábricas de bebidas do estado de São Paulo.

Empresas	Municípios	Tipo fábrica	Milhões Hectol./ano
AMBEV	Jaguariúna	Mista	17
	Jacareí	Mista	9
	Agudos	Cerveja	5
	Guarulhos	Cerveja	4
KAISER	Jacareí	Cerveja	7
	Araraquara	Cerveja	3
SCHINCARIOL	Itu	Mista	9
PETROPOLIS	Boituva	Cerveja	1,5
BELCO	São Manoel	Mista	3
CINTRA	Mogi Mirim	Mista	3
MALTA	Assis	Cerveja	1,0
Pamanco-Femsa	Jundiaí	Refrigerante	18,1
Pamanco-Femsa	Grande São Paulo	Refrigerante	3,0
Pamanco-Femsa	Cosmópolis	Refrigerante	2,5
Spaipa	Marília	Refrigerante	2,0
Spaipa	São J. Rio Preto	Refrigerante	1,5
Spaipa	Araçatuba	Refrigerante	1,5
Spaipa	Bauru	Refrigerante	2,5
Spaipa	Regente Feijó	Refrigerante	1,5
Sorocaba Refresco	Sorocaba	Refrigerante	2,5
Ipiranga	Ribeirão Preto	Refrigerante	3,2
PEPSICO	Jundiaí	Refrigerante	3,0
TOTAL			103,8

Fonte: Sindicerv/ABIR. 2006.

16.2 Resultado técnico e econômico de um caso típico de cogeração

Para se analisar a viabilidade de uma planta de cogeração no segmento de bebidas, é preciso definir um modelo de fábrica que seja compatível com a realidade das fábricas no Brasil, e em especial em São Paulo, estado que integra parte deste estudo sobre o potencial de cogeração. Assim, a escolha deu-se considerando o tamanho médio das fábricas da tabela 38, ou seja, uma fábrica de 4 milhões de hectolitros de produção por ano. A planta que terá o nome de Cervejaria Zero Grau será fictícia, mas conservará os mesmos parâmetros das fábricas que têm essa capacidade de produção.

Portanto, o estudo seguirá a metodologia apresentada no item anterior e as etapas que devem ser seguidas, desde a coleta de informações até o resultado final. A coleta de informações da Zero Grau está detalhada na tabela 39.

Conforme os dados da tabela 39, a potência da instalação existente é de 3000 MW e o gasto anual com eletricidade segundo as faturas médias dos últimos 6 meses é de MR\$ 5,6, sem Icms. A sua demanda é de 3.000 kW (ponta e fora de ponta), o que mostra que esta empresa tem um consumo de energia muito regular, tanto durante o dia como durante o mês e consequentemente durante o ano.

O fator que favorece a viabilidade de uma planta de cogeração é a ausência de picos de utilização de energia, como partida de grandes equipamentos com grandes motores. Neste estudo específico, adotamos a situação ideal, ou seja, uso contínuo durante todo o ano, com as mesmas demandas e consumos. Anualmente, isto não acontece na realidade, visto que, no verão, uma cervejaria utiliza sua capacidade máxima e no inverno, a utilização é inferior a 65 %, conforme informação da assessoria de imprensa da Schincariol.

O segundo passo é levantar o custo atual de energia térmica da empresa, que, no caso específico, é basicamente vapor de baixa pressão, pois em uma cervejaria, os processos operam a baixas temperaturas, não havendo necessidade de vapor de alta pressão. No caso da Cervejaria Zero Grau, a demanda de vapor é de 18 toneladas por hora e considerando os dias de funcionamento e o preço do óleo combustível, chega-se ao custo anual de MR\$ 8,8.

Tabela 39. Relatório do cliente sobre utilidades

Itens do relatório	Dados/valores
Nome da empresa :	Cervejaria Zero Grau.
Nome do entrevistado :	Carlos da Silva - engº eletricista
E-mail :	industrial@cervejazerograu.com.br
ENERGIA ELÉTRICA	
Potência da instalação existente	3000 KW
Tensão da rede	
Média	23 KV
Baixa	220/380 V
Fator de potência :	0,95
Consumo médio mensal	
Ponta seca	3000 kW
Fora de ponta seca	3000 kW
Diagrama KW x horas típico diário	Vide gráfico bb
Variações significativas de consumo	Não existe
Demandada contratada	3000 kW
Conseqüências com falta de energia	Perda de produção, lote de matéria prima
Concessionária de fornecimento :	CPFL
ENERGIA TÉRMICA	
Óleo combustível	Classificação 1 ^a
Capacidade de armazenamento:	60000 litros
Consumo mensal	850 ton/mês
Tarifa da distribuidora	799 R\$/ton
Vapor	
Perfil de consumo	Constante
Diagrama ton/hora x horas típico	inverno 18 ton/h verão 18 ton/h
Disponibilidade do sistema atual	18 ton/h
Conseqüências com falta de vapor	idem à comentários da elétrica
INSTALAÇÕES EXISTENTES	
Caldeiras	2 ATA
Pressão	10 kg/cm ²
Capacidade,	10 ton/h
Consumo de combustível	850 ton/mes de BPF
Lavador de gases	Sim
CUSTOS ATUAIS	
operação do sistema de vapor	Anual de: R\$ 51000
manutenção do sistema de vapor	Anual de: R\$ 23000
funcionários	1/turno X 3 =3
Salário médio	R\$ 1500
Custo médio do vapor	57 R\$/ton
Custo médio da energia elétrica comprada	218 R\$/MW
Água	própria

Assim, somando os custos da energia elétrica comprada da distribuidora e os custos da geração de vapor, chega-se ao valor anual de 14,4 MR\$, sem considerar o ICMS – Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviço.

O terceiro passo é levantar todas as variáveis que compõem o projeto de uma planta de cogeração para a Cervejaria Zero Grau. Deve-se analisar o comportamento atual e nos próximos 20 anos dos preços do gás natural e da energia elétrica. Para isto, utilizamos as informações disponíveis (item 15.4) da metodologia apresentada no item anterior. A partir das premissas de energia elétrica e gás natural definidas, analisamos qual equipamento poderia atender o projeto. Na figura 35, pode-se verificar o desenho esquemático da arquitetura do projeto de cogeração da Cervejaria Zero Grau.

Como a necessidade elétrica é bem inferior à necessidade térmica, o dimensionamento do equipamento baseou-se nas necessidades elétricas e na maior quantidade térmica gerada possível. Assim, neste caso, o uso de uma turbina é a melhor solução. Definiu-se uma turbina de 3124 MW de potência elétrica do fabricante MTU, que atenderá a totalidade da demanda elétrica da Cervejaria.

Com as informações da turbina, e considerando que a planta estará operando 97% do ano, calculamos a energia elétrica que deverá ser comprada da Distribuidora local. Contratando os valores de energia das tarifas azul e da reserva de capacidade, o valor mensal que será gasto com compra de energia elétrica será de R\$ 20000 por mês. A produção de vapor com instalação da planta de cogeração utilizando a turbina definida anteriormente, será 9,4 toneladas por hora, gerando uma economia de MR\$ 4,4 por ano.

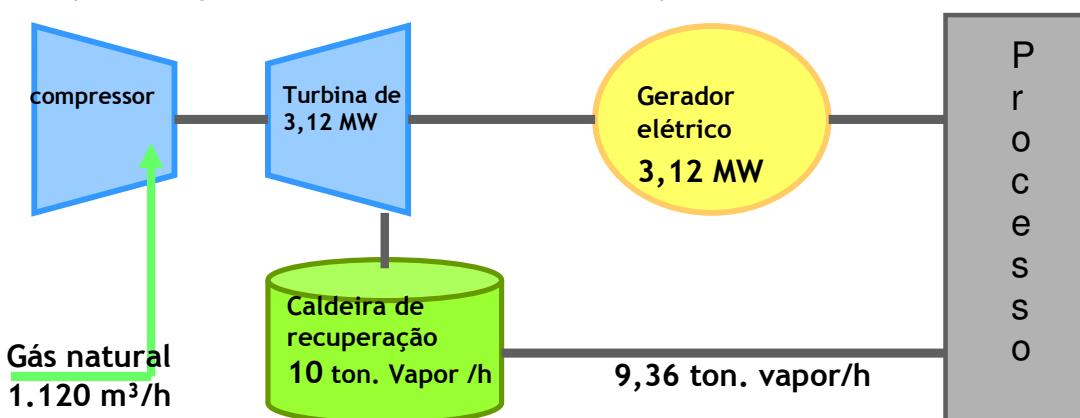


Figura 35. Desenho da cogeração da Cervejaria Zero Grau

De posse de todas as informações levantadas acima, fez-se o balanço geral de todos os custos envolvidos no projeto da planta, e utilizando uma planilha financeira, foi possível calcular a viabilidade econômica deste projeto. Na tabela 40, apresentam-se o resultado e os principais

Tabela 40. Resumo final do projeto Cervejaria Zero Grau.

Principais dados do projeto	unidade	Dados/valores
Tipo de Grupo		turbina
Marca		MTU
Modelo		ASE40
Potencia por grupo	kW	3124
Nº de unidades		1
Potencia máxima	kW	3124
Rendimento elétrico	%	27,9
Fator de carga	%	96,0
Consumo gás	m ³ /h	1076
Preço gás cogeração (ano 1)	R\$/m ³	0,598
Custo anual gás cogeração (ano 1)	MR\$/ano	5,4
Custo manutenção	MR\$/ano	1,0
CUSTO TOTAL (Ano 1)	MR\$/ano	6,4
Custo de geração	R\$/kWh	0,254
Potencia térmica nominal	kW	3170
Vapor útil	kg/h	7373
Potencia útil gases escape	kW	5500
Potencia útil água refrigeração	kW	1296
Vapor equivalente água refrigeração	kg/h	1939
Vapor total equivalente	kg/h	9312
Preço do combustível substituído (ano 1)	OC(R\$/kg)	0,799
Economia de combustível (ano 1)	MR\$/ano	4,4
Fatura elétrica sem cogeração(Ano 1)	MR\$/ano	5,9
Fatura elétrica com cogeração(Ano 1)	MR\$/ano	0,256
Economia eletrica (ano 1)	MR\$/ano	5,7
Economia total (ano 1)	MR\$/ano	10,1
Venda eletricidade (ano 1)	MR\$/ano	0
Resultado anual líquido (ano 1)	MR\$/ano	3,7
Resultado anual líquido (ano 2)	MR\$/ano	3,8
Resultado anual líquido (ano 3)	MR\$/ano	3,9
Resultado anual líquido (ano 4)	MR\$/ano	4,0
Resultado anual líquido (ano 5)	MR\$/ano	4,1
INVESTIMENTO	MR\$	8,0
Investimento específico	R\$/kW	2561
PAY-BACK	anos	2,06
TIR (10 anos)	%	49,1

números deste estudo, bem como a rentabilidade que foi de 49,1%, aparentemente elevada, mas dentro da realidade deste segmento. Ressalta-se que se trata de um caso fictício.

16.3 Comparativa com os casos existentes

O setor de bebidas contempla algumas fábricas com plantas de cogeração. Assim, é possível relacionar, na tabela 41, as empresas, a localidade e o tipo de produção das mesmas:

Tabela 41. Fábrica de bebidas com cogeração.

fábrica	cidade	tipo de fábrica
Panamco (Coca-Cola)	Jundiaí	refrigerante
Guararapes	Rio de Janeiro	Refrigerante
Brahma	Rio de Janeiro	mista
Kaiser	Jacareí	cerveja
Kaiser	Pacatuba	cerveja

Fonte: Tolmasquin 2003.

Como se observa na tabela 41, existem cinco fábricas que optaram por administrar suas próprias necessidades de energia. Para facilitar a análise comparativa, existem duas de refrigerante, duas de cerveja e uma mista, que produz cerveja e refrigerante.

Em uma análise preliminar, é possível identificar as informações que o Balanço Energético Nacional – BEN pode proporcionar. Na tabela 42, observa-se que no setor de Bebidas e Alimentos, a demanda elétrica está em torno de 36%. Como o balanço inclui o consumo energético das indústrias de Alimentos, os valores apresentados possuem desvios que irão contrapor com os resultados das indústrias de bebidas, mas mesmo assim, pode-se verificar que 64% da energia necessária é térmica, evidenciando o grande potencial de cogeração que existe neste segmento.

Na mesma análise da tabela 42, excluímos o bagaço de cana, que está relacionada diretamente com as indústrias de açúcar, álcool e cítrico. Portanto, a razão entre o consumo elétrico e o térmico da tabela do BEN – segmento bebidas e alimentos é de 0,572.

Tabela 42. Uso energético do setor de Bebidas e Alimentos.

	energético	%
Carvão vapor		1,3
Gás natural		10,5
Lenha		37,2
Bagaço de cana		0
Óleo combustível		10,8
Outras		3,8
Eletricidade		36,4
Total		100,0

Fonte: BEN- MME – 2005

No caso de fábricas que só produzem cervejas, a razão entre o consumo de eletricidade e de energia térmica, sem a instalação da unidade de cogeração, é segundo Nogueira & Alkmin (1996), de 0,1334, refletindo o fato da utilização de energia térmica em maior quantidade em relação à energia elétrica. Outro fator importante é o número de horas de operação por ano, que na média são superiores a 5.300 horas, (NOGUEIRA, 1996). Na tabela 43, o valor desta relação oscila entre 0,157 e 0,248, portanto, o valor definido segundo NOGUEIRA é perfeitamente adequado.

Tabela 43. Comparativa energética da indústria cervejeira.

Dados da fábrica	cerveja		
	Kaiser Jacareí	Kaiser Pacatuba	Zero Grau
Vapor MWh térmico	19132	8774	9312
Potência instalada MWh elétrico	2996	1070	3124
Horas trabalhadas ano	6000	6000	8.381
Relação elétrica / demanda de vapor	0,157	0,122	0,248
Produção da Fábrica em milhões litros/mês	58	15	40

Segundo os registros de consumo de energia das fábricas da Coca Cola, o consumo médio de energia por litro produzido é de 0,35 MJ, considerando uma baixa eficiência nas unidades que

utilizam lenha em suas caldeiras. No entanto, segundo os dados da instalação de cogeração da fábrica de refrigerante da Panamco de Jundiaí, este valor tende a chegar a 0,15 MJ.

Na tabela 44, a relação entre o consumo elétrico e energético fica entre 0,89 e 2,38. Cabe neste ponto, uma explicação do motivo de o valor da fábrica da Panamco estar muito alto. É que a fábrica da Panamco tem uma unidade de cogeração de máximo rendimento na utilização dos gases que são subprodutos da cogeração. Além de vapor, esta cogeração extrai “frio” e CO₂, em relação a outra fábrica da Coca Cola de Guararapes em Pernambuco que só aproveita o rejeito térmica para gerar vapor. Ainda no caso da fábrica de Jundiaí, a Panamco vende energia para a outra fábrica de Cosmópolis, além de venda de CO₂, distorcendo os índices. A unidade de cogeração da fábrica de Guararapes assemelha-se com as demandas energéticas das outras fábricas de refrigerantes no estado de São Paulo.

Tabela 44. Dados da indústria de refrigerante.

Dados das fábricas	refrigerante	
	Panamco	Guararapes
Vapor MWh térmico	6506	1370
Potência instalada MWh elétrico	2739	. 541
Horas trabalhadas ano	5316	5316
Relação elétrica / demanda de vapor	2,38	0,89
TR instalada	1000	250
Produção de CO ² ton./dia	80	
Produção da Fábrica em milhões litros/mês	151	40

A fábrica da Brahma no Rio de Janeiro é a maior fábrica de cerveja e refrigerantes da América Latina, com capacidade produtiva anual de mais de 1,2 bilhão de litros de cerveja e 500 milhões de litros de refrigerante. Ela também é a única unidade industrial com produção mista que tem uma planta de cogeração.

A relação entre o consumo de energia elétrica e de energia térmica é similar a da indústria cervejeira, isto se deve a grande necessidade de energia térmica para produção de cerveja,

sobressaindo sobre as necessidades do processo de refrigerante, assim, o valor da relação de 0,1414 da tabela 45 está dentro dos valores estudados nas fábricas de cerveja.

Tabela 45. Dados de cogeração de fábrica mista de bebidas.

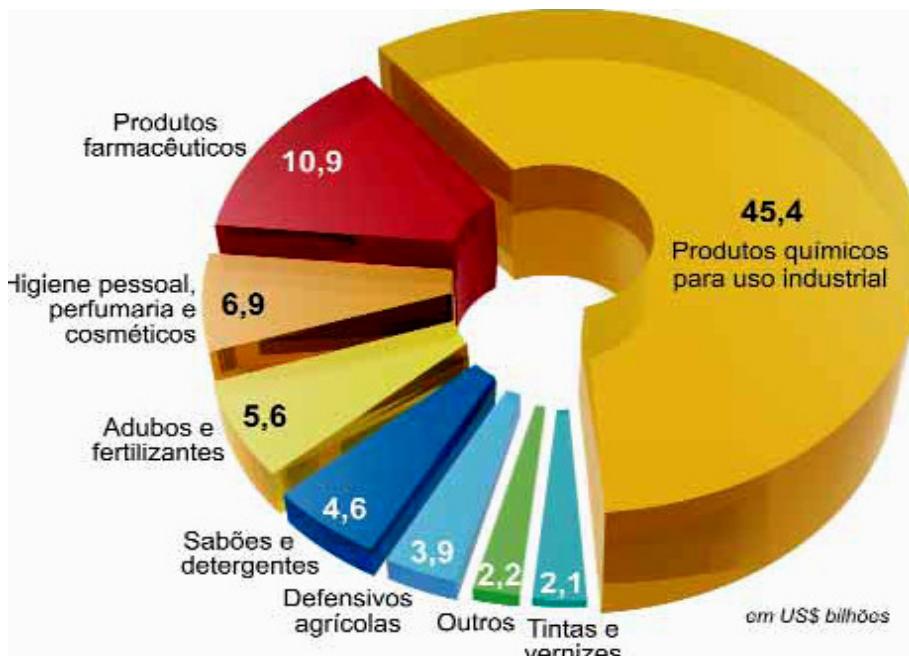
Dados da fábrica	mista Refriger. + cerveja
Vapor MWh térmico	42372
Potência instalada MWh elétrico	5992
Horas trabalhadas ano	5316
Relação elétrica / demanda de vapor	0,1414
TR instalada	500
Produção da Fábrica em milhões litros/mês	142

17 SEGMENTO DA INDÚSTRIA QUÍMICA.

De acordo com a Abiquim – Associação Brasileira da Indústria Química, o conceito da indústria química e sua abrangência têm sido objeto de divergências que dificultam a comparação e análise dos dados estatísticos a ela referentes. No passado, indústrias independentes, como o do refino do petróleo, por exemplo, eram confundidas com a indústria química propriamente dita, na qual, no entanto, não se incluíam segmentos tipicamente químicos, como, por exemplo, os de resinas termoplásticas e de borracha sintética.

17.1 O setor

O setor químico pode ser dividido em dois grandes segmentos: o de produtos químicos para uso industrial e o de produtos químicos de uso final. Há, no País, cerca de 4.500 empresas químicas, que respondem por mais de 300 mil empregos diretos e por 15% do total de impostos e taxas gerados por todos os setores industriais do País.

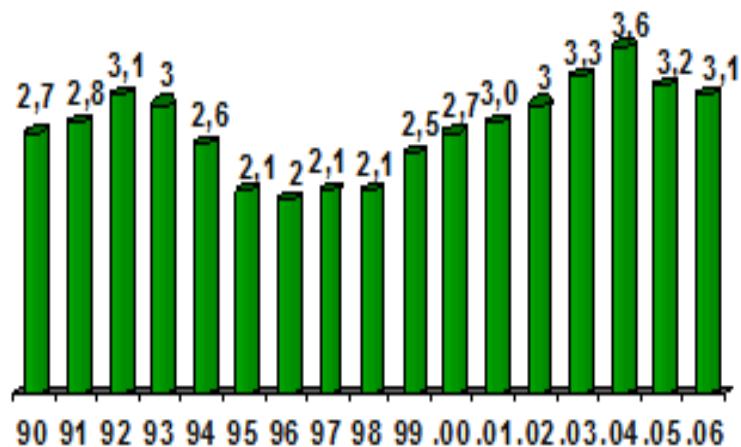


Fonte: Abiquim – 2006.

Figura 36. Percentual de faturamento da indústria química – 2006

Observando o gráfico da figura 36, verifica-se a grande variedade de sub-produtos produzidos pela indústria química e seus respectivos percentuais de faturamento, em destaque os produtos químicos de uso industrial com 45,4% do faturamento que atende a uma outra variada cadeia de produção da indústria química.

A indústria química participa ativamente de quase todas as cadeias e complexos industriais, inclusive serviços e agricultura, desempenhando papel de destaque no desenvolvimento das diversas atividades econômicas do País. De acordo com os dados recentemente revisados pelo IBGE, a participação da indústria química no PIB total foi de 3,1% em 2006, números que podem ser vistos na evolução apresentada na figura 37. Comparativamente aos Estados Unidos (maior indústria química do mundo), a participação do setor no PIB é de aproximadamente 2%. Levando-se em consideração toda a matriz industrial brasileira, segundo o IBGE, o setor químico ocupa a segunda posição, respondendo por cerca de 12% do PIB da indústria de transformação.



Fonte: Abiquim – 2006.

Figura 37. Evolução da participação no PIB da indústria química.

A indústria petroquímica é parte da indústria química. Caracteriza-se por utilizar um derivado de petróleo (a nafta) ou o gás natural como matérias-primas básicas. No entanto, muitos produtos chamados petroquímicos, como, por exemplo, o polietileno, podem ser obtidos tanto a partir dessas matérias-primas como a partir de outras, como o carvão (caso da África do Sul) ou o álcool (como ocorreu no passado, aqui mesmo no Brasil). A partir do eteno, obtido da nafta derivada do petróleo ou diretamente do gás natural, a petroquímica dá origem a uma série de matérias-primas que permitem a o homem fabricar novos materiais, substituindo com vantagens a madeira, peles de animais e outros produtos naturais. O plástico e as fibras sintéticas são dois desses produtos. O polietileno de alta densidade (PEAD), o polietileno de baixa densidade (PEBD), o polietileno tereftalato (PET), o polipropileno (PP), o poliestireno (PS), o policloreto de vinila (PVC) e o etileno acetato de vinila (EVA) são as principais resinas termoplásticas.

Nas empresas transformadoras, essas resinas darão origem a autopeças, componentes para computadores e para as indústrias aeroespacial e eletroeletrônica, garrafas, calçados, brinquedos, isolantes térmicos etc. Os produtos das centrais petroquímicas também são utilizados para a produção, entre outros, de etilenoglicol, ácido tereftálico, dimetiltereftalato e acrilonitrila, matérias-primas para a produção dos fios e fibras de poliéster, de náilon, acrílicos e do elastano.

17.2 Resultado técnico e econômico de um caso típico

Da mesma forma como foi realizado no segmento de alimentos e bebidas, neste segmento utilizar-se-ão as mesmas etapas de análises apresentadas no item 15 sobre a metodologia de estudo de viabilidade de uma cogeração.

Utilizou-se uma empresa fictícia e deu-se o nome de Química X, fabricantes de diversos tipos de polímeros que são utilizados como massa automobilística na indústria automobilística, de brinquedos e produtos ocos em geral. A fábrica tem em suas demandas de utilidades grande necessidade de vapor, tendo também um grande consumidor de energia elétrica. É assim, um excelente cliente para utilizar uma planta de cogeração, representando o segmento como um cliente típico. Na tabela 46, está o relatório inicial das principais informações da área de utilidades da Química X.

Analizando a fatura de energia elétrica da Química X, verifica-se uma demanda na ponta e fora da ponta de 7000 kW, e os consumos médios baseados nessa mesma fatura são de 7000 KW. O valor pago anualmente pela empresa é de MR\$ 10,9, sendo resultado da soma dos valores faturados da demanda (MR\$ 2,24) mais o valor do consumo (MR\$ 8,67). Para estes valores, foram empregadas as tarifas da Distribuidora Piratininga de Energia (tabela 29).

Este cliente opera 24 horas por dia de segunda a sexta e no sábado até as 12 horas. Este perfil de consumo ainda é considerado muito bom para implantar uma cogeração. A demanda térmica desta indústria consiste basicamente de vapor de baixa pressão (5 Bar), sem picos de consumo, mantendo a demanda de 28000 kg/h e o custo anual é de MR\$13,7. Somando-se os custos da energia elétrica comprada da distribuidora e os custos da geração de vapor, chega-se ao valor anual de MR\$24,6 sem considerar o ICMS – Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviço.

Para a continuação dos cálculos do projeto de cogeração da Química X, utilizar-se-ão os mesmos valores do preço do gás natural e energia elétrica, como também a mesma tendência de reajustes de preços para os próximos anos apresentados no item 15.4. Para a Química X, foi utilizado um projeto de cogeração que conte com a venda de excedente de energia elétrica. Assim, foi escolhido um conjunto de equipamentos que ultrapasse a demanda elétrica de 7 MW

Tabela 46. Dados de utilidades da Química X.

Itens do relatório	Dados/valores
Nome da empresa :	Química X
Nome do entrevistado :	José da Silva - engº eletricista
Telefone :	(15) 33333333
E-mail :	industrial@quimicaX.com.br
ENERGIA ELÉTRICA	
Potência da instalação existente	7000 KW
Tensão da rede	
Média	23,0 KV
Baixa	220/420 V
Fator de potência :	0,95
Consumo médio mensal	
Ponta seca	7000 kW
Fora de ponta seca	7000 kW
Perfil de consumo	Vide gráfico hh
Diagrama KW x horas típico diário	Vide gráfico hh
Variações significativas de consumo	Não existe
Demanda contratada	7000 kW
Conseqüências com falta de energia	Perda de produção, lote de matéria prima
Concessionária de fornecimento :	Piratininga
ENERGIA TÉRMICA	
Óleo combustível	Classificação 1A
*Capacidade de armazenamento:	100000 litros
Consumo mensal	980000 kg/mês
Tarifa da distribuidora	0,87 R\$/kg
Vapor	
Perfil de consumo	Constante
Diagrama ton/hora x horas típico	Inverno/verão 28 ton/h
Disponibilidade do sistema atual	40 ton/h
Conseqüências com falta de vapor	idem à comentários da elétrica
INSTALAÇÕES EXISTENTES	
Caldeiras	4
Tipo	ATA
Pressão	10 kg/cm ²
Capacidade,	10 ton/h
Lavador de gases	Sim
CUSTOS ATUAIS	
operação do sistema de vapor	Anual de: R\$ 60000
manutenção do sistema de vapor	Anual de: R\$ 18000
Funcionários	1/turno X 3 =3
Salário médio	R\$ 1500
Custo médio do vapor	57 R\$/ton
Custo médio da energia elét. comprada	182 R\$/MW
Água	própria

conforme a figura 38. Como a demanda térmica é bem superior à elétrica preferiu-se utilizar duas turbinas de 4680 KW, modelo Taurus 60 do fabricante Solar. Estas turbinas atendem a demanda elétrica e irão gerar 2,36 MW de excedente para a venda de energia elétrica, ou seja,

as duas turbinas gerarão 9,36 MW, sendo que 7,0 MW serão usados para suprir a demanda interna da indústria e o restante será comercializado como venda de excedente. Os rejeitos das turbinas, irão produzir 20,3 ton/h de vapor nas caldeiras de recuperação. Esta produção de vapor irá resultar em uma economia na geração de vapor é de MR\$ 8,3/ano.

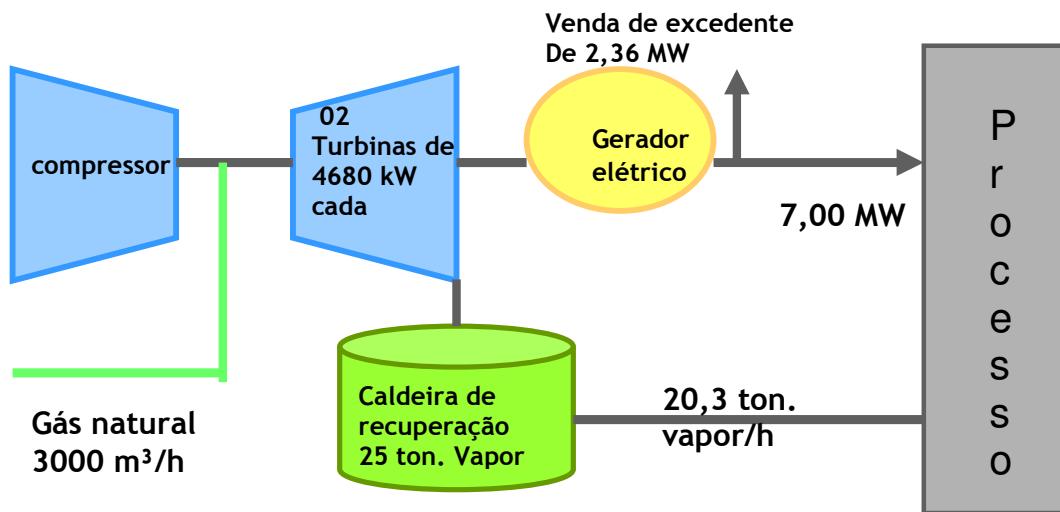


Figura 38. Desenho da planta de cogeração da Química X.

Considerou-se para este projeto, uma disponibilidade da planta de 96% do ano, sendo os 4% restantes destinados para manutenção dos equipamentos. A Química X deverá comprar 234 MWh/mês e vender 1,2 GWh/mês de energia elétrica. Considerando que haverá um excedente de energia elétrica e que deverá ser negociado com algum comprador, determinou-se um valor de mercado praticado atualmente para venda de excedente e mostrada na tabela 47.

Tabela 47. Valores de mercado para venda de energia excedente.

ANO	R\$/MW
1	110
2	116
3	121
4	127
5	134
6	140
7	147
8	155
9	163
10	171

Na tabela 48, pode-se verificar os principais números financeiros do projeto. O resultado foi uma TIR de 24,4% e um *Payback* de 3,7 anos, considerado bom para projetos de energia. No entanto, os números seriam piores se não houvesse a venda de energia.

Tabela 48. Resumo final do projeto Química X.

Principais dados do projeto	unidade	Dados/valores
Tipo de grupo		TURBINA
Modelo		TAURUS 60
Potencia por grupo	kW	4680
N° de unidades		2
Potencia total	kW	9360
Rendimento elétrico	%	30
Fator de carga	%	100
Consumo gás	m ³ /h	2998
Preço gás cogeração (ano 1)	R\$/m ³	0,561
Custo anual gás cogeração (ano 1)	MR\$/an	12,1
Custo manutenção	MR\$/an	2,7
CUSTO TOTAL (Ano 1)	MR\$/an	14,8
Custo de geração	R\$/MW	220
Vapor nominal	kg/h	20373
Vapor gerado (15bar)	kg/h	20373
Vapor equivalente gerado (água quente)	kg/h	-
Vapor total	kg/h	20373
Preço do combustível (equiv. gás natural)	R\$/m ³	0,833
Preço geração vapor	R\$/ton	57
Economia vapor	MR\$/an	8,3
Economia elétrica Ano 1	MR\$/an	11,9
ECONOMIA TOTAL	MR\$/an	20,2
Economia anual liquida (ano 1)	MR\$/an	5,4
Economia anual liquida (ano 2)	MR\$/an	5,5
Economia anual liquida (ano 3)	MR\$/an	5,6
Economia anual liquida (ano 4)	MR\$/an	5,8
Economia anual liquida (ano 5)	MR\$/an	5,9
INVESTIMENTO	MR\$	21,0
Investimento específico	R\$/kW	2244
PAY-BACK	anos	3,7
TIR (10 anos)	%	24,4

Este caso mostra a importância da venda de excedente de energia, pois, além de ser um negócio agregado ao projeto, propicia uma melhor rentabilidade. Se os valores da tabela 48 obtiverem melhores valores na negociação com o mercado livre ou com a própria distribuidora local, a rentabilidade do projeto melhorará significativamente. Foi considerado um custo financeiro de 12% ao ano e a análise da taxa de retorno foi baseada em um horizonte de 10 anos.

17.3 Comparativa com os casos existentes

Analizando os consumos gerais da indústria, conforme os dados do BEN – MME, com os estudos realizados pelo Tolmasquim no livro “Mercado de gás natural na indústria química” e estudos de casos de plantas de cogeração, será possível estabelecer uma comparativa para este segmento industrial. No consumo percentual divulgado no BEN – 2005, pode-se observar que a energia elétrica representa 25,3% de todo o consumo energético, assim, a razão de potência elétrica sobre a térmica na indústria química conforme o BEN é de 0,338 conforme a tabela 49.

Tabela 49. Consumo percentual de energia na indústria química - BEN.

IDENTIFICAÇÃO	2005
GÁS NATURAL	30,1
CARVÃO VAPOR	1,6
LENHA	0,7
ÓLEO COMBUSTÍVEL	8,7
Eletricidade	25,3
OUTRAS Fontes secundárias calor	33,6
TOTAL	100,0

Fonte: BEN 2005 – MME

Para enriquecer esta análise, faz-se necessário inserir o trabalho realizado por Tolmasquin (2003), onde ele elenca todas as razões de potência elétrica sobre a térmica de todos os sub-segmentos e cadeias da indústria química. O resultado pode ser visto na tabela 50, e o valor médio final da razão potência elétrica sobre térmica é 0,220.

Tabela 50 - Consumos específicos de energia em GJ/t

Segmento/ cadeia	Eletricidade	Calor	Razão potencia
Cadeia do etileno			
Etileno	0.94	17.91	0.053
Polietileno	2.04	0.70	2.901
Dicloreto de etileno	0.79	6.51	0.122
Policloreto de vinila	0.60	2.30	0.259
Oxido de etileno	1,15	2,83	0,406
Etilenoólicois	1,24	3,52	0,353
Poliésteres	2,64	25,57	0,103
Acido acético	1,24	3,62	0,038
Anidrido acético	0,23	3,01	0,050
Etilbenzeno	0,10	3,17	0,031
Poliestireno	0,33	4,94	0,066
Cadeia do propileno			
Propileno	0,57	2,58	0,219
Oxido de propileno	1,07	4,90	0,219
Acrilonitrila	0,40	1,82	0,219
Fibras acrílicas	5,21	44,85	0,116
Polipropileno	0,44	0,75	0,586
Fibras - polipropileno	5,27	27,47	0,192
Fenos / acetona	0,91	17,35	0,053
Cumeno	0,03	1,59	0,016
Cadeia do BTX			
Btx	0,19	2,73	0,069
Ciclohexano	0,35	3,71	0,201
Caprolactana	2,17	28,50	0,094
Nylon-6	3,30	23,23	0,076
Nylon6,6	7,58	32,35	0,142
Acido tereftálico	1,44	2,7	0,234
Anidrido maleico	3,31	14,15	0,535
Acido adipico	4,07	36,63	0,111
Cadeia de fertilizantes			
Amônia	2,14	26,12	0,082
Acido nítrico	0,01	0,61	0,011
Nitrato de amonio	0,28	0,65	0,432
Uréia	0,25	1,71	0,144
Sulfato de amônio	1,67	7,63	0,220
Acido sulfúrico	0,07	0,07	0,933
Acido fosfórico	1,78	5,08	0,351
Fosfato de amonio	0,19	0,56	0,340
Superfosfato	0,79	0,81	0,972
Cadeia de cloro-álcalis			
Cloro/soda caustica	11,53	6,77	1,704
Elastômeros			0,214
Química fina			0,298
<u>Média da Indústria</u>			<u>0,220</u>

Fonte Tolmasquin – 2003 Cenergia/ UFRJ

Conforme mostrado no item sobre tecnologias de cogeração, os projetos que apresentam razão de potência / calor menores, cujo perfil de consumo se apresenta mais termo-intensivo, tendem a ter melhores indicativos para uma cogeração eficiente e com rentabilidade. O ideal neste segmento são projetos que contemplem venda de excedente de energia elétrica e que atendam no máximo as demandas térmicas.

No caso da soda/cloro que é mais eletro-intensivo, a cogeração tende a ser menos interessante, mas, mesmo assim, atendendo as demandas elétricas, e rejeitando calor ao ambiente, é possível obter resultados econômicos aceitáveis.

Para Tolasquin (2003), os segmentos da indústria química que mais têm cogeração no mundo são os sub-segmentos pertencentes à produção de plásticos e resinas (PET e PVC), produtos orgânicos e intermediários de fertilizantes. Estes dados estão detalhados na tabela 51.

Tabela 51. Segmento da Indústria Química em relação à produção e consumo de energia

Segmento/cadeia	Produção física toneladas	Consumo de energia %
Eteno	19,2	33,2
Propileno	7,6	5,7
BTX	5,5	2,6
Fertilizantes	39,7	20,9
Cloro-Álcalis	7,0	8,5
Elastômeros	1,0	2,6
Química fina	2,6	1,8
Total	82,6	78,2

Fonte: Tolmasquim, 2003 - Cenergia/UFRJ

Os grandes consumidores de energia na indústria química são os sub-segmentos da produção de fertilizantes, polietileno e policloreto de vinila (PVC), além de responderem por importantes parcelas da produção total da indústria no Brasil.

Para completar a comparativa, utilizar-se-á o caso da planta de cogeração da Solvay de Portugal, que tem sua demanda térmica de 90 toneladas de vapor por hora e elétrica de 22 MW. Para se obter a razão, tem-se que equalizar as unidades, assim, na tabela 52 tem-se a razão de potência elétrica sobre a térmica da planta de cogeração da Solvay de Portugal.

Tabela 52. Razão entre potência elétrica e térmica em planta de cogeração existente.

Demandas elétricas GW	Demandas térmicas GW	Razão pot. elétrica/térmica
0,022	0,094	0,235

Fonte: Solvay – Portugal. 2006.

A comparativa será realizada com os dados do BEN do Ministério de Minas e Energia, os estudos da Cenergia/UFRJ, a planta da Solvay em Portugal e o caso típico do ítem anterior (Química X) e mostradas na tabela 53. Como se observa nesta tabela, a razão de potência para a indústria química está entre o valor máximo obtido no BEN e o valor obtido com o caso típico da Química X.

Tabela 53. Comparação entre as razões de potências.

	Demandas elétricas	Demandas térmicas	Razão
BEN (GW)	529	1565	0,338
Cenergia/UFRJ	Não informado	Não informado	0,220
Planta Solvay/Portugal (MW)	22	94	0,235
Química X (MW)	7	19	0,372

18. SEGMENTO DA INDÚSTRIA CERÂMICA

18.1 O setor

Conforme informações da Associação Brasileira de Cerâmica – ABC, o setor industrial da cerâmica é bastante diversificado e pode ser dividido nos seguintes segmentos: cerâmica vermelha, materiais de revestimento, materiais refratários, louça sanitária, isoladores elétricos

de porcelana, louça de mesa, cerâmica artística (decorativa e utilitária), filtros cerâmicos de água para uso doméstico, cerâmica técnica e isolantes térmicos. No Brasil, existem todos estes segmentos, com maior ou menor grau de desenvolvimento e capacidade de produção. Além disso, existem fabricantes de matérias-primas sintéticas para cerâmica (alumina calcinada, alumina eletrofundida, carbeto de silício e outras), de vidrados e corantes, gesso, equipamento e alguns produtos químicos auxiliares. Este segmento pode ser dividido em dois setores distintos: Cerâmica fina ou branca (azulejos, revestimentos e pisos) e Cerâmica vermelha ou estrutural (tijolos, telhas, etc).

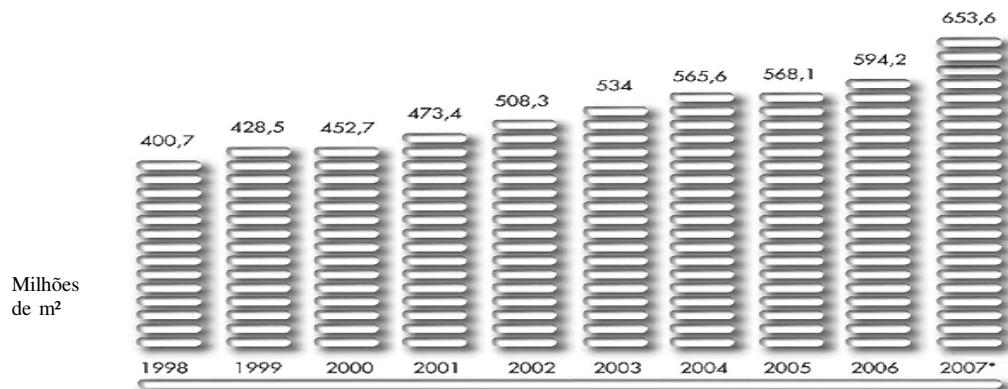
Segundo a ANFACER – Associação Nacional dos Fabricantes de Cerâmica de Revestimento, a concentração geográfica de empresas é característica da indústria de placas cerâmicas de revestimento. No Brasil, a produção é concentrada em algumas regiões. A região de Criciúma, em Santa Catarina, que tem reconhecimento como pólo internacional, concentra as maiores empresas brasileiras. Nessa região, as empresas produzem com tecnologia via úmida e competem por *design* e marca, em faixas de preços mais altas, evitando a estratégia focada no custo.

Em São Paulo, a produção está distribuída em dois pólos: Mogi Guaçu e Santa Gertrudes. A região metropolitana de São Paulo conta com algumas empresas, mas não se configura um pólo. As empresas da capital e Mogi Guaçu produzem com tecnologia via úmida, enquanto em Santa Gertrudes, a tecnologia utilizada pela maioria das empresas é via seca. Sessenta e cinco por cento das empresas cerâmicas utilizam o processo por via seca.

O setor de revestimentos cerâmicos do Brasil é constituído por 94 empresas, com 117 plantas industriais instaladas em 18 estados brasileiros. A maior concentração está em São Paulo e Santa Catarina. Segmento produtivo de capital essencialmente nacional, é também um grande gerador de empregos, com mais de 25 mil postos de trabalho diretos e em torno de 250 mil indiretos, ao longo de sua cadeia produtiva.

Das 117 cerâmicas brancas, 56 empresas estão em São Paulo, com uma produção anual de 365 milhões de m² de revestimento em geral. Deste total, o pólo de Santa Gertrudes produz 345 milhões de m² e o pólo de Mogi Guaçu 20 milhões de m². A produção total do País foi de 594,2 milhões de m² em 2006, conforme a figura 39 que mostra também a evolução da produção desde 1998.

O pólo de Santa Gertrudes utiliza o processo de produção via seca que utiliza pouca energia térmica para secagem da argila. Assim, o potencial de cogeração neste segmento está na região de Mogi Guaçu, onde existem processos de produção que utilizam secagem tipo via úmida.



Fonte: Anfacer. 2007.

Figura 39. Evolução da produção de cerâmicas de revestimento no Brasil.

As cerâmicas vermelhas estão espalhadas pelo País e sempre próximas de regiões onde existem jazidas minerais propícias para produzir blocos cerâmicos e telhas. O número de Cerâmicas e Olarias no Brasil é de aproximadamente 5500, com faturamento anual de R\$ 6 bilhões, gerando 400 mil empregos diretos e 1,25 milhões empregos indiretos. Na tabela 54 é possível verificar os principais números deste setor conforme a ANICER – Associação das Indústrias de Cerâmica.

Tabela 54. Números do setor de cerâmica vermelha.

Nº	Empresas Aproximado	Aproximado por Área %	Produção/Mês (milhões de Peças)	Consumo MTon/mês (Matéria Prima)
Blocos/Tijolos	3600	63	4000	7,8
Telhas	1900	36	1300	2,5
Tubos	12	0,1	0,22	-

Fonte: ANICER referente a 2006

18.2 Resultado do estudo técnico e econômico de um caso típico.

O processo industrial de uma cerâmica vermelha é basicamente composto de preparação da massa cerâmica, prensagem das peças cerâmicas, pré-secagem e queima nos fornos de alta temperatura. Este processo não é muito diferente da cerâmica branca por via úmida, que também tem a necessidade térmica de secagem dentro do processo de fabricação.

A demanda elétrica média das cerâmicas gira em torno de 400 MW para cerâmica vermelha e 1.500 kW para cerâmica branca. Estas capacidades instaladas são suficientes para funcionar os motores das prensas, das esteiras, além de iluminação e outros motores auxiliares. Portanto, uma planta de cogeração dedicada a uma cerâmica vermelha é mais bem atendida com um motor estacionário para a demanda elétrica e seus gases de escape e a energia tirada da refrigeração será alocada para os dutos de ar na direção dos secadores, conforme mostra a figura 40, que ilustra os fluxos de energia.

No caso de uma cerâmica de revestimento, a utilização de uma turbina é possível quando a demanda elétrica for superior a 2 MW. A partir dessa demanda, os preços das turbinas começam a ficar mais aceitáveis em um projeto de uma cogeração de pequeno porte. Com a turbina, é possível obter mais geração térmica com os rejeitos, suprindo melhor a característica das cerâmicas de via úmida. No entanto, a escolha de usar motores ou turbinas para cerâmicas de revestimento deve ser feita com a análise financeira do projeto. Enquanto que o motor gera menos energia térmica, seu custo de aquisição e manutenção é menor, o inverso acontece com as turbinas.

Um caso típico de uso de turbina em cerâmica de revestimento é a da Pamesa no estado de Pernambuco, instalada no complexo industrial e portuário de Suape, Cerâmica de origem espanhola e com muita tradição no uso de plantas de cogeração na Espanha. A Pamesa do Brasil, que produz cerâmica para revestimento de pisos e paredes, produzindo cerca de 900 mil m² por mês, utilizou uma turbina a gás para fornecer energia elétrica para fábrica e calor para o atomizador.

Nesta aplicação de cogeração, houve sobra de energia de energia elétrica que foi comercializada com a distribuidora de energia elétrica local. A demanda média de energia elétrica é de 2436 kW e a máxima de 2800 kW. A energia total consumida entre térmica e

elétrica foi de 120434 MWh por ano, sendo 17,2% em energia elétrica e 82,2% em energia térmica. O investimento total da Pamesa na planta de cogeração, utilizando uma turbina e a gás natural foi de MUS\$ 4 para um conjunto com capacidade de geração de 4072 kWe líquidos e uma potência térmica útil de 9034 kWt. No figura 41, é possível verificar todas as potências geradas, as perdas em cada estágio, e os equipamentos envolvidos no projeto.

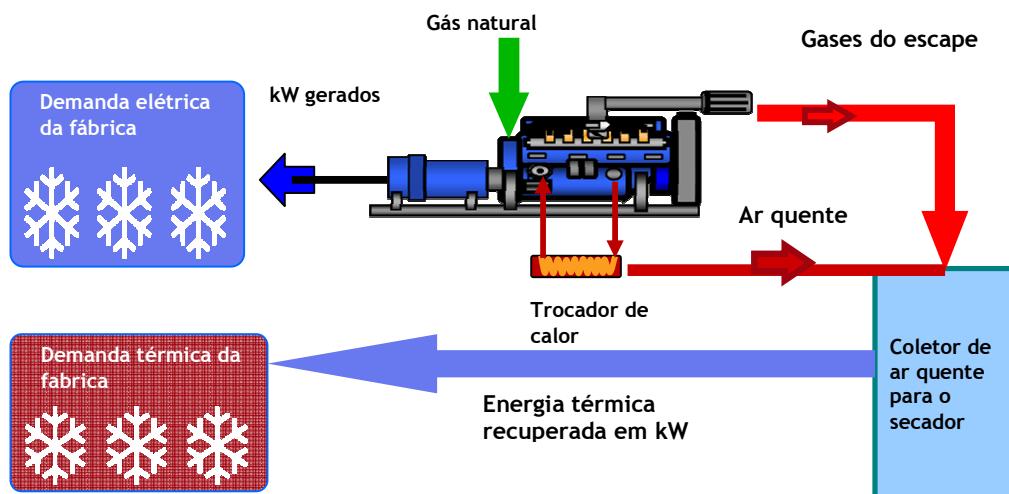
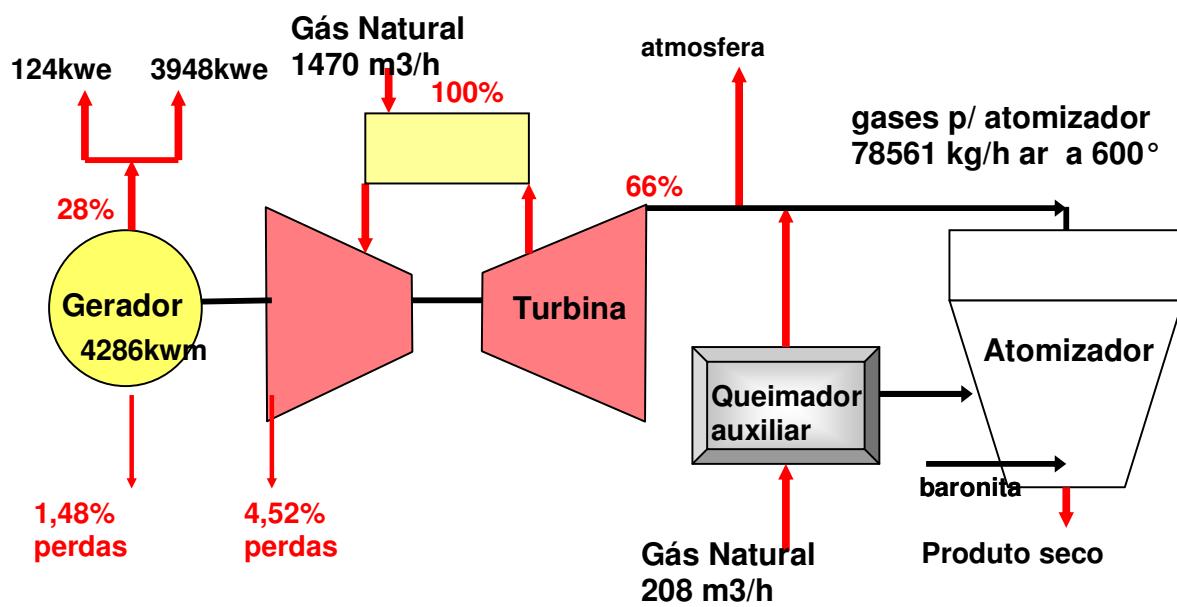


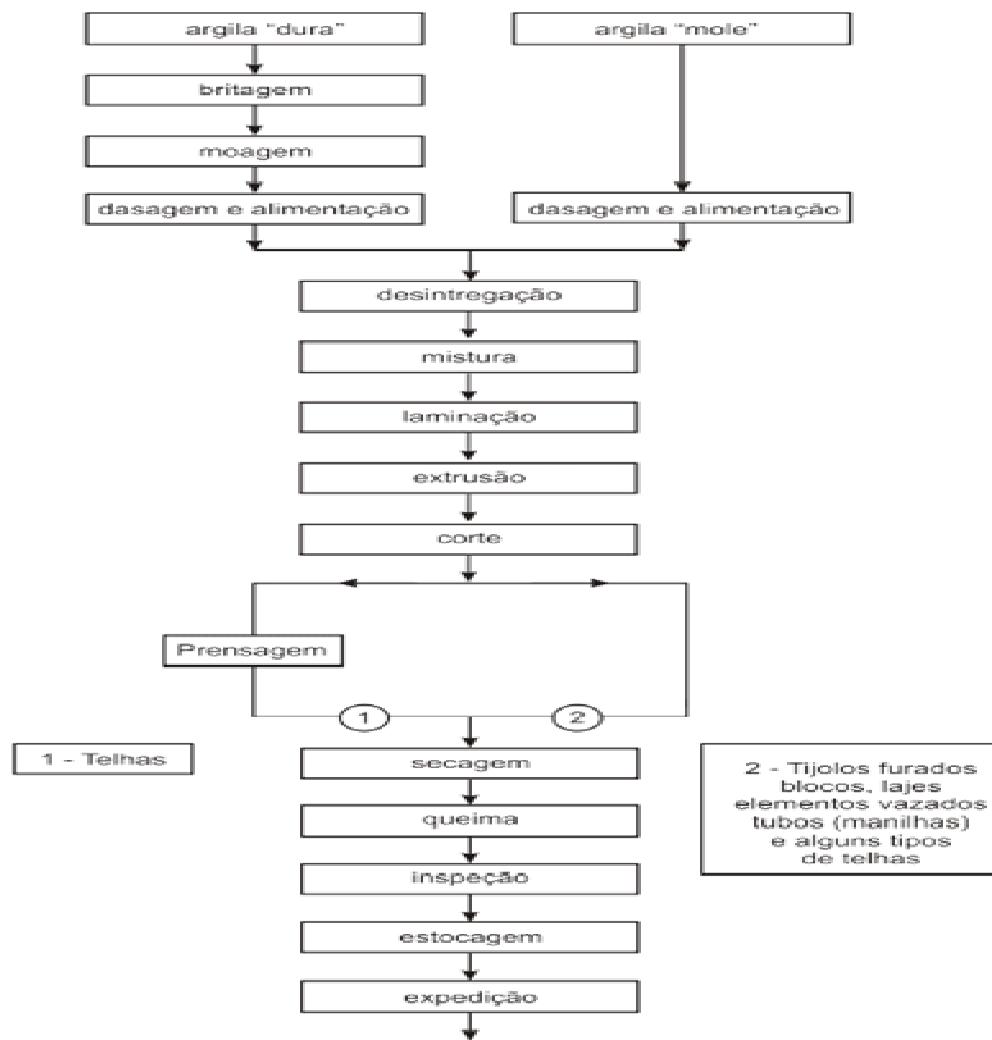
Figura 40. Cogeração típica de uma cerâmica.



Fonte: Pamesa. 2006.

Figura 41. Arquitetura da cogeração da Pamesa do Brasil.

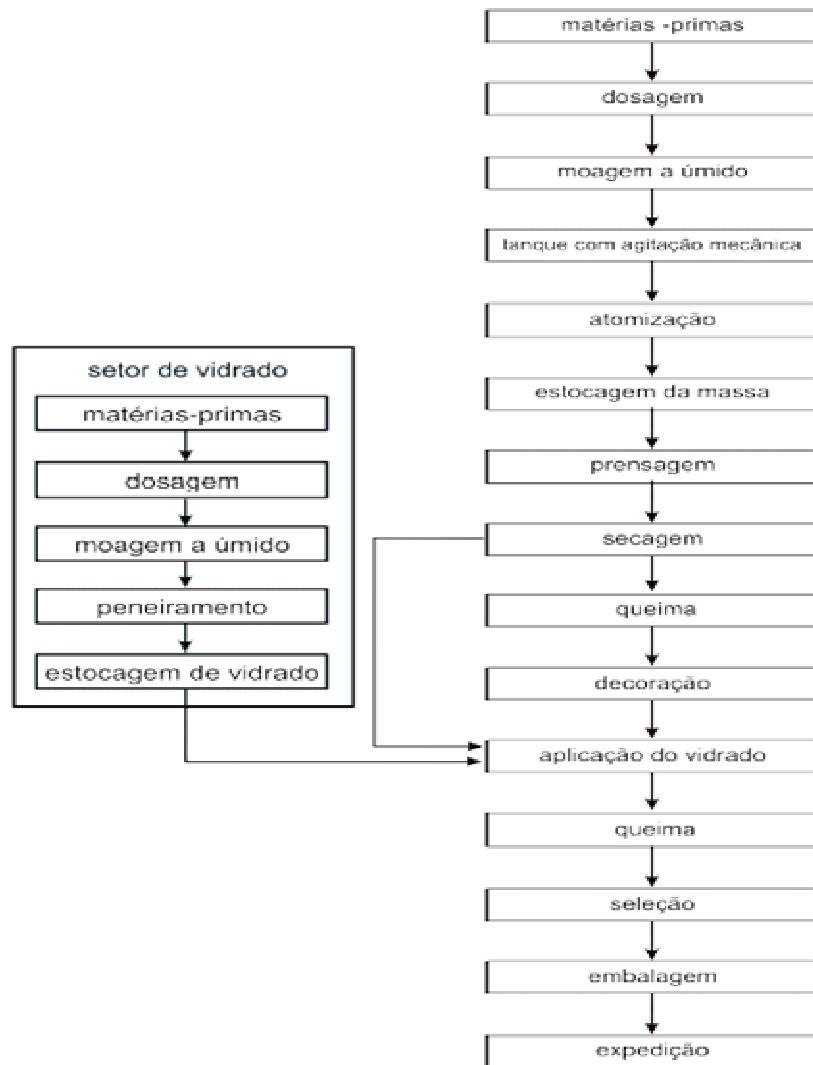
Tanto na fabricação de cerâmica vermelha ou na branca, os fluxos energéticos são basicamente destinados ao funcionamento dos equipamentos de preparação das massas cerâmicas e para a pré-secagem do produto. Nos fluxogramas das figuras 42 e 43, são possíveis observar as partes dos processos onde existe a secagem. Na cerâmica vermelha, o processo é mais simples, tendo basicamente uma grande estufa de secagem onde as peças ficam estacionadas durante um determinado período para perder parte da água inserida na mistura.



Fonte: Associação Brasileira de Cerâmica – ABC. 2005.

Figura 42. Fluxograma da cerâmica vermelha.

Na cerâmica branca, a energia térmica utilizada para secagem acontece basicamente no *spray dryer* para a secagem da baronita.



Fonte: ABC.

Figura 43. Fluxograma da cerâmica branca (via úmida).

Da mesma forma que foram realizadas os estudos técnicos econômicos anteriores, o mesmo acontecerá para o segmento cerâmico. Para isto, foi criada uma empresa fictícia com o nome de Cerâmica Z, com características parecidas com de uma cerâmica vermelha. Seus principais dados estão na tabela 55.

Tabela 55. Dados de utilidade da Cerâmica Z

Itens do relatório	Dados/valores
Nome da empresa :	Cerâmica Z
Nome do entrevistado :	Zadir da Silva - engº mecânico
Telefone :	(15) 33333333
E-mail :	industrial@ceramicaZ.com.br
ENERGIA ELÉTRICA	
Potência da instalação existente	500 KW
Tensão da rede	
Média	23 KV
Baixa	220/380 V
Fator de potência :	0.95
Consumo médio mensal	
Ponta seca	500 kW
Fora de ponta seca	500 kW
Perfil de consumo	constante
Diagrama KW x horas típico diário	disponível
Variações significativas de consumo	Não existe
Demanda contratada	500 kW
Conseqüências com falta de energia	Perda de produção, lote de matéria prima
Concessionária de fornecimento	CPFL
ENERGIA TÉRMICA	
Óleo combustível	Classificação 1A
Capacidade de armazenamento:	30000 litros
Consumo mensal	75000 kg/mês
Tarifa da distribuidora	0,87 R\$/kg
Ar quente do secador	
Perfil de consumo	Constante
Disponibilidade do sistema atual	2000 KW/h
Conseqüências com falta de vapor	Perda de produção
INSTALAÇÕES EXISTENTES	
Secador horizontal	1
Tipo	horizontal
Temperatura média	100°C
Capacidade de produção	1 milhão de peças/mês
Consumo de combustível	70 ton/mes de BPF
CUSTOS ATUAIS	
operação do sistema de secagem	Anual de: R\$ 38000
manutenção do sistema de secagem	Anual de: R\$ 10000
Funcionários	1/turno X 3 =3
Salário médio	R\$ 850

A demanda contratada da Cerâmica Z é de 450 kW tanto na ponta como fora da ponta e seu consumo mensal é de 3,9 MWh gerando uma fatura mensal de R\$ 70503 e anual de MR\$0,85.

A Cerâmica Z funciona 24 horas ininterruptas e praticamente o ano todo, podendo parar no máximo alguns dias em todo o ano, mantendo o forno muito aquecido. Assim, seus consumos elétrico e térmico são praticamente lineares, não havendo picos de consumo, ou seja, ideal para uma usina de cogeração. É importante salientar que a viabilidade de uma usina de cogeração não está restrita a ausência de picos de consumo, pois, é possível fazer vários modelos de arquiteturas que contemplem diferentes perfis de utilização energética, tornando o projeto viável, o que caracteriza a flexibilidade da aplicação da cogeração na indústria.

O secador é mantido por uma câmara de combustão (fornalha), para este caso típico, foi considerado que a combustão fosse realizada com óleo combustível, mas em geral esta queima é feita com lenha. Para a manutenção de ar quente constante no secador a 110 °C, faz-se necessário um sistema de combustão com capacidade aproximada de 1,8 MCal, por hora utilizando óleo combustível tipo 1 A. O custo anual da energia térmica utilizada no sistema de secagem é de MR\$1,27. Somando-se os custos da energia elétrica comprada da distribuidora e os custos da geração de ar quente para o secador, chega-se ao valor anual de MR\$ 2,12 sem considerar o ICMS – Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviço.

Para a elaboração deste projeto, serão usadas as mesmas evoluções de preços para o gás natural e para a energia elétrica estipulados no item 15.4. O intuito de um projeto de cogeração para cerâmica vermelha ou branca (revestimentos) é sempre atender a demanda elétrica e aproveitar os rejeitos para suprir o secador que necessita de ar quente. Assim, um motor estacionário é o modelo ideal a ser adotado, até porque turbinas com estas potências são muito caras e o custo de manutenção pode inviabilizar o projeto.

Para o caso da Cerâmica Z, adotou-se um motor Deutz de 508 KWe de potência. Este motor tem uma relação custo benefício adequado mesmo sendo importado. Possui um bloco muito resistente para funcionamento ininterrupto, elemento essencial para projetos com estas características. Outro motor que tem as mesmas características é o Caterpillar. Há uma tendência no Brasil de fabricar motores estacionários a gás natural, mas a demanda por estes motores ainda é incipiente, tornando-se necessária a importação destes equipamentos. A configuração, será idêntica à da figura 40. Nesta configuração é possível reaproveitar os gases

do escape e a energia térmica da refrigeração do motor, proporcionando 445 kW dos 2000 kW necessários no secador. Toda esta potência é disponibilizada pela planta de cogeração em forma de ar quente diretamente para o secador, reduzindo os custos iniciais com a secagem. A economia anual com o aproveitamento dos gases da cogeração é de 348 toneladas de óleo de combustível, representando uma economia anual de MR\$0,32. Na tabela 56, está o resultado detalhado da rentabilidade do projeto.

Tabela 56. Rentabilidade do projeto Cerâmica Z.

Principais dados do projeto	Unidade	Dados/valores
Tipo de Grupo		MOTOR
Marca		DEUTZ MWM
Modelo		612 TBG V16K
Potencia por Grupo	kW	508
Nº de Unidades		1
Rendimento Elétrico	%	37,3
Fator de Carga	%	88,6
Consumo Gás	m³/h	121
Preço gás cogeração (ano 1)	MR\$/m³	0,62
Custo Anual gás cogeração (ano 1)	MR\$/ano	0,63
Custo Manutenção	MR\$/ano	0,15
CUSTO TOTAL (Ano 1)	MR\$/ano	0,78
Custo de Geração	R\$/kWh	0,21
Potencia Útil Gases Escape	kW	350
Potencia Útil Água Refrigeração	kW	300
Preço do Combustível substituído (ano 1)	OC(R\$/kg)	0,80
ECONOMIA COMBUSTIVEL (ano 1)	MR\$/ano	0,32
Fatura Elétrica Sem Cogeração(Ano 1)	MR\$/ano	0,88
Fatura Elétrica Com Cogeração(Ano 1)	MR\$/ano	0,04
ECONOMIA ELETRICA (ANO 1)	MR\$/ano	0,84
ECONOMIA TOTAL (Ano 1)	MR\$/ano	1,16
Resultado anual líquido (ano 1)	MR\$/ano	0,41
Resultado anual líquido (ano 2)	MR\$/ano	0,40
Resultado anual líquido (ano 3)	MR\$/ano	0,41
Resultado anual líquido (ano 4)	MR\$/ano	0,43
Resultado anual líquido (ano 5)	MR\$/ano	0,44
INVESTIMENTO	MR\$	1,20
Investimento específico	R\$/kW	2362
PAY-BACK	anos	2,93
TIR (10 anos)	%	33,4

A rentabilidade de 33,4% é considerada muito boa para o segmento cerâmico, compatível com as expectativas deste segmento.

18.3 Comparativa com os casos existentes

Uma cerâmica vermelha que fez diversos estudos para utilizar a tecnologia de cogeração foi a Cerâmica City em Cesário Lange, no estado de São Paulo. Os principais números da Cerâmica City estão na tabela 57.

Tabela 57. Dados da Cerâmica City.

Itens	valores
Produção mensal de material	2800 ton.
Consumo mensal de energia elétrica	0,36 MWh
Horas trabalhadas no mês	720 horas
Energia térmica mensal para o secador	1,27 MWh
Relação energia elétrica sobre a térmica	0,235

Fonte: Cerâmica City. 2006.

Com base nos dados apresentados, pode-se fazer uma análise das relações de energia elétrica sobre térmica. Na tabela 58, tem-se a comparação entre a Pamesa (cerâmica branca), a City (cerâmica vermelha) e a Cerâmica Z (cerâmica vermelha) e o BEN.

Tabela 58. Comparativa dos casos no segmento cerâmico.

	Demandas elétricas MW	Demandas térmicas	Razão potências
BEN	529000	1565000	0,338
Cerâmica Z	450	2000	0,220
Cerâmica City	356000	1273256	0,235
Pamesa	24000	96000	0,372

Fonte: Pamesa, BEN, Cerâmica City. 2006.

Conclui-se que a relação energia elétrica para térmica é de 1 unidade de eletricidade para 4,8 unidades térmicas na cerâmica branca e 1 para 4 para cerâmica vermelha.

PARTE 4: A INSERÇÃO DA COGERAÇÃO NA MATRIZ ENERGÉTICA DO ESTADO DE SÃO PAULO

19. BARREIRAS

As dificuldades e entraves da cogeração a gás natural no país podem ser divididas em governamentais e empresariais, mas de alguma forma estão intimamente ligadas, pois em quase todas as situações, umas são efeitos, outras, causas e o inverso também acontece. Os motivos governamentais são: legislação, tributos, falta de gestão, político, enquanto que os motivos empresariais são: falta de foco estratégico em energia, comodismo, falta de conhecimento e conveniência comercial entre outros.

19.1 Legislação

A legislação do setor elétrico é longa e descompassada, atua sempre no efeito e poucas vezes na causa dos problemas, gerando muita incerteza, pouca transparência e falta de confiabilidade para os elos que compõem o negócio.

São inúmeras resoluções, portarias, decretos, além de regulamentações e notas técnicas. As resoluções são emitidas pela Aneel, e hoje estão no número 267 (de 06 de junho de 2.007). As portarias são emitidas pelo MME, e hoje estão no número 312 (de 09 de dezembro de 2.006). Os decretos também são emitidos pelo MME. Além de não serem claras, faltam simplicidade e foco no futuro, são reativas e podem sofrer *lobbies* de entidades interessadas em favorecimentos de suas organizações.

A regulamentação para a cogeração é definida pela ANEEL que estabelece regras rígidas para qualquer capacidade de potência instalada, às vezes dificultando a instalação de unidades de pequeno porte. As principais regulamentações, decretos, portarias e notas técnicas que regem a cogeração ou questões correlatas são apresentadas na tabela 59. Nela, pode ser visto que as datas das leis foram emitidas nos últimos anos, ou seja, 2006 e 2007. Isto é consequência do estilo reativo do governo, que após a perspectiva de crise elétrica nos próximos anos, começa a ver a cogeração como uma possibilidade de aumento de geração de energia. Por outro lado, o movimento de setores influentes como o do álcool e açúcar, além de associações organizadas

e ativas como a Cogen-SP, procura mostrar aos agentes do MME a importância da cogeração na inserção da matriz energética.

Tabela 59. Principais legislações de cogeração.

Datas	Órgão/número	Conteúdo da legislação.
05/06/2007	Resolução ANEEL nº 267	Estabelece alterações no cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST referente a novos empreendimentos de geração.
21/12/2006	Resolução ANEEL nº 247	Estabelece as condições para a comercialização de energia elétrica oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas, com unidade ou conjunto de unidades consumidoras cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e dá outras providências.
21/12/2006	Portaria MME nº 313	Estabelece critérios e procedimentos para cálculo de novos valores de garantia física de usinas termelétricas movidas a gás natural, com base em decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico.
28/11/2006	Resolução ANEEL nº 237	Estabelece critérios para consideração das usinas térmicas na elaboração do Programa Mensal de Operação Eletroenergética - PMO e suas revisões, em função da indisponibilidade por falta de combustível.
14/11/2006	Resolução ANEEL nº 235	Estabelece os requisitos para a qualificação de centrais termelétricas cogeradoras de energia e dá outras providências.
18/8/2004	Resolução ANEEL Nº 77	Estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidroelétricos e aqueles com fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, com potência instalada menor ou igual a 30.000 kW.
26/2/2004	Nota Técnica Nº 034 SRD ANEEL	Regulamentação do percentual de redução a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição dos empreendimentos caracterizados como pequena central hidrelétrica e aqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada (Minuta de resolução normativa inclusa)
30/8/2001	Portaria CSPE Nº 139	Dispõe sobre a criação do segmento de usuários da pequena cogeração
21/2/2000	Portaria CSPE Nº 26	Dispõe sobre a reclassificação dos segmentos usuários de cogeração e termoelétrica
18/05/1999	Resolução ANEEL 112	Estabelece os requisitos necessários à obtenção de Registro ou Autorização para a implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia.

Fonte: Aneel/Cogen-SP. 2007.

A parte legal é muito trabalhosa, pois envolve, além do enquadramento das portarias da Aneel, os licenciamentos ambientais, outorgas, acesso à rede e negociação de excedentes e/ou compra de *back up* (fornecimento de energia elétrica para manutenção das instalações de cogeração).

O governo tem obrigatoriamente que desenvolver uma regulação de incentivos para a disseminação da cogeração e Geração Distribuída. Há a necessidade de analisar o que aconteceu com outros países, adaptando a realidade brasileira. Segundo (HINRICHES, 2003), as mudanças que aconteceram na legislação americana na virada do século favoreceram imensamente a disseminação da energia gerada por Produtor Independente. Em 1978, o Congresso Americano promulgou a Lei de Políticas Regulatórias dos Serviços Públicos – PURPA, que abriu caminho para a concorrência limitada da geração de eletricidade. Esta lei determinou que as Companhias deveriam comprar o custo do aumento da capacidade (o chamado “custo evitado”), com o custo da compra de energia excedente de produtores independentes, que utilizam energia renovável ou cogeração, e assim, escolheriam a mais barata. HINRICHES (2003) ressalta que, no início da década de 90, a energia independente respondia por metade de todas as adições de energia ao sistema e a maior parte delas eram turbinas e motores a gás natural. Hoje, os produtores independentes geram 11% da eletricidade nos Estados Unidos. No Brasil, não passa de 5%.

A lei do gás⁴ continua sem definição, e a perspectiva de que algum projeto de lei venha a ser aprovado nos próximos dois anos é pequena. Como consequência, o mercado fica órfão de regras importantes para o setor. Para melhorar as leis que regem a geração de energia no país, são necessárias leis claras e transparentes, que busquem o interesse geral, que vislumbrem a eficiência energética e a questão ambiental, e no caso da cogeração, que sejam criadas leis complementares, visando a implementação de uma geração distribuída de energia.

19.2 Tributário

A carga tributária sobre a energia elétrica, considerando os encargos setoriais, alcançou o percentual de 43,70% em 2005, e com todas as hipóteses de alteração da legislação tributária

⁴ Lei do Gás: Conceitualmente batizada como Lei do Gás, trata-se na verdade de um projeto de lei que tramita nas comissões do Legislativo Federal e tem como objetivo regulamentar a indústria do gás natural no País, assim como existe a Lei do Petróleo.

em vista, este valor poderá ser superior a 51%. A alta carga tributária está diretamente relacionada com a falta de investimentos nacionais e estrangeiros (CAVASIN, 2007).

A cogeração necessita de investimentos como todas as outras formas de geração de energia. Para levantar a carga tributária incidente sobre a cadeia da cogeração a gás natural no Brasil, deve-se separar em duas análises: de um lado, os tributos para a operação da usina de cogeração, ou seja, o combustível gás natural, a venda de excedente de energia, as taxas dos órgãos reguladores, os impostos sobre a produção gerada, e do outro lado, os impostos dos equipamentos para construir uma planta de cogeração.

19.2.1 Impostos no gás natural

Segundo informações da CSPE sobre os impostos inseridos no gás natural, a incidência de impostos na tarifa de cogeração começa na importação do produto, passa pelo tratamento dado pelos Estados onde o gasoduto atravessa e chega a São Paulo com toda a carga de impostos. Em dezembro de 2003, foram alteradas as alíquotas do Programa de Integração Social – PIS e Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público – PASEP e da Contribuição para Financiamento da Seguridade Social – COFINS, respectivamente, para 1,65% e 7,6%, assim estes dois impostos juntos representam 9,25%. Acrescenta-se a estes impostos o Imposto de Circulação de Mercadoria e serviços – ICMS em 12%, totalizando uma taxação final sobre o gás natural de 21,25%.

Este percentual poderia ser menor para a cogeração a gás natural no primeiro período de funcionamento da planta, reduzindo o PIS/COFINS para 5,25% e com isto, reduziria o custo da energia gerada, tornando-a mais competitiva para projetos que contemplassem venda de energia.

19.2.2 Impostos na operação da usina de cogeração

Há um modelo de negócio que a operação da usina é feita por “cogerador independente” que vende seus produtos ao usuário. Neste caso, haverá a venda de energia e portanto, a cogeração deverá ser tributada, por ICMS, PIS e Cofins. Em outro modelo, o cogerador apenas presta um serviço, sendo que toda a compra de combustíveis e outros insumos e a utilização dos produtos sejam feitas pelo usuário. Neste caso, a cogeração deverá ser tributada por ISS,

PIS e Cofins. Mas, se a cogeração for uma atividade desenvolvida pelo próprio usuário, para utilização de energia elétrica e térmica para atender necessidades próprias, não caberia tributação, nem mesmo os encargos setoriais. Para esclarecer melhor este ponto, deve-se detalhar mais cada tipo de operação.

Auto Produtor - concessionário ou agente autorizado pela Aneel que gera energia para consumo próprio. Essa energia pode substituir ou complementar o volume adquirido da distribuidora cogeração como uma atividade desenvolvida pelo próprio usuário, para utilização da energia elétrica e térmica produzida, para atender necessidades próprias.

Outsourcing - cogeração como uma atividade desenvolvida por terceiro que apenas presta serviços ao usuário, sendo que toda a compra de combustíveis e outros insumos e a utilização dos produtos sejam feitas pelo usuário.

Produtor Independente - PIE (*Independent Power Producer*) - entidade geradora de energia (não concessionária), que geralmente vende a energia gerada para concessionárias a preços de atacado.

A tributação e as alíquotas incidentes nos três casos, e no caso de venda de eventuais excedentes, seriam aplicados como mostrado na tabela 60. Pode-se observar que o tratamento dado aos tipos de projetos é diferente. Assim, aquele que utiliza da energia gerada para uso próprio é o que tem isenção de impostos. Os outros são penalizados pela venda de excedente, inibindo projetos com paridade térmica que geram grandes excedentes de energia.

Tabela 60 – Tributação da operação.

Tributo	Cogerador usuário	Cogerador que presta serviços	Cogerador que vende energia	Venda de excedente de energia
PIS	-	1,65%	1,65%	1,65%
Cofins	-	6,00%	6,00%	6,00%
ISS (SP)	-	5,00%	-	-
ICMS (SP)	-	-	18,00%	18,00%
Total	0	12,65%	26,55%	26,55%

Fonte Cogen SP. 2006.

19.2.3 Impostos nos equipamentos e serviços de cogeração

Nos equipamentos industrializados de fabricação nacional, incidem os seguintes impostos: Imposto sobre Produtos Industrializados – IPI e Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS. Sobre os componentes importados, incide, além desses impostos, o Imposto sobre Importações – II.

Sobre os serviços de terceiros contratados na fase de projeto, licenças ambientais, montagem e comissionamento da usina de cogeração, incide Imposto sobre Serviços – ISS.

19.2.4 Carga tributária em projetos

Segundo estudo da COGEN-SP sobre a carga tributária em pequenos e grandes projetos de cogeração, a carga tributária incidente sobre os equipamentos e sistemas necessários aos projetos varia de acordo com as características técnicas do empreendimento, ou seja, o seu porte, a tecnologia e a especificação técnica adotadas no projeto.

Em um pequeno projeto de cogeração (menor que 10 MW) para atendimento a hotéis, hospitais ou shopping centers, utilizando motores a gás natural para movimentar geradores de eletricidade e *chiller* para produção de ar condicionado, a estrutura de custos de aquisição de equipamentos e sistemas (sem contar obras civis, engenharia e montagem), bem como as alíquotas incidentes seriam as que são mostradas na tabela 61.

Os dados mostram que a carga tributária incidente sobre os equipamentos e sistemas necessários para a instalação de um pequeno projeto de cogeração é de aproximadamente 19%. Isto mostra o pouco esforço governamental para fomentar a cogeração, já que é interesse tanto do governo Estadual como Federal produzir energia, além de incentivar a produção de equipamentos nacionais e consequente geração de empregos.

Na tabela 62, analisou-se um grande projeto de cogeração (maior que 10 MW) a gás natural a ciclo combinado, para atendimento da demanda de energia elétrica e térmica. Pode-se verificar a estrutura de custos e a carga tributária, sem contar os tributos sobre obras civis, engenharia e montagem.

Tabela 61. Os impostos em equipamentos de uma pequena usina de cogeração.

Item	Origem	Peso de cada componente no projeto (1)			% impostos sobre o preço base	
		II	IPI	ICMS (3)		
Motor a GN	Importado	45,2%	4%	5%	12%	8,60
Chiller	Importado	15,5%	4%	5%	12%	3,26
Gerador	Nacional	7,8%	0	0% (2)	12%	0,94
Transformador	Nacional	2,0%	0	5%	12%	0,34
Controle	Nacional	15,3%	0	5%	18%	3,52
Resfriamento	Nacional	4,2%	0	5%	12%	0,71
Caldeira Recuperaç.	Nacional	10,0%	0	0%	12%	1,20
Total		100,0%				18,57

Fonte: Cogen SP / Governo do Estado – Secretaria de Finanças. 2006.

(1) Estrutura do custo dos equipamentos.

(2) Até 5 MW, IPI = zero; acima de 5 MW, IPI = 5%.

(3) ICMS do Estado de São Paulo.

Portanto, para grandes projetos de cogeração a gás natural, a incidência média é de 15,34% de impostos, referente aos principais equipamentos e sistemas necessários para implantação deste tipo de projeto, percentual este que é um pouco inferior ao dos pequenos projetos de cogeração.

Nestes tipos de projeto, os governos fizeram algumas reduções, mas apenas para alguns projetos específicos. Isto ocorreu quando o Conselho Nacional de Política Fazendária - CONFAZ autorizou alguns estados como São Paulo e Minas Gerais, a concederem isenção e/ou redução da base de cálculo do ICMS referente à aquisição de determinados componentes adquiridos para a construção de usinas específicas de produção de energia elétrica, como, por exemplo, nos casos da Unidade Térmica de Energia - UTE Mogi Guaçu (Energy Works), UTE Americana (Diamond Energia), UTE Pederneiras (Duke Energy), UTE Santo André (Capuava Cogeração) e UTE Ibirité (Ibiritermo). Tais benefícios são específicos para determinados equipamentos e em usinas definidas pelo CONFAZ, não sendo uma prática uniforme a todos os tipos de investimentos em geração elétrica.

Tabela 62. Os impostos em equipamentos de uma grande usina de cogeração.

Item	Origem	Peso %			% impostos	
		(1)	II	IPI	ICMS(2)	sobre o preço base
Turbina a gás	Import.	57,2%	0	5%	12%	9,72
Sistema Condensador	Import.	5,0%	0	0%	12%	0,60
Sistema Bomb. Água	Import.	1,6%	0	5%	12%	0,27
Controle	Nacion.	1,9%		5%	18%	0,44
Caldeira Recuperação	Nacion.	10,5%		0%	12%	1,26
Sistema Condensador	Nacion.	1,0%		5%	12%	0,17
Sistema Tratam. Água	Nacion.	1,7%		5%	12%	0,29
Sistema Tratam. Efluent.	Nacion.	1,4%		5%	12%	0,24
Trocadores de calor	Nacion.	1,3%		0%	12%	0,16
Transformadores	Nacion.	3,9%		5%	12%	0,66
Sistema Compr. Ar	Nacion.	1,0%		5%	12%	0,17
Tubos e Válvulas	Nacion.	1,3%		7%	18%	0,32
Subestação	Nacion.	4,2%		6%	12%	0,76
Outros	Nacion.	1,2%		5%	18%	0,28
Total		100,0%				15,34

Fonte Cogen SP. 2006.

(1) Estrutura do custo dos equipamentos e sistemas. Não inclui obras civis, engenharia e montagem.

(2) ICMS do Estado de São Paulo

Cabe salientar a respeito desses dados que as alíquotas de tributos sofrem alterações constantes por parte do governo federal (II, IPI) e do CONFAZ (ICMS), em consonância com as políticas voltadas ao desenvolvimento setorial e regional e à promoção do comércio exterior. Assim, os valores indicados podem sofrer modificações para mais ou para menos, com certa freqüência, ao longo do tempo.

Estima-se que os custos adicionais incluindo obras civis, engenharia e montagem e aumentem esses custos em cerca de 44% (78% dos quais devidos a engenharia e montagem e 22% a obras civis).

A estrutura da receita e dos custos operacionais de uma usina de cogeração pode ser estimada aproximadamente como sendo a mostrada na Tabela 63.

Tabela 63. Estrutura de custos de uma usina.

Item	% sobre a receita
Receita	
Energia térmica	47,9%
Energia elétrica	52,1%
Total	100,0%
Custos Operacionais	
Combustível s/ ICMS	56,4%
Operação e Manutenção	3,0%
Encargos Transmissão	0,4%
Eletricidade <i>Back up</i>	10,0%
Taxa ANEEL	-
Total	69,8%
Margem bruta	30,2%

Fonte: Cogen SP. 2006.

O Governo Federal poderia fazer algumas reduções ou eliminações de alguns impostos incidentes. Uma das medidas seria a suspensão do recolhimento do PIS e do Cofins para a compra ou melhoria dos equipamentos usados na cogeração de energia, uma vez que, o investidor pode recuperar o imposto pago, mas somente após 24 meses. A suspensão do pagamento não geraria perda para a Receita e reduziria o custo do investimento.

Não há qualquer sinal de redução dos impostos incidentes no gás natural, seja pela perda de receita do Governo Estadual, seja pela dificuldade de controle e fiscalização sobre o gás que realmente será utilizado em uma planta, e do que possa ser desviado para outros tipos de consumo.

Sobre o lucro líquido da empresa, após a dedução de todas as despesas operacionais e financeiras, incluindo o benefício da depreciação acelerada, incide o Imposto de Renda da Pessoa Jurídica – IRPJ. Existem ainda a Contribuição sobre o Lucro Líquido – CSLL e outros impostos como os encargos sociais (INSS e FGTS), e os encargos setoriais especificados na tabela 64.

Tabela 64. Significado de outros impostos

Encargos	Descrição
CCC	Conta de Consumo de Combustível
SER – ANEEL – RGR	Reserva Global de Reversão
SRE –ANEEL - CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
SFF-ANEEL - CFURH	Compensação Fin. pela Utilização de Rec. Hídricos
SFF / SRG-ANEEL - P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
SRC / SRD – ANEEL - TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
SRE / SAF-ANEEL - ESS	Encargos de Serviços do Sistema
CCEE - ONS	Operador Nacional do Sistema
ONS / SFF-ANEEL - PROINFA	Taxa do Proinfa

Fonte: Aneel. 2005.

O que poderia contribuir para este barateamento seria a redução ou a eliminação de alguns impostos. ALEXANDRE, 2003 explica que o Regime Aduaneiro Especial de Exportação e Importação de Bens Destinados às Atividades de Pesquisas e de Lavra das Jazidas de Petróleo e Gás Natural – REPETRO foi criado pelo Decreto nº 3161 de 26/09/99. Esta Lei concede às empresas que se enquadram nestas atividades, a importação de equipamentos específicos para serem utilizados diretamente nas atividades de pesquisas e lavra de petróleo e gás natural, sem a incidência dos tributos federais, como o Imposto de Importação, o Imposto de Produto Industrializado e o PIS/COFINS da importação. Se existe esta Lei para pesquisa na área energética por tratar-se de estratégia e segurança nacional, por que não estendê-la a geração de energia de alta eficiência como a cogeração? Reduzindo ou eliminando os impostos de importação, os investidores tipo Produtores Independentes investiriam em usinas de cogeração, comprovada a mínima eficiência em seus projetos.

A desoneração tributária no setor elétrico construiria um sistema mais racional e socialmente justo, seja pela essencialidade da energia elétrica, pelos profundos impactos sobre a produção, e pelos profundos impactos sobre a renda da população.

19.3. Distribuidoras de gás natural

Para as Distribuidoras de gás natural canalizado, que deveriam ser as principais fomentadoras do negócio cogeração, não há grandes interesses nesta forma de vender o seu produto, e isto é fácil de se explicar. A margem média máxima possível de se aplicar em uma planta de cogeração fica em torno de R\$ 0,12/m³, enquanto que a margem média de um cliente industrial é de R\$ 0,24/m³, ou seja, o dobro. Assim, um cliente que utiliza gás natural em suas caldeiras, consumindo 1Mm³/mês, deixa como resultado bruto para a distribuidora o valor de R\$ 240000/mês. Mas, se este mesmo cliente desejar fazer uma cogeração, o seu consumo de gás natural saltaria em média para 1,5Mm³/mês, gerando um resultado financeiro para a Distribuidora de R\$ 180000. Desta forma, a Distribuidora teria uma redução de 25% no seu resultado.

O aumento de vendas com a entrada de uma cogeração não reflete diretamente em um aumento de resultado financeiro, conforme exemplificado acima, mas isto poderia ter sido mudado nas revisões tarifárias que acontecem a cada cinco anos, quando a distribuidora pode sugerir alterações nas margens máximas praticadas. A Comgás fez pequenas alterações nas faixas para pequenos consumos ou pequenas cogerações, mas a ação teve mais a intenção de proteção de perdas de receita, do que um plano direcionado para fomentar o negócio. As outras duas Distribuidoras do Estado não mudaram em praticamente nada as tabelas de cogeração, sinalizando o desinteresse em focar suas ações mercadológicas em cogeração.

Para se ter uma idéia da falta de interesse das Distribuidoras, nenhuma delas tem uma estrutura de vendas direcionadas para cogeração. Apenas atendem as demandas existentes, e quando o cliente insiste no projeto, tentam desestimulá-lo, informando que não podem fazer um contrato de fornecimento firme de gás natural, porque não podem aumentar o contrato com o seu supridor (Petrobrás), alegando que o mesmo está direcionando o gás excedente para as Termelétricas. Mas a cogeração não é uma forma de gerar energia mais eficiente que as Termelétricas? O argumento é falho, o que demonstra claramente que é uma questão de perda de receita financeira.

19.4 Distribuidoras de energia elétrica

As Distribuidoras de energia elétrica encaram a cogeração como um perigoso concorrente, e deveria ser o contrário. Este é um dos motivos por que as leis do setor não favorecem a

cogeração, dada a grande influência deste segmento sobre os órgãos que gestionam a energia no país.

Para eles, quando uma cogeração começa a funcionar, o resultado da empresa diminui diretamente no valor proporcional da capacidade da usina. Parte deste raciocínio é verdadeiro, mas não está computado nesta conta o novo contrato de demanda e energia emergencial que será feito com o cogerador, além da possibilidade de compra do excedente de energia gerada por preços compatíveis com os comprados nos leilões de energia.

Na América do Norte e em alguns países da Europa, as Distribuidoras atuam de outra forma diante desta mesma situação, ou seja, elas compram a usina, deixam-na parada como energia emergencial, e vendem uma energia mais barata ao cliente, assim, mantêm os resultados com este cliente e ainda têm geração de energia emergencial quando necessitam; mas, esta prática não é viável no Brasil porque o custo médio da energia gerada é baixa, dada a proporcionalidade de usinas hidrelétricas e não compensa ter capacidade emergencial termelétrica.

Quase todas as Distribuidoras mantêm uma estrutura de engenharia de cogeração, mas os objetivos não são os de investir em uma usina, mas o de observar os movimentos de seus principais clientes na intenção de gerar suas próprias energias. Quando descobrem a intenção de algum projeto, procuram imediatamente rever preços das tarifas, dando descontos que tendem a inviabilizar os retornos de investimento dos projetos.

19.5 Governo

Com certeza, o grande entrave no desenvolvimento da cogeração a gás natural no país é o governo. Em pleno apagão de 2001, o governo federal em atitude de desespero realizou o trágico plano de geração de energia emergencial, que constituía em contratar via locação, usinas de geração de energia espalhadas pelo país para garantir que não acontecessem mais apagões por algum período, até a construção de novas usinas hidrelétricas e termelétricas. Estas usinas eram a diesel, ficariam paradas e ganhariam para isto o suficiente para pagar o investimento aplicado, e na medida em que a ONS solicitasse o despacho, elas gerariam energia elétrica num valor de quatro a seis vezes o valor médio de geração do sistema.

A contratação da energia emergencial funcionou como um seguro contra o apagão, custando R\$ 0,0049/kWh, reajustados a cada três meses. Esse valor foi subdividido por todos os consumidores brasileiros, exceto os de baixa renda. Com isso, a conta de luz ficou em média 2% mais cara de 1º de março de 2002 a junho de 2006 e a nova tarifa foi nomeada de "encargo de capacidade emergencial". Utilizando este mesmo conceito, mas pensando a longo prazo no planejamento de geração eficiente de energia elétrica, o governo não poderia incentivar as gerações de energia eficientes, fornecendo empréstimos a projetos de geração que contemplam premissas de eficiência energética, e estes empréstimos não poderiam ser sustentados por um "encargo de capacidade eficiente"?

Ao invés de inovar e fomentar a geração de energia eficiente, o governo está mais flexível a atender as solicitações de "*lobbies*" dos agentes do setor elétrico, esquecendo-se das alternativas importantes que seriam a geração distribuída e a cogeração. Mas a falta de conhecimento por parte do governo das possibilidades da cogeração faz com que as diretrizes de planejamento fiquem voltadas a grandes projetos, que como já explicado em itens anteriores, são suscetíveis a grandes dificuldades para se concretizarem.

O próprio mercado começa a mudar frente à inoperância do Governo Federal diante dos riscos de falta de energia, mas é uma mudança lenta. DAVID (2007) ressalta que o mercado pode oferecer lâmpadas eficientes, pequenos geradores de ponta, ar condicionado inteligente e cogeração, e com isso, poderiam produzir mudanças na curva de demanda elétrica do País.

19.6 Compra e venda de excedentes

O setor elétrico sofre algumas alterações nas relações e nas atribuições dos agentes existentes. Assim, criam-se espaços para o surgimento de novos participantes no mercado de produção e comercialização de eletricidade. A figura do PIE é relativamente nova no Brasil, porém muito conhecida em outros países (LANDINI, 2004).

Independente da figura que se desenhou no projeto de cogeração, há a necessidade de ter contratos de compra de energia de "back up". Esta energia deverá suprir o período em que a usina estará parada para manutenção, além de ter, no mesmo contrato, uma tarifa de energia emergencial, que supriria qualquer eventualidade que acontecesse.

A Resolução ANEEL nº 371/99 – anexo 10 limita a 30 MW a reserva de capacidade no caso da contratação do *back up* que assegura o suprimento da carga no caso de falha ou parada para manutenção da planta de cogeração. O ideal seria a retirada da limitação da reserva de capacidade, aumentando a freqüência de utilização do sistema.

Outro ponto crítico é o custo desta tarifa que é bem superior ao da tarifa normal, inviabilizando alguns projetos onde o *back up* é superior a 5% ao ano. O valor chega a ser 120% superior ao normal. Manter a tarifa de *back up* no mesmo valor da tarifa normal poderia incentivar projetos de médio e grande portes, mas, para isto, teria que alterar a Resolução ANEEL nº 371/99.

Se na arquitetura do projeto, houver a necessidade de **compra adicional de energia** elétrica porque o projeto atendeu a necessidade térmica, então há a dificuldade de uma negociação diferenciada. Precisa saber de quem comprar, seja de um Distribuidor local que deverá ter uma tarifação convencional ou horo-sazonal, ou do Mercado livre, fazendo contratos bilaterais como consumidor livre. No caso de compra no mercado livre (mercado “spot”), as tarifas encontradas serão menores, mas são tarifas que podem sofrer impactos de mercado no decorrer do tempo, e isto pode prejudicar a rentabilidade do projeto.

Se houver produção excedente de energia na usina, a venda deste excedente deve estar suportada por um outro contrato de **venda de excedente** que pode ser com a própria Distribuidora de energia elétrica local, ou qualquer outro comercializador de energia credenciado pela Aneel. O valor da venda dificilmente será alto, tanto que no estudo de viabilidade da cogeração, o valor colocado é sempre abaixo ao de mercado de geração. Negociar a venda do excedente é uma tarefa árdua mas importantíssima para o projeto, sendo que, em alguns casos, a Distribuidora local aceita a compra dos excedentes como parte da negociação da energia de que a planta de cogeração necessitará como *back up* e emergencial.

Além do contrato de venda de excedente, há a necessidade de ter o contrato de transporte quando a venda desta energia não for para a mesma Distribuidora, e este é um ponto crítico na gestão dos contratos. A Distribuidora local cria algumas dificuldades para contratar o transporte, pois ela não enxerga mais o antigo cliente como atraente. Como as regras impostas pelo MME e pela ANEEL não são voltadas à cogeração, as dificuldades nesta fase do projeto podem desestimular o investidor.

O modelo utilizado no negócio da cogeração interfere diretamente na venda do excedente de energia, e para todos os modelos, há a necessidade de autorização da ANEEL. Se o modelo for Auto-produtor a venda é proibida, mas é liberada para comercialização eventual por contratos de 5 anos, no caso do Autoprodutor não exclusivo. Já os Produtores independentes (PIE) podem negociar livremente. Mas, as opções para venda acabam esbarrando na limitação do próprio transporte, isto porque, se vender para a concessionária à qual está conectado, o preço do MWh será negociado, podendo o valor de venda ficar abaixo do custo de produção, conforme explicado anteriormente.

As outras opções são vender no mercado livre ou em leilões de energia. No primeiro caso, o preço de venda deverá incluir os custos da TUST – Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão e da TUSD – Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição, o que pode inviabilizar venda. No caso do leilão, a venda de energia será o preço de mercado, ficando os custos da TUST e TUSD a cargo do comprador. Embora estas tarifas de transportes sejam regulamentadas pela Aneel, as Distribuidoras apresentam algumas dificuldades técnicas na negociação, justificando que há restrições de carga, ou necessidade de novos investimentos. A Aneel deveria acabar com restrições de carga e investimentos de ligação para fomentar a cogeração. Muitas propostas foram apresentadas neste sentido, mas pouco foi realizado.

19.7 Preços dos energéticos

O preço do gás natural aparece como um fator inibidor de qualquer estudo preliminar de uma planta de cogeração. Em uma cogeração, o gás natural tem uma participação importante no custeio final do MW gerado, isto porque o valor do metro cúbico é de no mínimo US\$ 5 por Milhão de BTU (unidade internacional utilizada para monetizar o gás natural). O peso do preço do gás natural em uma planta de cogeração num projeto de uma planta de 10 MW, contemplando duas turbinas a gás natural de potência nominal de 5MW para simplificar a explicação, é detalhado na tabela 65, que também utilizou informações de um fabricante de turbina, para coletar alguns dados técnicos e a portaria 459 da CSPE (tabela 66), para verificar a tarifa de gás natural na área da Comgas.

Tabela 65. Simulação de custeio de uma planta de cogeração

Dados da planta	unidade	valores
Potencia por Grupo	MW	5
N° de Unidades		2
Potencia Máxima	MW	10
Rendimento Elétrico	%	30
Fator de Carga	%	100
Consumo de gás	m ³ /h	3120
Preço gás cogeração	R\$/m ³	0,548
Custo Anual gás cogeração	MR\$/ano	7,21
Custo Manutenção e operação	MR\$/ano	1,53
CUSTO TOTAL	MR\$/ano	8,74
Investimento	MR\$	20
Investimento específico	R\$/kW	2137
PAY-BACK	anos	4,7
TIR (10 anos)	%	15,3

O preço do gás natural é um dos elementos mais importantes na viabilização dos projetos de cogeração. Na análise da composição da tarifa de gás natural para cogeração, observamos que a *commodity* e o transporte representam de 72% a 82% da tarifa, enquanto que a margem da Distribuidora complementa o restante. Se reduzir em 5% a tarifa de cogeração (conforme explicado acima), a margem da Distribuidora seria reduzida em mais de 20%, tornando-se muito penoso para o equilíbrio econômico e financeiro das Distribuidoras, fazendo com que as mesmas desissem completamente deste segmento de mercado. Assim, a redução deve ocorrer na *commodity* e no transporte.

Medidas de incentivo neste campo devem ser analisadas com cuidado, isto porque subsídios de preços de energéticos feitos pelo Governo Federal têm a garantia limitada ao mandato do Governo, e as taxas de retorno dos investimentos, como visto, são normalmente superiores a quatro anos (prazo atual de um Governo no País). Para tanto, faz-se necessário que um dos principais agentes da cadeia, a Petrobrás, incorpore em suas políticas comerciais de fornecimento de gás natural, uma proposta convincente para a oferta de gás para cogeração e GD.

Podemos observar que para uma planta de 10 MW, o custo anual de gás natural (considerando a planta operando 63% do período) é de 7,21 milhões de reais e o custo de manutenção e operação é de 1,53 milhões por ano. Isto quer dizer que 82% dos custos operacionais de uma planta são gás natural, contra 18% de manutenção e operação.

Tabela 66. Tarifa de gás natural para cogeração da Comgás

Classe	m ³ /mês	Variável R\$/ m ³	
		Consumo próprio ou venda ao consumidor final	Destina a revenda ao distribuidor
1	Até 100.000	0,1949481	0,1926365
2	100.000 a 500.000	0,1577384	0,1558680
3	500.000 a 2.000.000	0,1551992	0,1533589
4	2.000.000 a 4.000.000	0,1420321	0,1403479
5	4.000.000 a 7.000.000	0,1263282	0,1248303
6	7.000.000 a 10.000.000	0,1106219	0,1093102
7	Acima de 10.000.000	0,0945525	0,0934313

Fonte: Portaria 459 – CSPE. 2007.

20. PONTOS POSITIVOS À INSERÇÃO DO GÁS NATURAL.

20.1 Bacia de Santos

O planejamento estratégico do Departamento de Energia dos EUA aponta o gás natural como sendo o combustível adequado para atender à expansão da demanda interna por energia, dadas as vantagens de eficiência de combustão e menor impacto ambiental frente aos derivados de petróleo e carvão. Com as reservas brasileiras de gás natural, ampliadas enormemente com as descobertas da Bacia de Santos, principalmente com a nova descoberta do Pólo Tupy, as mesmas razões começam a se tornar verdadeiras também para o Brasil. Segundo o estudo de Eloi Fernandez y Fernandes (professor da PUC-Rio), após a crise do petróleo, na década de 70, países como Estados Unidos e Argentina, com suas grandes reservas de gás natural, vivenciaram uma grande expansão de sua utilização em toda a

economia, seja para geração elétrica ou para uso industrial e residencial. Hoje em dia, a Argentina consome 15 vezes mais gás natural por habitante que o Brasil.

Se os cronogramas da Petrobrás forem assertivos, teremos, ao final de 2010, uma nova opção de suprimento de gás natural para o estado de São Paulo e que poderá atender a todos os projetos de cogeração que vierem a ser projetados e executados nos próximos 3 anos. Mesmo que a Petrobrás venha a disponibilizar uma grande quantidade do gás para as termelétricas, ainda haverá quantidade suficiente para atender a todos os projetos de cogeração, até porque segundo a lógica das leis da termodinâmica, valeria muito mais disponibilizar o gás para as cogerações que para as termelétricas. Neste embate, a cogeração tem um rendimento médio de 85% contra os 45 médios das Termelétricas.

20.2 Governo Paulista

Para promover o aumento da velocidade da indústria da cogeração de energia, é fundamental uma ação indutora do Governo do Estado de São Paulo. Há a necessidade de oferecer benefícios tributários temporários incidentes sobre equipamentos, componentes, serviços e peças das centrais de cogeração e de ar condicionado a gás natural. Precisa sinalizar vontade político-empresarial para alavancar a cogeração de energia, como estratégia para ampliar a oferta interna de energia elétrica (redução de importação de energia pelo Estado), e a redução de riscos potenciais de desabastecimento, assegurando o ritmo e competitividade à economia Paulista.

Outra sinalização seria a alteração do código de obras, visando aumentar a eficiência do uso de energia e de água. Poderia também, para financiamento da cogeração, utilizar parte dos recursos de ICMS da compra de equipamento, da compra de energia elétrica e da compra do gás. Portanto, o governo seria um importante agente indutor da tecnologia de cogeração.

21. UM PLANO ASSERTIVO PARA A COGERAÇÃO

21.1 Criação de uma Empresa Pública Empresarial

A idéia é utilizar alguns formatos já existentes na Europa, e adequá-los à realidade brasileira. Atualmente, existem na Espanha o *El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía* –

IDEA, que desenvolve o papel de fomentador de negócios na área energética. A intenção da criação de uma entidade pública empresarial está baseada no potencial de gestão administrativo que o Estado de São Paulo pode impor em qualquer projeto de interesse do Estado. Isto pode ser evidenciado pela capacidade já demonstrada de alguns políticos, pelo empreendedorismo de seus empresários, pela capacidade tecnológica de suas universidades e centros tecnológicos, pela sociedade que busca incansavelmente soluções que visam ao bem estar do Estado e pela estrutura de órgãos estaduais ligados à energia. E é neste último ponto que se poderia criar o projeto de uma entidade pública empresarial, utilizando como o órgão estadual a Companhia Energética de São Paulo – CESP.

A CESP foi constituída, em 5 de dezembro de 1966, como Centrais Elétricas de São Paulo a partir da fusão de 11 empresas de energia elétrica. O objetivo era centralizar o planejamento e racionalização dos recursos do estado de São Paulo no setor energético. Em outubro de 1977, a CESP foi alterada para o nome atual e seus objetivos eram o de ampliar sua atuação, abrindo espaço para o desenvolvimento de outras atividades, além das tradicionais relativas aos serviços públicos de energia.

A partir de 1996, com o Programa Estadual de Desestatização – PED, o governo do Estado iniciou o processo de privatização do setor de energia controlado pela CESP e, em 1997, privatizou a Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL. Em 1998, foi a vez da Elektro Eletricidade e Serviços e em 1999 foram as vezes da Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê, da Companhia de Energia Elétrica Paranapanema e da COMGAS.

Atualmente, a CESP é a maior empresa de produção de energia elétrica do Estado de São Paulo e a terceira maior do País. Sua potência instalada total é de 7455 MW, e mais de 95% de suas ações são do Governo Estadual, e no que tudo indica, o Governo não pensa em privatizar o restante da empresa, já que a geração de energia elétrica para o Estado tem um fator estratégico muito importante na sustentabilidade do crescimento econômico do Estado. São mais de 40 anos de experiência em planejamento energético no mais importante sistema brasileiro de geração de energia elétrica, o que pode contribuir em muito com os objetivos deste projeto que daremos um nome: Empresa Pública Empresarial do Estado de São Paulo – EPESP *energy*.

A EPESP *energy* deveria ter em seu corpo técnico administrativo, profissionais da CESP, da Secretaria Estadual de Saneamento e Energia, da Federação das Indústrias do Estado de São Paulo – FIESP, das universidades públicas e privadas do Estado e de órgãos como a Cogen-SP e da Associação Brasileira das Empresas de conservação de Energia – ABESCO.

Os objetivos da EPESP *energy* seriam:

- O planejamento energético do Estado de São Paulo;
- O fomento da busca da eficiência energética;
- Desenvolvimento e financiamento de projetos que contemplem a eficiência energética;
- Assessoria técnica ao desenvolvimento de soluções energéticas de grande eficiência.

21.2 Planejamento energético do Estado

Atualmente, o planejamento energético do Estado é feito pela Secretaria Estadual de Saneamento e Energia. Porém, com a criação da EPESP *energy*, este planejamento seria mais assertivo, os levantamentos de demandas seriam mais realistas, os planos de ações e seus respectivos prazos de conclusão bem delineados e portanto, se poderia definir um Plano de Ação de Estratégias para o Desenvolvimento Energético com dez anos de antecedência e prever o que poderá atrapalhar o desenvolvimento do Estado.

A cogeração a gás natural teria sua importância como uma das alternativas viáveis para diminuir a dependência energética do Estado, além de garantir a segurança de fornecimento ininterrupto de energia e monetizando as reservas de gás natural da Bacia de Santos.

21.3 Eficiência energética.

Segundo NOGUEIRA (2007), a cogeração é um dos exemplos mais emblemáticos do potencial ignorado do uso eficiente dos recursos energéticos, despercebidos pela maioria dos consumidores de combustíveis em equipamentos térmicos.

Desenvolver um plano de eficiência energética no Estado de São Paulo que contemplasse não somente a redução de energia nas indústrias, comércios e repartições públicas, mas promovendo junto às escolas de formação, o conceito de produzir energia com baixo impacto ambiental e grande eficiência energética. Isto traria, a médio prazo, uma conscientização nos

jovens, que ao adentrarem no mercado de trabalho, estariam ajudando a manter a sustentabilidade econômica do Estado e indiretamente a do País.

A criação de novos cursos técnicos, prêmios voltados a jovens que se destaquem na área da eficiência energética e formação de técnicos e professores que possam multiplicar conhecimentos adquiridos, seriam outras atribuições importantes dentro dos objetivos estratégicos da EPESP *energy*.

21.4 Participação e Financiamento de projetos

A participação e financiamento de projetos seriam os pontos mais importantes da EPESP *energy*. Seriam contemplados todos os projetos que cumprissem critérios de eficiência energética e ambiental. Assim, poderiam ser contemplados projetos que utilizassem energéticos renováveis como também o gás natural como o menos impactante ambientalmente.

A EPESP *energy* participaria financeiramente do projeto com uma percentagem que poderia variar de 30 a 60% do valor total do projeto, sendo o restante poderá ser financiado pelos Bancos Estaduais. Os projetos teriam passar por analistas que verificariam além dos critérios pré-estabelecidos, os critérios de rentabilidade e índices de nacionalidade dos equipamentos, favorecendo assim a indústria nacional.

Para os projetos de que a EPESP *energy* participasse, ficaria definido que tão logo o retorno do investimento acontecesse, ela sairia da sociedade e estaria assumindo outra composição em outro projeto. Assim, a capacidade de investir da EPESP *energy* seria constante e com tendência de sempre aumentar os investimentos anuais. O restante de investimentos que teria que ser financiado pelo operador do projeto teria juros 0,5 % inferiores aos praticados pelo BNDES, e condições de pagamento que poderiam variar de 5 a 10 anos.

Para promover mais a eficiência energética e a questão ambiental, a Aneel poderia intitular o projeto como de cogeração qualificada de alto rendimento e, neste caso, receberia um valor adicional ao Valor de Referência - VR que seria proporcional à eficiência da planta. Com este carimbo, a negociação de venda de excedente seria muita mais rentável para o proprietário da cogeração, pois estaria recebendo o VR por cada MWh vendido.

Segundo a Resolução Normativa ANEEL nº 235/06, a cogeração qualificada deverá ter os rendimentos mínimos por faixa de potência, conforme mostra a tabela 67.

Tabela 67. Rendimentos exigidos na cogeração.

Capacidade	até 5MW	5 a 20 MW	>20 MW
Rendimento	54,7%	61,0%	74,0%

Fonte: Aneel. 2006.

Outro ponto importantíssimo no conceito da EPESP *energy* é a possibilidade de a própria CESP comprar os excedentes de energia elétrica, o que tornaria o projeto muito mais rentável. Esta energia comprada pela CESP seria destinada aos órgãos do próprio governo, gerando também uma economia aos caixas do governo.

21.4 Gestão tecnológica

A criação de grupos de trabalho voltados exclusivamente ao aumento da eficiência energética, redução de consumos específicos e redução da emissão de poluentes, faria com que a EPESP *energy* tornasse referência nacional e mundial na busca do uso eficiente de energia com o mínimo impacto ambiental.

Estes grupos seriam formados por profissionais da própria composição técnica e administrativa da empresa, além de convidados especializados em determinadas áreas. Atualmente, as ações neste sentido estão muito dispersas e direcionadas ao meio acadêmico, sendo que a aplicabilidade é na indústria e no comércio num primeiro momento, chegando ao segmento residencial em uma segunda fase.

PARTE 5: CONCLUSÃO

22. OS BENEFÍCIOS DA COGERAÇÃO NO ESTADO DE SÃO PAULO

Diante de um quadro de aumento da geração de energia elétrica nada convincente, a utilização de formas alternativas, como a cogeração a gás natural, poderá colocar o País em uma situação muito mais confortável do que a que se encontra atualmente. Ainda está na memória dos brasileiros que na época de crise do apagão, a eficiência foi o carro chefe das ações para controle da demanda de eletricidade. Foi uma demonstração do potencial existente e um aprendizado coletivo sobre os melhores hábitos de consumo e tecnologias.

A matriz energética brasileira continuará a ser hidrelétrica e a atender a cerca de 90% da demanda, mas a cogeração a gás natural voltada ao auto-consumo poderá diversificá-la e complementá-la como a alternativa mais viável e confiável de oferta de energia.

O Potencial de cogeração do Estado de São Paulo é de 3470 MW, e pode contribuir muito para diminuir a dependência de importação de energia de outros estados. Como neste levantamento deste potencial, não foi contemplada a venda de excedente, pode-se chegar à conclusão que este potencial é maior. Embora não tenha sido explorado o segmento terciário com exemplos de aplicação, deve-se levar em conta o potencial existente, principalmente na grande São Paulo, onde se concentram os grandes hospitais, centros corporativos, grandes cadeias de hotéis e a grande maioria dos shoppings do Estado.

O custo dos equipamentos a gás natural como motores, cujo valor era três vezes maior em comparação com um mesmo motor a diesel, agora não passa de uma vez e meia, viabilizando até projetos mais simples como geração de horário de ponta. As tecnologias em micro geração ou cogeração de médio porte, a partir de motores ou turbinas industriais, ganharam competitividade, alavancadas pelos mercados europeu e norte-americano. O custo do quilowatt (kW) da geração distribuída é cada vez mais competitivo do que o custo marginal de incremento da geração centralizada.

Como demonstrado no parte 3 deste trabalho, existem segmentos da indústria que demonstram seu potencial para a implantação de projetos de cogeração. Nos três segmentos apresentados, os resultados obtidos das simulações demonstram que a cogeração é um bom negócio, tanto

na questão estratégica da indústria, como na questão econômica, como também em outras questões como qualidade e confiabilidade de energia. É importante ressaltar que, mesmo sendo simulações de indústrias, os exemplos de aplicação refletem muito a realidade da indústria.

A criação da EPESP *energy* conforme o item 21.4, faria da cogeração e da GD um novo caminho para São Paulo. O Estado sempre foi pioneiro no desenvolvimento industrial e tecnológico e não poderá ficar na questão energética atrás da sua própria vocação. A dependência de importação de energia pelo Estado torna-o vulnerável quanto ao continuado crescimento de sua economia.

Nesse ambiente, a cogeração a Gás Natural aparece como um importante fator para o suprimento de energia elétrica onde os potenciais hidráulicos já foram muito explorados em todo o Estado. Muitos fatores contribuem para a análise anterior, e poderão servir de fomento para que a sociedade paulista e o Governo do Estado procurem modelos de geração de energia, utilizando os seus próprios recursos, aproveitando a disponibilidade de gás natural da Bacia de Santos.

De posse deste cenário, o Governo Estadual começa a incentivar a cogeração a gás natural, mas pouco pode fazer se as principais medidas deveriam partir do Governo Federal. Uma medida importante que poderia vir do Governo Federal é a implementação da Lei de Eficiência Energética, que beneficiaria as tecnologias que comprovassem economias nos usos finais. O governo poderia também implantar leilões de eficiência energética, separando uma quantidade de energia que poderia ser comprada por órgãos do governo, reduzindo seus próprios gastos com energia.

Outro tema muito polêmico e pouco resolvido no País é o preço do gás natural. Quando o interesse de uma empresa sobrepuja às necessidades estratégicas do País, é sinal de que algumas coisas estão erradas. O monopólio da venda do gás natural é da Petrobras, bem como de boa parte das reservas de petróleo e gás natural. Como explicado nos itens anteriores, o peso do preço do gás natural na viabilidade de um projeto de uma usina de cogeração é fundamental. E como dito também anteriormente, a Petrobrás reserva uma parte muito grande do gás natural atual e futuro para as termelétricas, “garantindo” a entrada das mesmas em operação na tentativa de diminuir o risco de apagões nos próximos 5 anos. Esta reserva se dá

com um preço diferenciado que a Petrobrás batizou de “Preferencial Termelétricas”, mas se alguém solicitar gás natural para cogeração, a resposta é que primeiramente não tem, e o preço será o também batizado pela Petrobrás como “Firme inflexível”, bem mais caro. Como uma forma de geração de energia elétrica, muito mais eficiente (acima de 70%), menos poluidora, com menos impacto ambiental, que requer menos investimento por kilo watt gerado, que pode gerar mais empregos分散ados, têm um preço maior do que uma forma de gerar a mesma energia elétrica, com uma eficiência que dificilmente ultrapassa 45%?

Estas indagações como outras poderão ser solucionadas no futuro, quando gestores tiverem a liberdade de criar os planos, expuserem a sociedade para a discussão construtiva, tiverem o aval do primeiro escalão dos governos, e estes, deixarem os projetos se perpetuarem, independente dos términos de governos.

Uma expansão do setor energético fundamentado na eficiência energética e ampliação de recursos próprios, entre eles o gás natural, possibilitarão economias de recursos financeiros importantes que poderão ser destinados a outros setores, e garantirá a segurança do sistema de fornecimento de energia pela diversificação da matriz energética.

REFERÊNCIAS

BALESTIERI, J.A.P. **Cogeração:** geração combinada de eletricidade e calor. 1. ed. Florianópolis, SC: Ed. da UFSC, 2002. 279 p.

BARRETO, A. **Repetro sem mistério.** São Paulo, SP: Lex Editora, 2006. 217 p.

CAVASIN E.; BARRETO G. Estudo sobre o impacto da tarifa de energia elétrica na competitividade da indústria brasileira. **Revista GTD.** São Paulo, 2007, p.16, jan-fev 2007

DAVID, G. V.; HELLER, T.C. **The political economy of power sector reform: The experience of five developing countries.** 2. ed. Stanford, Califórnia: Cambridge University Press, 2007. 352 p.

GUEDES FILHO, E. M. **Energia: as razões da crise e como sair dela.** 1. ed. São Paulo, SP: Editora Gente, 2002. 127 p.

HARVEY, L. D. D. **A Handbook on Low-Energy Building and District-Energy System.** 3. ed. London, BG: Earthscan, 2006. 701 p.

HINRICHES, R.A.; KLEINBACH, M. **its use and the environment..** 3. ed. São Paulo, SP: Thomson Learning Ibero, 2003. 385 p.

IDAЕ. **Impactos Ambientales de la producción eléctrica: análisis de ciclo de vida de ocho tecnologías de generación eléctrica.** Madrid, 1999.

INSTITUTO MAUÁ DE TECNOLOGIA. **Normas para apresentação de documentos científicos,** São Caetano do Sul, SP: IMT – CEUN, 2006. 72 p.

JABUR, M.A. **Racionamento: do susto à consciência,** s/ ed. São Paulo, SP: Terra das Artes Editora, 200. 195 p.

LANDINI, L. A. R.; et al **Usinas Termelétricas de pequeno porte no Estado de São Paulo: Legislação Básica.** 2. ed. São Paulo, SP: Página & Letras Editora e Gráfica, 2004. 497 p.

LORA, E.E.S.; HADDAD, J. **Geração Distribuída:** Aspectos Tecnológicos, Ambientais e Institucionais. 1. ed. Rio de Janeiro, RJ: Interciência, 2006. 240 p.

NOGUEIRA, L.A.H.; Alkmin, J.T.D., **Metodologia para Avaliação do Potencial Técnico-Econômico em Cogeração.** São Paulo, SP: Eletricidade Moderna, vol.24, 1996. p. 265.

NOGUEIRA, L. A. H. **Estudos Avançados:** Uso racional, a fonte energética oculta. Vol. 21, n. 59 São Paulo, SP: IEA, 2007. 383 p.

SEVERINO, A. J. **Metodologia do Trabalho Científico.** 22. ed. São Paulo, SP: Cortez, 2002. 335 p.

SILVEIRA, R. **Pequenas Centrais Hidrelétricas no Estado de São Paulo:** Planejamento hidrelétrico. 2. ed. São Paulo, SP: Página & Letras Editora e Gráfica, 2004. 337 p.

SOLNIK, A. **A Guerra do apagão: a crise da energia.** São Paulo, SP: Senac, 2001. 128 p.

TOLMASQUIN M. T.; et al. **Potencial de cogeração a gás natural setores industrial e terciário do Rio de Janeiro.** Rio de Janeiro, RJ: Cenergia/coppe – UFRJ, 2003. 134 p.

TOLMASQUIN M. T.; et al. **Mercado de gás natural na indústria química e no setor hospitalar do Brasil.** Rio de Janeiro, RJ: Cenergia/coppe – UFRJ, 2003. 315 p.

VIEIRA, P. L.; et al **Gás Natural: Benefícios ambientais no Estado da Bahia.** 1. ed. Salvador, BA: Solisluna Design Editora, 2005. 132 p.

Entidades coletivas

BRASÍLIA. Empresa de Pesquisa Energética – EPE. **Plano decenal de expansão de energia elétrica, 2006 – 2015.** Brasília, DF: MME: EPE, 2006. 304 p.

SÃO PAULO. Secretaria Estadual de Saneamento e Energia. **Matriz Energética Paulista**. São Paulo: Imprensa do Estado, 2006.

Revistas

(Reportagem do jornal Folha de São Paulo, de 03 de fevereiro de 2003 sobre clima, c. economia, p 3).

DUDA TEIXEIRA, Salvar o planeta dá lucro. **Veja**, São Paulo, 2006, p. 116-118, dez. 2006.

LUXEMBURGO. Comprador – European Carbono Fund. **Veja**, São Paulo, 2006, p 45, dez. 06.

Entidades

BRASÍLIA. Ministério de Minas e Energia. **Balanço Energético Nacional – BEN 2005**. Brasília: MME, 2006. Disponível em:<<http://www.mme.gov.br/bem>> Acesso em 02 nov. 2006.

BRASÍLIA. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Plano de Redução de Consumo e Aumento de Oferta**. Brasília: ANEEL, 2001. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/crise2001>> Acesso em 23 de ago. 2006.

BRASÍLIA. Ministério do Planejamento. **Plano de Aceleração do Crescimento – PAC**. Brasília: MP, 2007. Disponível em: <<http://www.planejamento.gov.br/pac>>. Acesso em 17 de jan. 2007.

BRASÍLIA. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **PIB Brasileiro de 2001**. Brasília: IBGE, 2001. <<http://www.ibge.gov.br/estatisticas>>. Acesso em 11 de nov. 2006.

COGEN-SP. **Estudo do Potencial de Cogeração do Estado de São Paulo**. 2007. São Paulo, SP.

SÃO PAULO. Secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo – SMA. **Licenciamento Ambiental Unificado**. 2006. São Paulo: SMA.

RIO DE JANEIRO. Petróleo Brasileiro - Petrobrás. **Proposta de Desenvolvimento da Indústria de Gás no Brasil.** 2006. Rio de Janeiro, RJ: Gás & Energia.

RIO DE JANEIRO. Petróleo Brasileiro - Petrobrás. **Plano de Antecipação de Produção de Gás – PLANGÁS.** 2006. Rio de Janeiro, RJ: Gás & Energia.

RIO DE JANEIRO. Petróleo Brasileiro - Petrobrás. **Projeto de gás natural líquido - GNL.** 2007. Rio de Janeiro, RJ: Gás & Energia. Disponível em: <<http://www.gnlpetrobras.com.br>>. Acesso em 20 de maio de 2007.

RIO DE JANEIRO. Centro de Estudos Integrados sobre Meio Ambiente e Mudanças Climáticas da Universidade Federal do Rio de Janeiro. **inventário de Emissões de Gases Efeito Estufa no Município de São Paulo.** 2006. Rio de Janeiro, RJ: UFRJ.

SÃO PAULO. Companhia de Gás de São Paulo – COMGAS. 2006. **História do gás natural.**

Associações consultadas:

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS NATURAL - ABEGAS.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE BEBIDAS – ABRABE.

SINDICATO NACIONAL DA INDÚSTRIA DA CERVEJA – SINDICERVE.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS INDÚSTRIAS DE REFRIGERANTES - ABIR.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA QUÍMICA – ABIQUIM.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE CERÂMICA – ABC

ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS FABRICANTES DE CERÂMICA DE REVESTIMENTO – ANFACER.

ASSOCIAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DE CERÂMICA – ANICER.

COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA - CSPE

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO – CESP.