

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA**

**A COGERAÇÃO
E SUA INSERÇÃO AO SISTEMA ELÉTRICO**

GABRIEL DE JESUS AZEVEDO BARJA

**ORIENTADOR: MARIO OLAVO M. CARVALHO
CO-ORIENTADOR: CARLOS ALBERTO GURGEL VERAS**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM CIÊNCIAS MECÂNICAS
PUBLICAÇÃO ENM.DM 100A/06**

Brasília/DF: Setembro – 2006

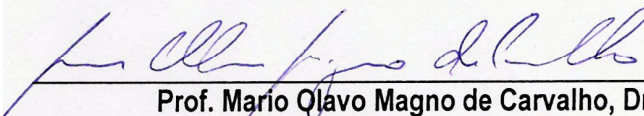
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

A COGERAÇÃO E SUA INSERÇÃO AO SISTEMA ELÉTRICO

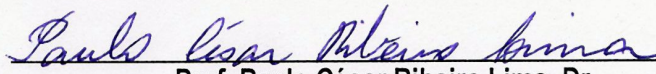
GABRIEL DE JESUS AZEVEDO BARJA

Dissertação de Mestrado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Ciências Mecânicas – Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade de Brasília, para a obtenção do título de Mestre em Ciências Mecânicas.

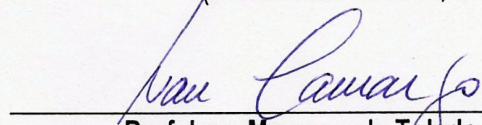
Aprovada por:



Prof. Mario Olavo Magno de Carvalho, Dr.
(Orientador, ENM/UnB)



Prof. Paulo César Ribeiro Lima, Dr.
(Examinador Externo, IESPLAN)



Prof. Ivan Marques de Toledo Camargo, Dr.
(Examinador Externo, ENE/UnB)

Brasília, 15 de setembro de 2006.

FICHA CATALOGRÁFICA

BARJA, GABRIEL DE JESUS AZEVEDO

A cogeração e sua inserção ao sistema elétrico. [Distrito Federal] 2006.

157 p., 210 x 297 mm (ENM/FT/UnB, Mestre, Ciências Mecânicas, 2006).

Dissertação de Mestrado - Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.
Departamento de Engenharia Mecânica.

- | | |
|---------------------------|--------------------|
| 1. Cogeração | 2. Exergia |
| 3. Legislação | 4. Setor elétrico |
| 5. Políticas de incentivo | 6. Comercialização |

I. ENM/FT/UnB

II - Título (Série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

BARJA, G. J. A. (2006). A cogeração e sua inserção ao sistema elétrico. Dissertação de Mestrado, Publicação ENM.DM 100A/06, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 157 p.

CESSÃO DE DIREITOS

NOME DO AUTOR: Gabriel de Jesus Azevedo Barja

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO DE MESTRADO: A cogeração e sua inserção ao sistema elétrico.

GRAU/ANO: Mestre/2006

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desta dissertação pode ser reproduzida sem a autorização por escrito do autor.

Gabriel de Jesus Azevedo Barja
SQSW 105 - bloco H - 212
CEP: 70670-428 Brasília/DF - Brasil

*À minha esposa Fabiana
e aos meus filhos Isabela e Pedro.*

AGRADECIMENTOS

Aos professores Mario Olavo e Gurgel, pela objetiva e eficaz orientação deste trabalho.

Aos professores do departamento de Eng. Mecânica da UnB, pelos fundamentais ensinamentos transmitidos nas disciplinas.

A todos os colegas da Agência Nacional de Energia Elétrica, que tanto contribuíram com a discussão e formação dos conceitos abordados, em especial aos amigos Frederico, George, Gilma, João de Deus e Sheyla.

Ao Laboratório de Qualidade de Energia e Prefeitura do Campus Universitário da UnB, e aos fabricantes citados, pela colaboração e fornecimento dos dados utilizados no estudo de caso.

Aos amigos, pelo incentivo ao estudo e compreensão às conseqüentes ausências.

A toda a grande família, pela presença e compartilhamento do orgulho de ver surgir este trabalho.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	viii
LISTA DE TABELAS.....	x
LISTA DE GRÁFICOS.....	xi
RESUMO	xiii
ABSTRACT	xiv
1 INTRODUÇÃO.....	1
2 REVISÃO DA LITERATURA E PRINCÍPIOS TEÓRICOS DA COGERAÇÃO.....	3
2.1 Histórico.....	3
2.2 Fundamentos.....	5
2.3 Exergia e cogeração.....	8
2.4 Tecnologias de cogeração.....	10
2.4.1 Turbinas a vapor	14
2.4.2 Turbinas a gás	17
2.4.3 Motores alternativos.....	20
2.4.4 Ciclo combinado.....	23
2.4.5 Microssistemas de cogeração.....	25
2.4.6 Aplicações.....	31
3 ASPECTOS LEGAIS E REGULATÓRIOS	33
3.1 Importação e exportação de excedentes.....	33
3.2 Outorga da central de cogeração	38
3.3 Conexão da central à Rede	42
3.3.1 Acesso aos Sistemas de Transmissão e Distribuição.....	43
3.3.2 A interligação da central.....	44
3.3.3 Tarifas de uso dos sistemas elétricos	47
3.3.4 Contratação da energia elétrica	56
3.3.5 Contratação da reserva de capacidade e energia de <i>Backup</i>	64
3.3.6 Exportação dos excedentes de energia elétrica.....	66
3.4 Políticas de incentivo à cogeração	71
3.5 Qualificação da cogeração	74
3.5.1 As centrais qualificadas.....	78
3.6 Licenciamento ambiental e emissões.....	81
4 METODOLOGIA PARA ANÁLISE ECONÔMICA	89
4.1 Critérios de seleção dos sistemas de cogeração.....	91
4.2 Avaliação econômica de projetos de energia	95
4.3 O rateio econômico na cogeração.....	102
5 ANÁLISE PARA IMPLANTAÇÃO DA COGERAÇÃO	105
5.1 Caracterização do empreendimento estudado	105
5.2 Soluções propostas	108

5.3	Análise da viabilidade econômica.....	116
5.4	Análise da viabilidade Legal	135
6	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	138
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	141
	ANEXOS.....	144
6.1	Resolução Normativa ANEEL para a qualificação de centrais cogeradoras de energia.....	144
6.2	Nota Técnica para avaliação dos critérios de enquadramento da Norma de qualificação de centrais cogeradoras.....	149

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 2-1 Cogeração, com produção de energia térmica e eletromecânica em simultâneo.....</i>	<i>5</i>
<i>Figura 2-2 Produção de energia térmica e eletromecânica em separado, caso I.</i>	<i>6</i>
<i>Figura 2-3 Produção de energia térmica e eletromecânica em separado, caso II.</i>	<i>6</i>
<i>Figura 2-4 Produção de energia térmica e eletromecânica em cogeração.</i>	<i>7</i>
<i>Figura 2-5 Faixa típica de temperatura para os sistemas de cogeração em topping e em bottoming (COGEN Europe, 2001)^[7].....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 2-6 Cogeração do tipo topping (adaptado de NOGUEIRA et al., 2004)^[10].</i>	<i>12</i>
<i>Figura 2-7 Cogeração do tipo bottoming (adaptado de NOGUEIRA et al., 2004)^[10].</i>	<i>12</i>
<i>Figura 2-8 Utilidades da cogeração.</i>	<i>13</i>
<i>Figura 2-9 Máquina a vapor de James Watt, 1781.</i>	<i>14</i>
<i>Figura 2-10 a) Sistema de geração pura de eletricidade em ciclo a vapor; b) Sistema de geração combinada de calor e eletricidade – cogeração.</i>	<i>16</i>
<i>Figura 2-11 a) Balanço térmico típico de planta de geração pura, em ciclo a vapor; b) Balanço térmico de uma planta semelhante, com sistema de cogeração agregado (adaptado de NOGUEIRA et al., 2004)^[10].</i>	<i>17</i>
<i>Figura 2-12 Turbina a gás Allison 601-KB9, de 6,5 MW (Rolls-Royce Energy Systems, 1998).....</i>	<i>17</i>
<i>Figura 2-13 Montagem de turbina a gás heavy duty (foto: Alstom Power).....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 2-14 a) Sistema de geração pura de eletricidade com turbina a gás; b) Sistema de geração combinada de calor e eletricidade – cogeração.</i>	<i>19</i>
<i>Figura 2-15 a) Balanço térmico típico de planta de geração pura utilizando turbina a gás; b) Balanço térmico de uma planta semelhante, com sistema de cogeração agregado (adaptado de NOGUEIRA et al., 2004)^[10].</i>	<i>20</i>
<i>Figura 2-16 Motor Benz de 1 cilindro e ¾ de HP, 1885.</i>	<i>21</i>
<i>Figura 2-17 a) Sistema de geração pura de eletricidade com motor alternativo; b) Sistema de geração combinada de calor e eletricidade – cogeração.</i>	<i>22</i>
<i>Figura 2-18 a) Balanço térmico típico de planta de geração pura utilizando motor alternativo; b) Balanço térmico de uma planta semelhante, com sistema de cogeração agregado (adaptado de NOGUEIRA et al., 2004)^[10].</i>	<i>23</i>
<i>Figura 2-19 Central cogeneradora TermoRio, 1.040 MW, Duque de Caxias-RJ. (Foto: TermoRio S.A., 2004)</i>	<i>24</i>
<i>Figura 2-20 Sistema de cogeração em ciclo combinado.....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 2-21 Sistema de cogeração residencial utilizando motor Stirling (de baixa utilização comercial), capacidade de 7,5 kW de água quente e 1 kW de eletricidade em sincronia com a rede de distribuição local (foto: Whisper Tech, 2006).....</i>	<i>26</i>
<i>Figura 2-22 Planta de cogeração utilizando 6 microturbinas de 60 kW cada, fornecendo calor a um chiller de absorção de 520 kW (foto: Capstone Turbine Corporation, 2006).</i>	<i>27</i>
<i>Figura 2-23 Célula a combustível tipo “PEFC” (<www.fuelcelltoday.com>, 2006).</i>	<i>28</i>
<i>Figura 2-24 Sistema de cogeração utilizando célula a combustível tipo PEFC, alimentando uma lanchonete nos EUA.</i>	<i>30</i>

<i>Figura 3-1 Dois ambientes do setor elétrico: livre e regulado. Competição na geração (G) e comercialização (C); mercado regulado na transmissão (T) e distribuição (D).</i>	<i>34</i>
<i>Figura 3-2 Excedente Vs. Déficit, (BALESTIERI, 2002)^[4].</i>	<i>42</i>
<i>Figura 3-3 Sistema Interligado Nacional – SIN; regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte (ONS, 2006).</i>	<i>46</i>
<i>Figura 3-4 Produtor de eletricidade dedicado a um consumidor, em sistema de cogeração. Ocorre eventual intercâmbio de eletricidade com a rede de transmissão/ distribuição.</i>	<i>53</i>
<i>Figura 3-5 Central de cogeração qualificada Veracel, com 117 MW de capacidade utilizando licor negro como combustível, em Eunápolis/BA (foto: Veracel Celulose S.A.).....</i>	<i>80</i>
<i>Figura 3-6 Participação das fontes energéticas utilizadas por centrais de cogeração qualificada (dados: ANEEL, ref. fev/2006).....</i>	<i>80</i>
<i>Figura 4-1 Economia gerada por uma planta de cogeração (Wärtsilä, 2004).</i>	<i>90</i>
<i>Figura 4-2 Faixa operativa de diferentes sistemas de cogeração (ROHRER, ABB, 1995)^[19].</i>	<i>93</i>
<i>Figura 4-3 Fluxo de Caixa de um Empreendimento Energético.....</i>	<i>96</i>
<i>Figura 4-4 Metodologia de rateio marginalista, ou Fuel Chargeable to Power (GE Power Generation, 1996)^[18].</i>	<i>103</i>
<i>Figura 5-1 Vista externa do Restaurante Universitário da UnB (foto: UnB).....</i>	<i>106</i>
<i>Figura 5-2 Solução n°. 1: Central de cogeração com motor a diesel + caldeira de recuperação.</i>	<i>110</i>
<i>Figura 5-3 Solução n°. 3: Central de cogeração com microturbina + caldeira de recuperação.....</i>	<i>114</i>

LISTA DE TABELAS

Tabela 3-1	Caracterização de Consumidor Livre.....	36
Tabela 3-2	Composição das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição.....	49
Tabela 3-3	Eficiências para fins de Qualificação ($F_c\%$ mínimo), na Resolução nº. 21/2000 e a alteração pretendida.....	76
Tabela 3-4	Centrais cogedoras qualificadas pela ANEEL (ref. fev/2006).	79
Tabela 3-5	Distribuição geográfica das centrais de cogeração qualificada (dados: ANEEL, ref. fev/2006).....	81
Tabela 3-6	- Valores típicos de emissões gasosas por sistemas de cogeração (COGEN Europe, 2001) ^[7]	87
Tabela 4-1	Características técnicas dos sistemas de cogeração (COGEN Europe, 2001) ^[7]	94
Tabela 5-1	Tempo de amortização de uma central de cogeração, baseado na ponderação da depreciação dos equipamentos (“% do total”, COGEN Europe, 2001) ^[7]	117
Tabela 5-2	Custo específico de operação e manutenção, referente às tecnologias de produção de vapor e cogeração (adaptado de BOYCE, 2002) ^[6]	118
Tabela 5-3	Tarifas do grupo A4 praticadas pela CEB no ano de 2006. P=horário de ponta; FP=horário fora de ponta; Seco=período seco (maio a novembro); Úmido=período úmido.	119

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 2-1 Custo da eficientização.	4
Gráfico 2-2 Influência da temperatura do ar ambiente em turbinas a gás (Rolls-Royce Energy Systems, 1998).....	18
Gráfico 3-1 Custo médio Vs. quantidade, com divisão de mercado e com monopólio natural.....	34
Gráfico 3-2 Evolução do consumo dos Consumidores Livres (EPE, 2005) ^[20]	70
Gráfico 3-3 Evolução mensal do consumo e número de Consumidores Livres em 2004 (EPE, 2005) ^[20]	71
Gráfico 4-1 Exemplo de demandas simultâneas: consumo diário do Restaurante Universitário da UnB.....	92
Gráfico 5-1 Curva de demanda elétrica do campus da UnB (média a cada 15 min., em 13/04/05).....	109
Gráfico 5-2 Curva média das demandas térmica e elétrica do RU (média a cada 15 min.).....	109
Gráfico 5-3 Geração elétrica da cogeração operando em paridade térmica, superior à demanda elétrica do RU (média a cada 15 min.).....	111
Gráfico 5-4 Análise de sensibilidade do Custo/Benefício da central de cogeração em relação ao seu Fator de Capacidade, utilizando motor Diesel.....	121
Gráfico 5-5 Análise de sensibilidade do Custo/Benefício da central de cogeração em relação ao preço do combustível, utilizando motor Diesel (grande influência na viabilidade do empreendimento).....	121
Gráfico 5-6 Análise de sensibilidade do Custo/Benefício em relação à vida útil da central de cogeração, utilizando motor Diesel.....	122
Gráfico 5-7 Análise de sensibilidade do Custo/Benefício em relação ao investimento inicial da central de cogeração, utilizando motor Diesel.....	122
Gráfico 5-8 Análise de sensibilidade do Custo/Benefício da central de cogeração em relação à taxa de desconto, utilizando motor Diesel.....	123
Gráfico 5-9 Análise de sensibilidade do Custo/Benefício da central de cogeração em relação ao seu Fator de Capacidade, utilizando motor a gás natural.....	125
Gráfico 5-10 Análise de sensibilidade do Custo/Benefício da central de cogeração em relação ao preço do combustível, utilizando motor a gás natural (grande influência na viabilidade do empreendimento).....	126
Gráfico 5-11 Análise de sensibilidade do Custo/Benefício em relação à vida útil da central de cogeração, utilizando motor a gás natural.....	126
Gráfico 5-12 Análise de sensibilidade do Custo/Benefício em relação ao investimento inicial da central de cogeração, utilizando motor a gás natural.....	127
Gráfico 5-13 Análise de sensibilidade do Custo/Benefício da central de cogeração em relação à taxa de desconto, utilizando motor a gás natural.....	127
Gráfico 5-14 Análise de sensibilidade do Custo/Benefício da central de cogeração em relação ao seu Fator de Capacidade, utilizando microturbina.....	129
Gráfico 5-15 Análise de sensibilidade do Custo/Benefício da central de cogeração em relação ao preço do combustível, utilizando microturbina (grande influência na viabilidade do empreendimento).....	129

Gráfico 5-16	<i>Análise de sensibilidade do Custo/Benefício em relação à vida útil da central de cogeração, utilizando microturbina.</i>	130
Gráfico 5-17	<i>Análise de sensibilidade do Custo/Benefício em relação ao investimento inicial da central de cogeração, utilizando microturbina.</i>	130
Gráfico 5-18	<i>Análise de sensibilidade do Custo/Benefício da central de cogeração em relação à taxa de desconto, utilizando microturbina.</i>	131
Gráfico 5-19	<i>Análise de sensibilidade do Custo/Benefício da caldeira convencional em relação ao seu Fator de Capacidade.</i>	133
Gráfico 5-20	<i>Análise de sensibilidade do Custo/Benefício em relação à vida útil da caldeira convencional.</i>	133
Gráfico 5-21	<i>Análise de sensibilidade do Custo/Benefício em relação ao investimento inicial da caldeira convencional.</i>	134
Gráfico 5-22	<i>Análise de sensibilidade do Custo/Benefício da caldeira convencional em relação à taxa de desconto.</i>	134

RESUMO

A cogeração de energia se traduz na produção simultânea de duas ou mais utilidades - calor de processo e energia eletromecânica, a partir de uma mesma fonte energética. Isto pode resultar no benefício econômico da redução de custos de combustíveis, quando comparada à produção das utilidades em separado, e também em benefícios ambientais como a redução de emissões de poluentes decorrentes da queima de combustíveis.

Entretanto a viabilidade de um empreendimento de cogeração depende também de outros fatores, tais como o preço da eletricidade, do combustível e a liquidez da venda de excedentes elétricos. Por isso a decisão do investidor deverá ser amparada numa análise que envolva a tecnologia empregada, o benefício econômico e a estratégia de atuação no mercado de eletricidade.

Pretende-se com este trabalho fazer uma abordagem sistêmica dos aspectos tecnológicos, econômicos e legais, de forma a consolidar a visão atual do empreendimento de cogeração como parte intrínseca do sistema elétrico nacional, em suas várias vertentes.

ABSTRACT

Cogeneration, or Combined Heat and Power (CHP), is the simultaneous production of electrical energy and useful thermal energy from a single energy source. Cogeneration is economical, environmentally friendly, and reliable. It can result in cost savings by reducing fuel costs to produce heat and electricity separately. It can also result in reduced emissions of air pollutants into the atmosphere and other environmental benefits such as eliminating wastes.

Other factors that enter into a decision to install cogeneration facilities include the price of electricity, the cost of fuel, and the ability to sell excess electricity to other customers. Persons considering the installation of cogeneration facilities should determine the status of government deregulation of the utility industry, the price of natural gas or other fuels, the existence of government incentives for cogeneration, and other developments in the energy area.

Although cogeneration is continuing to be recognized for its far-reaching energy-conservation, environmental and economic benefits, there has been no method developed for calculating the exact economic value of these external impacts. Additionally, it has not been determined which stakeholders among the end-user, the electricity utility or society as a whole would reap these externality benefits.

The purpose of this study is to provide an up-to-date review of the various cogeneration technologies and its impact on the whole electrical network concerning to grid connection, with emphasis on economical, legal and regulatory aspects, as well.

1 INTRODUÇÃO

Ao falarmos em cogeração de energia, logo imaginamos a sua racionalidade energética, justificando todos os aspectos envolvidos nesta alternativa de produção de utilidades. Entretanto, apesar de ser sua principal motivação, a economia de recursos energéticos trazida pelo processo da cogeração é apenas um dos fatores influentes na sua viabilidade.

O Brasil deste milênio ainda é um país subdesenvolvido de terceiro mundo, promovido pela Organização Mundial das Nações Unidas – ONU para “país em desenvolvimento”. Tanto é verdade, que fazemos parte dos países “não anexo-1”, na classificação da UNFCCC – Convenção-Quadro das Nações Unidas para Mudança do Clima. O Brasil encontra-se com a economia em plena fase de crescimento, ancorado pela industrialização e a consequente exploração de seus recursos energéticos. É justamente neste ponto que a indústria pode lançar mão de uma poderosa arma para o aumento de sua competitividade: a cogeração. Nos países desenvolvidos, principalmente na Europa e Estados Unidos, a cogeração está presente em todos os segmentos da sociedade (indústria, comércio e serviços), fato provocado por políticas setoriais e consolidado pelo próprio mercado, dada a racionalidade econômica deste processo.

Agora pergunta-se: por que o Brasil, que depende de sua inserção no mundo globalizado para o crescimento próprio, barra a si mesmo com elevadíssima carga tributária e altos preços de insumos energéticos, com consequente perda de competitividade internacional, não tem consolidado o uso da cogeração? A verdade é que justamente a elevada carga tributária e os altos preços de insumos energéticos provocam a utilização de processos de produção separados de eletricidade e calor ao invés da cogeração. Tudo isso, entre outros fatores, faz com que cada país apresente peculiaridades que fazem da cogeração um caso particular de cada um. É neste aspecto que se dará a abordagem particular desta Dissertação, no tocante à comercialização da eletricidade produzida por processos de cogeração. Apesar de ser um aparente contra-senso, dada a necessidade de seu uso, veremos no desenvolvimento desta Dissertação que o investimento num processo de cogeração no Brasil merece uma análise um tanto criteriosa.

Para avançarmos no desenvolvimento desses estudos, são abordadas as principais tecnologias comerciais mais utilizadas nos processos atuais de cogeração. Pretende-se com isso obter-

se um nivelamento do conhecimento das técnicas mais usuais, aplicando algumas considerações particulares a cada uma delas e sua recorrência em cada setor de mercado.

A independência de uma central cogeneradora da rede elétrica é possível, porém envolvendo altos custos, o que freqüentemente inviabiliza o empreendimento. Considerando o processo de cogeração como exportador e importador de eletricidade, uma análise de viabilidade não é completa sem se avaliar a inserção da central de cogeração no sistema elétrico para absorver seus excedentes e suprir suas necessidades de energia elétrica. O sistema regulatório brasileiro ancora um mercado de energia elétrica extremamente desenvolvido que, no entanto, encontra-se em constante transformação. Neste passo faremos uma análise dos aspectos legais e regulatórios do setor elétrico brasileiro, identificando as barreiras contra a cogeração.

Utilizando-se do conhecimento das tecnologias comerciais da cogeração, dos métodos de análise econômica e da legislação do setor elétrico brasileiro, passaremos à análise de viabilidade da implantação de um sistema de cogeração para o suprimento das demandas térmica e elétrica do Restaurante Universitário da UnB – Universidade de Brasília.

Serão estudados os aspectos técnicos, econômicos, legais e regulatórios da cogeração, com o objetivo de encontrar-se a melhor alternativa para a viabilidade da cogeração e sua inserção no sistema elétrico brasileiro.

2 REVISÃO DA LITERATURA E PRINCÍPIOS TEÓRICOS DA COGERAÇÃO

2.1 Histórico

A preocupação com a racionalidade energética em sistemas de produção de energia está presente há séculos, desde James Watt, que após receber uma máquina a vapor de Newcomen para ser consertada, em 1763, proporcionou grandes avanços na concepção de sistemas mais eficientes, conforme cita THURSTON (1878)^[24]. Foi quando nasceu o anseio em se melhorar o rendimento de tais máquinas, onde Watt realizou diversos experimentos para quantificar o aproveitamento útil da energia fornecida pela queima do carvão.

Assim, Watt providenciou adaptações que melhoraram o rendimento da máquina, entre elas o condensador externo, o isolamento térmico para a caldeira e tubos, etc., quando concebeu e patenteou uma máquina a vapor que incluía estas novas idéias (1781).

A racionalidade da cogeração reside, essencialmente, na economia de recursos energéticos frente a uma configuração convencional que produza as mesmas quantidades de calor útil e trabalho, este geralmente convertido energia elétrica ou mecânica.

Na verdade, o que dizemos sobre racionalização energética, aplicado a todos os setores – industrial, comercial, serviços e residencial – pode ser entendido, num primeiro momento, como racionalização econômica. O que se objetiva na busca da redução do consumo de insumos energéticos, de fato, é a redução de custos ou a maximização do lucro para alguns setores econômicos. Em contrapartida, o que se encontra no caminho dessa racionalização é o custo do investimento que se realiza para o alcance deste objetivo. Em resumo, de forma quase paradoxal, a redução do consumo de insumos energéticos custa dinheiro.

O fator econômico fez com que a preocupação com a contenção de recursos energéticos só ganhasse força a partir da década de 1970, quando ocorreram duas grandes crises internacionais de abastecimento de petróleo, a primeira em 1973 e a segunda em 1979. No advento da segunda crise, houve a intensificação, neste momento também no Brasil, de ações que buscavam a racionalização

energética, que naquele momento se expressavam ainda num estágio inicial, mas necessário, da conservação de energia, podendo ser traduzida por um conjunto de práticas que buscavam a supressão dos desperdícios latentes no consumo de energia.

Isso é justificado pelo baixo custo que a eliminação de desperdícios agrega, considerando a racionalização econômica já citada. Avaliando a figura a seguir, pode-se observar que, quanto maior é a economia de insumos energéticos que se busca, maior será a necessidade de investimentos, formando um balanço entre investimento Vs. custo de operação. É exatamente esse balanço que orienta o emprego dos sistemas de cogeração.

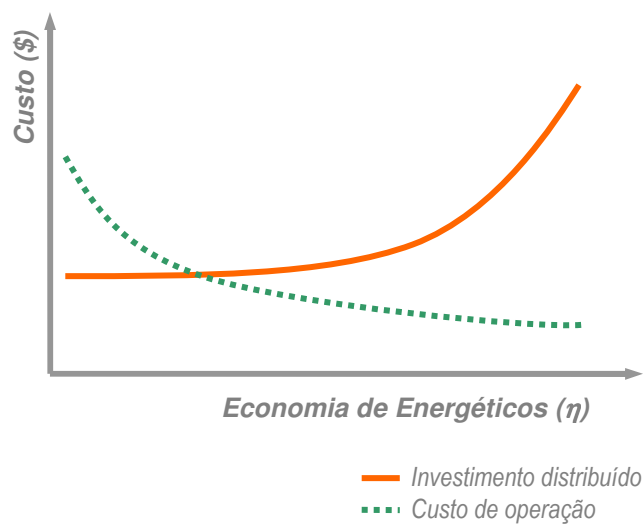


Gráfico 2-1 Custo da efficientização.

2.2 Fundamentos

Segundo o Dicionário de Terminologia Energética (2001)^[5], do Conselho Mundial de Energia, o conceito de cogeração significa a produção simultânea e seqüencial de duas ou mais utilidades - calor de processo e potência mecânica e (ou) elétrica, a partir da energia disponibilizada por um ou mais combustíveis.

Assim, para um dado processo industrial de produção, na condição em que há demanda simultânea das utilidades energia térmica e eletromecânica, a aplicação da cogeração se apresenta como provável alternativa, com a vantagem do uso racional de combustível.

Apresentando dois casos hipotéticos, de CARVALHO (2000)^[13], temos que a produção simultânea dessas utilidades num sistema de cogeração (*figura 2-1*) representaria uma redução de 16% no consumo de combustível frente à produção convencional em separado das mesmas (*figura 2-2*).

Na figura abaixo, representando uma central de cogeração, considera-se que um determinado processo produza, a partir de cem unidades de combustível, vinte unidades de energia eletromecânica e cinquenta unidades de energia térmica útil. Neste caso, temos a eficiência total, $\eta_g = (20+50)/100 = 70\%$.

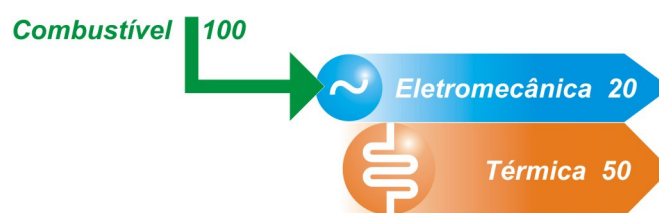


Figura 2-1 Cogeração, com produção de energia térmica e eletromecânica em simultâneo.

Comparando-se com uma configuração equivalente que produza as mesmas quantidades dessas utilidades, de forma convencional em separado, com eficiência de 35% na produção de energia eletromecânica e de 80% na conversão direta em calor, seria necessária uma quantidade superior de combustível, com eficiência total $\eta_g = (20+50)/119,7 = 58,5\%$.

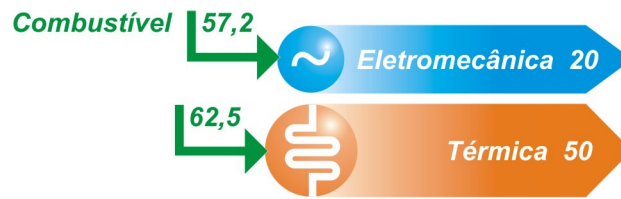


Figura 2-2 Produção de energia térmica e eletromecânica em separado, caso I.

Com isso, bem como já dito, pode-se enxergar com facilidade a racionalidade da cogeração, que reside, essencialmente, na economia de recursos energéticos frente a uma configuração convencional que produza as mesmas quantidades de calor útil e energia eletromecânica.

Entretanto, dependendo da proporção entre as demandas de energia térmica/ eletromecânica, há situações em que a produção dessas utilidades num sistema de cogeração pode consumir mais combustível (figura 2-4) frente à produção das mesmas quantidades em processos distintos (figura 2-3).

Para o caso seguinte foram consideradas as mesmas eficiências, de 35 e 80% para a conversão de energia eletromecânica e térmica, respectivamente, com a produção das utilidades em processos distintos, o qual apresenta a eficiência total $\eta_g = (5+65)/95,5 = 73,3\%$.



Figura 2-3 Produção de energia térmica e eletromecânica em separado, caso II.

Ora, dado que o rendimento da geração de calor é superior ao rendimento global da cogeração, ocorre que nos casos de alta razão de calor/ eletricidade, como neste exemplo, em que se tem a produção de eletricidade com apenas 7% de participação, a produção em separado das mesmas quantidades apresenta-se como alternativa em vantagem frente à cogeração, esta apresentando rendimento $\eta_g = (5+65)/100 = 70\%$.

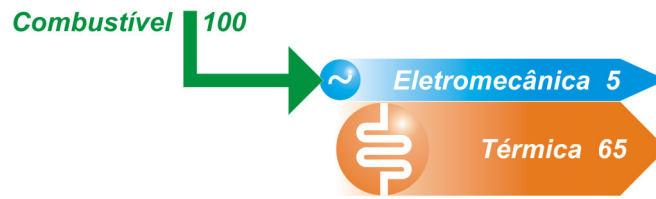


Figura 2-4 Produção de energia térmica e eletromecânica em cogeração.

Entretanto, é importante frisar que as vantagens ou desvantagens ditas aqui se referem exclusivamente ao consumo da fonte energética, ou combustível. Ou seja, para a melhor escolha entre os processos em separado ou a cogeração, torna-se necessária uma análise mais aprofundada do empreendimento, considerando também seus aspectos técnicos e econômicos.

2.3 Exergia e cogeração

A viabilização de um “processo” produtivo qualquer, seja ele essencialmente térmico ou não, é dada a partir de algum tipo de transformação energética, como por exemplo, o calor em eletricidade. Considerando-se os processos reais (não ideais) de transformação, dada a segunda Lei da Termodinâmica, sabe-se que sempre estão associadas a este algum tipo de irreversibilidade.

Temos então que, para um dado processo de transformação, sua irreversibilidade “I” é dada pela diferença entre o trabalho reversível “ w_{rev} ” e o trabalho real “ w_{real} ”, da seguinte forma:

$$I = w_{rev} - w_{real} \quad (eq. 2.3.a)$$

ou seja,

$$\text{Quanto menos irreversível for o processo, } w_{real} \rightarrow w_{rev} \Rightarrow I = 0 \quad (eq. 2.3.b)$$

Associada ao conceito da irreversibilidade, podemos agora considerar a importância da **exergia**, que é traduzida pelo máximo trabalho que um sistema pode realizar ao evoluir do estado em que se encontra até entrar em equilíbrio termodinâmico com o meio. Para um melhor entendimento, pode-se dizer que a exergia é exatamente a **disponibilidade** (Ψ) do sistema em realizar trabalho, como se observa na seguinte equação de continuidade:

$$\Psi = \left(\underbrace{h - Ts}_{\text{potencial térmico}} + \underbrace{v^2 / 2}_{\text{potencial mecânico}} + \underbrace{gz}_{\text{potencial gravitacional}} \right)_{\text{saída}} - \left(h - Ts + gz \right)_{\text{entrada}} \quad (eq. 2.3.c)$$

Portanto, a exergia observa o caráter qualitativo dos fluxos energéticos, o que não está explícito na visão tradicional de análise termoeconômica. Deste conceito, derivado da segunda Lei da Termodinâmica, conclui-se que das diferentes formas de energia existem umas “mais valiosas” do que as outras, justamente em função da sua maior capacidade de realizar trabalho, de onde temos como exemplo o calor como energia de baixo valor (baixo potencial em realizar trabalho) em relação à eletricidade.

Segundo SCHAEFFER e SZKLO (2001)^[11], o uso eficiente dos fluxos energéticos implica na combinação não apenas entre as quantidades supridas e requeridas nos usos finais, mas também entre as qualidades destas quantidades. Aliás, é precisamente a qualidade dos fluxos energéticos (ou a

exergia) que não se conserva durante as transformações irreversíveis. Assim, o balanço exergético fornece informações sobre a degradação da energia que ocorre durante as transformações e os usos finais (os consumos finais) dos fluxos energéticos, sendo capaz de assumir papel expressivo na formulação de políticas energéticas.

Um aspecto importantíssimo na formulação de políticas energéticas para o uso racional de recursos é justamente a sua análise exergética. No caso do Brasil, na medida em que se esgotam os grandes potenciais hidroelétricos, o país tende a diversificar sua matriz para poder aumentar a oferta de energia e garantir o suprimento de sua crescente demanda, o que é a tendência natural de qualquer nação. Dentre as alternativas para o equacionamento deste problema, está o proeminente uso do gás natural.

Num primeiro momento, é coerente que se direcione o planejamento energético para um aumento na oferta de eletricidade, para equilíbrio desse mercado. Entretanto, acerca da análise exergética, torna-se conveniente a consideração da redução da demanda como forma de equilíbrio de mercado. A forma mais provável é a utilização racional da energia, conforme a sua qualidade exergética.

Neste âmbito, foram realizados estudos exergéticos por STRAPASSON e FAGÁ (2003)^[12] sobre a aplicação do gás natural na matriz energética brasileira, de forma a comparar seu uso na ampliação da oferta (termeletricidade) versus a redução na demanda (uso industrial).

Os resultados mostram que o uso do gás natural para obtenção de energia útil na forma de calor é muito mais interessante do que para a geração de eletricidade, seja através de plantas convencionais ou de plantas modernas de alto rendimento. No entanto, em processos de geração de eletricidade que utilizem cogeração, o uso do gás natural pode ser adequado, uma vez que o calor rejeitado ainda pode ser parcialmente convertido em energia útil. Isto sugere que no planejamento energético nacional, os programas de uso racional da energia devam analisar, além dos rendimentos de primeira Lei da Termodinâmica, a qualidade exergética da energia de acordo com o seu uso final.

2.4 Tecnologias de cogeração

O consumo simultâneo de energia térmica (levando em conta as suas várias utilizações em vapor, água quente e água gelada) e de energia eletromecânica (eletricidade e acionamentos mecânicos), pode ser encontrado em todos os segmentos – residencial, comercial, agrícola e industrial.

Considerando como exemplo o setor industrial, mas podendo ser aplicado também aos demais segmentos, conforme cita BALESTIERI (2002)^[4], há duas alternativas para o suprimento das demandas simultâneas de energia térmica e eletromecânica de um processo industrial.

A primeira, **separadamente**, ou seja, o suprimento das demandas a partir de fontes primárias distintas, sendo a energia térmica necessária ao processo industrial suprida geralmente pela autoprodução ou adquirida por geração independente de vapor, e a energia elétrica, em regra, contratada diretamente de uma concessionária de distribuição ou de um Produtor Independente de Energia Elétrica¹ ou mesmo pela autoprodução com consumo remoto².

A segunda alternativa consiste no suprimento das demandas a partir de uma única fonte primária, na produção seqüencial e simultânea de energia térmica e eletromecânica – a **cogeração**. Entretanto a adoção desta alternativa deverá obedecer, além da racionalidade energética, à racionalidade econômica (*vide gráfico 2-1*).

A aplicação da cogeração é convencionada de duas formas, em função da seqüência relativa da geração de energia eletromecânica para a térmica: geração anterior de energia eletromecânica (*topping*) e geração posterior de energia eletromecânica (*bottoming*). A *figura 2-6* mostra estas duas tecnologias.

¹ De acordo com a Lei nº. 9.074/1995, regulamentada pelo Decreto nº. 2.003/1996, foram definidas as figuras do Autoprodutor e do Produtor Independente de Energia Elétrica, da seguinte forma:

I - *Produtor Independente de Energia Elétrica*, a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida;
II - *Autoprodutor de Energia Elétrica*, a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

² A “*autoprodução com consumo remoto*” caracteriza-se pelo consumo em local adverso de onde ocorre a geração de energia elétrica, esta de mesma propriedade do consumidor, utilizando para isso a rede de distribuição local ou o Sistema Interligado Nacional. A ocorrência deste caso se aplica em geral na geração hidrelétrica. Entretanto, com a eliminação dos subsídios cruzados nas tarifas de energia elétrica, há uma tendência de maior ocorrência do consumo remoto na geração termelétrica.

- **Topping:** da energia disponibilizada pelo combustível, o primeiro aproveitamento se dá para a geração de energia eletromecânica (altas temperaturas), e em seguida para o aproveitamento de calor útil.
- **Bottoming:** quando, da energia disponibilizada pelo combustível, o primeiro aproveitamento se dá para o aproveitamento de calor útil a elevadas temperaturas, e em seguida para a geração de energia eletromecânica.

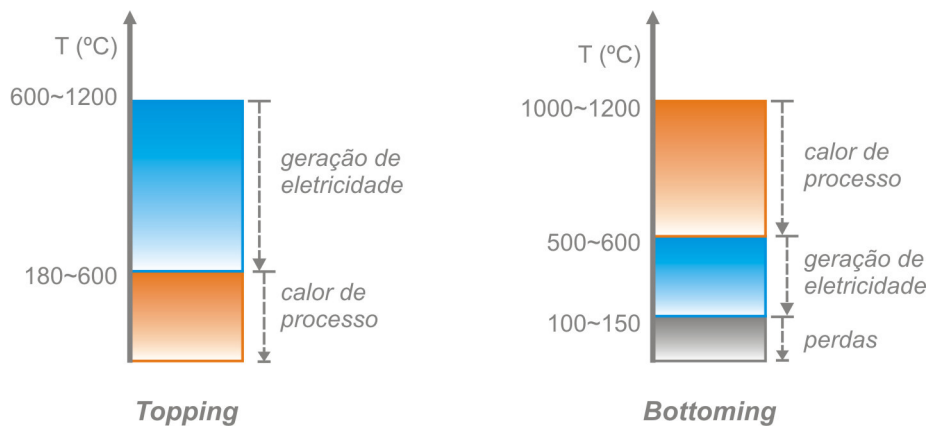


Figura 2-5 Faixa típica de temperatura para os sistemas de cogeração em *topping* e em *bottoming* (COGEN Europe, 2001)^[7].

A *figura 2-5* representa a racionalidade da cogeração em se aproveitar toda a faixa da temperatura disponibilizada pelo combustível, para a produção sequencial de eletricidade e calor útil. A utilização de calor nas indústrias, de acordo com CARVALHO *et al.* (2001)^[1], é habitual na faixa entre 120 e 200°C, temperatura típica para os processos de secagem, cozimento, evaporação, etc.; já a geração de energia elétrica trabalha em níveis mais elevados de temperatura, entre 400 e 950°C. Sabendo que a temperatura de rejeição da geração termelétrica encontra-se mais elevada que a temperatura encontrada nos processos industriais é racional que se pense num sistema de cogeração do tipo **topping** (*figura 2-6*) onde o calor utilizado pelo processo industrial é aproveitado do rejeito da geração elétrica. De fato, esta é a tecnologia empregada na maioria das indústrias, considerando que grande parte dos processos industriais demanda calor a baixas temperaturas.

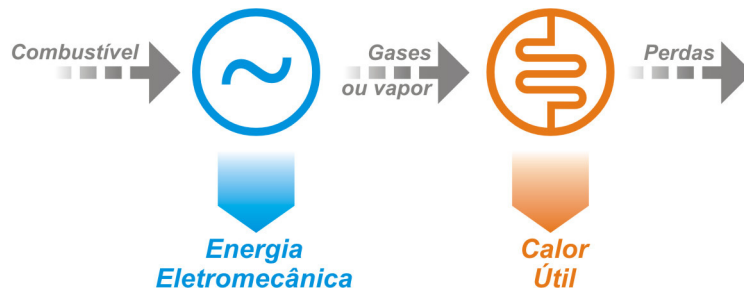


Figura 2-6 Cogeração do tipo *topping* (adaptado de NOGUEIRA et al., 2004)^[10].

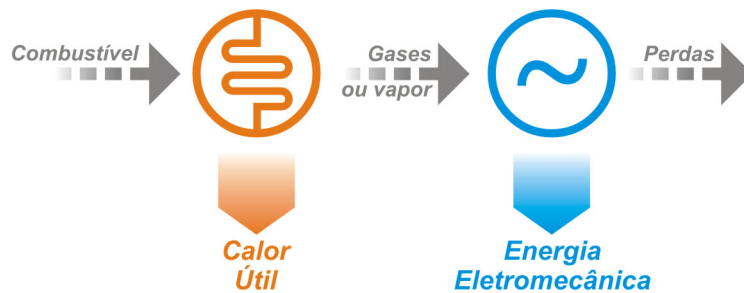


Figura 2-7 Cogeração do tipo *bottoming* (adaptado de NOGUEIRA et al., 2004)^[10].

Já os sistemas de cogeração do tipo **bottoming** (figura 2-7) são de utilização restrita, uma vez que o calor rejeitado pelos processos industriais se encontra em níveis de temperatura geralmente insuficientes para o seu emprego na produção de energia eletromecânica. Alguns processos industriais (siderúrgicas, fornos cerâmicos, cimenteiras, refinarias de petróleo) operam em altas temperaturas, entre 1000~1200°C. Após o processo, os gases de exaustão ainda encontram-se a temperaturas elevadas (500~600°C). Ao invés de descartá-lo diretamente na atmosfera, este calor residual pode ser direcionado a um trocador de calor, para produção de vapor que alimentará uma turbina a vapor. Desta forma, a energia contida no combustível pode ser mais bem aproveitada, com o uso inicial em uma carga térmica e na sequência a produção de eletricidade num ciclo do tipo *bottoming*. No entanto, este tipo de cogeração apresenta, em geral, rendimentos eletromecânicos inferiores aos encontrados no tipo *topping*, que trabalham com temperaturas mais elevadas obtidas da queima direta de combustíveis.

No conceito de cogeração, podemos considerar que uma central produza duas ou mais utilidades, da energia eletromecânica e da energia térmica. Entretanto, a produção de energia térmica de baixa temperatura, simplesmente denominada de “frio”, por máquinas de refrigeração por absorção de calor, merecem destaque como integrantes da planta de cogeração pela importância do papel que tiveram em alavancar a viabilidade da cogeração de pequeno porte.

Sob esse ponto de vista, há duas formas de se enxergar a participação da produção de frio numa central de cogeração, o que é apenas uma questão de fronteiras. A primeira, comercialmente falando, enfoca o fato de que o sistema de refrigeração é um processo apenas consumidor das utilidades da cogeração (calor), não fazendo parte deste. A segunda forma, conceitualmente falando, considerando a produção de frio como uma das utilidades da central de cogeração, ou seja, o sistema de refrigeração por absorção fazendo parte da central de cogeração. Esta visão poderá ser alterada, medida em que o proprietário da central cogeneradora seja o próprio consumidor do frio ou o forneça a terceiros, ou se o frio é produzido por um usuário externo consumidor de vapor.

Tomando a segunda visão como referência, observa-se na *figura 2-8* abaixo o suprimento de três utilidades a um consumidor comercial (*shopping center*, por exemplo): eletricidade, frio (água gelada) e calor (água quente). Neste caso temos dois cenários distintos: o primeiro “antes da cogeração” e o segundo “pós-cogeração”. Antes da cogeração, este *shopping* supria as suas demandas de eletricidade pela rede da concessionária, de água gelada também pela concessionária (*chiller* elétrico) e de água quente pela queima de combustível. No segundo cenário, com cogeração, o referido shopping passou a ser auto-suficiente em suas três demandas, sendo que a rede da concessionária, o *chiller* elétrico e a caldeira de água quente ficaram como reserva.

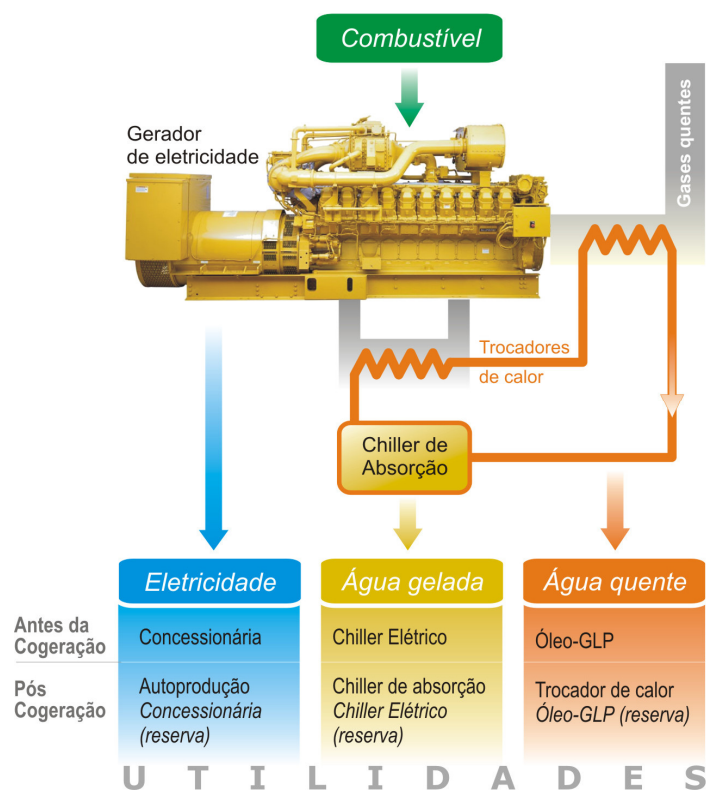


Figura 2-8 Utilidades da cogeração.

2.4.1 Turbinas a vapor

Segundo THURSTON (1878)^[24], existem relatos de que os primeiros mecanismos a vapor datam de 200 anos A.C., que utilizavam pressão negativa para sua operação. Estes mecanismos não sofreram grandes alterações até a apresentação, no séc. XVIII, por Newcomen e James Watt (*figura 2-9*), de uma máquina a vapor que combinava os diversos mecanismos desenvolvidos até então, capaz de utilizar o vapor de forma econômica e conveniente, por intermédio dos princípios físicos de domínio da comunidade científica.

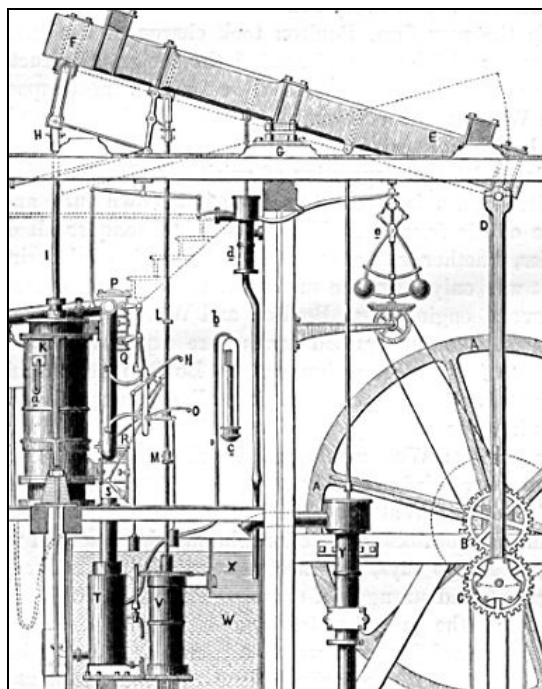


Figura 2-9 Máquina a vapor de James Watt, 1781^[24].

A máquina a vapor atual, de **ciclo Rankine**, pouco difere da máquina patenteada por James Watt há mais de 200 anos. Obviamente que foram introduzidas diversas modificações no intuito de melhorar-se o rendimento do ciclo. Esta máquina térmica, como qualquer outra, consiste basicamente em três componentes principais: uma fonte de calor, uma turbina a vapor e um sumidouro de calor.

A característica que mais diferencia o ciclo *Rankine* dos demais é a combustão externa ao fluido de trabalho. Com isso, pode-se utilizar qualquer tipo de combustível, sólido, líquido ou gasoso (ex: bagaço de cana, madeira, lixo, óleo diesel, gás natural).

Este sistema utiliza a água como fluido de trabalho, em regra em circuito fechado. O ciclo inicia-se com a pressurização do fluido de trabalho ou o bombeamento de água, a pressões da ordem de 60 atm (podendo chegar até 100 atm), que segue para o gerador de vapor ou **caldeira**. Nesta ocorre a queima do combustível na qual a energia térmica liberada é transferida ao fluido de trabalho, que atinge temperaturas desde alguns graus de superaquecimento até acima de 500°C. No lugar da caldeira podem também ser utilizados reatores nucleares. Por outro lado, este sistema pode empregar energia renovável como biomassa ou radiação solar concentrada. Além da queima de combustível, a caldeira poderá ainda ser alimentada com o calor residual de outros processos industriais como fornos e reatores químicos, e até mesmo de outro ciclo de geração elétrica, formando o “ciclo combinado”, como veremos a seguir.

Em seguida, o vapor a alta pressão e temperatura é então expandido na **turbina**, onde a energia de pressão do vapor é então convertida em cinética durante sua expansão, e em seguida a quantidade de movimento do fluxo de vapor é transferida às palhetas fixas e móveis do rotor, em um ou mais estágios, transformando-se em trabalho de eixo.

Após a saída da turbina, o vapor saturado encontra-se comumente a baixa pressão e temperatura (na maioria dos casos em condições próximas à atmosférica), havendo a necessidade de retirada de calor para a condensação da água, que ocorre no **condensador** rejeitando calor ao ambiente.

Este é o principal ponto onde a cogeração é agregada, no momento em que há a necessidade da rejeição de energia térmica do ciclo, que pode então ser encaminhada para utilização posterior. Entretanto, o vapor de processo poderá ser extraído também de outros pontos do ciclo, como nas extrações intermediárias da turbina. Existem dois arranjos básicos de cogeração: o primeiro com a turbina em contra-pressão, onde o condensador é substituído pelo próprio processo industrial; o segundo arranjo com a turbina em condensação, onde há o condensador, porém o vapor destinado ao processo industrial é extraído em estágios intermediários da turbina, ou recuperado do condensador, e posteriormente retornado ao ciclo na forma de condensado.

Na seqüência, a água condensada, com a devida reposição, é bombeada no estado líquido novamente à caldeira, fazendo o fechamento do ciclo.

A grande vantagem deste sistema é a possibilidade da utilização de qualquer tipo de combustível, o que o torna como única opção em diversos casos, como na queima de carvão ou no aproveitamento de calor residual de processo. A potência destes ciclos geralmente é encontrada em valores de 0,5 a 100 MW, podendo chegar até a 1.350 MW (Angra II), com um rendimento típico em torno de 35 %. Outra vantagem se apresenta em consequência das baixas temperaturas encontradas no fluido de trabalho, sendo uma tecnologia dominada e com opções de fabricantes nacionais. Uma desvantagem deste sistema apresenta-se na operação pouco elástica em relação aos regimes de carga, devido às condições de compromisso com o ponto de trabalho termodinâmico do vapor.

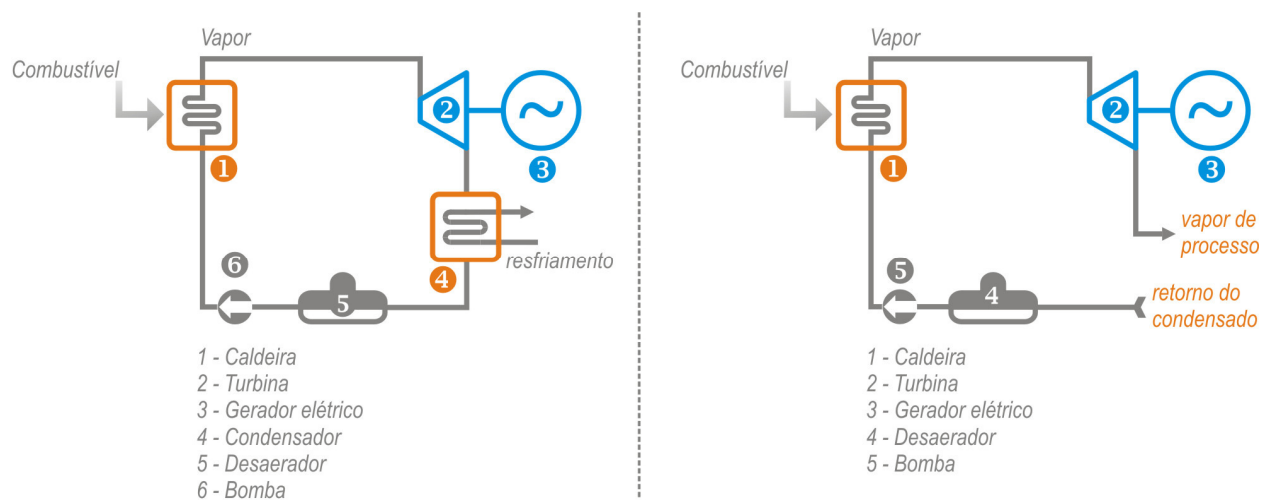


Figura 2-10 a) Sistema de geração pura de eletricidade em ciclo a vapor; b) Sistema de geração combinada de calor e eletricidade – cogeração.

A título de exemplo, a *figura 2-10* compara duas plantas de geração termelétrica a vapor, sendo que uma delas utiliza um sistema de cogeração. Os respectivos balanços térmicos são apresentados na *figura 2-11* (adaptado de NOGUEIRA *et al.*, 2004)^[10]. Comparando-se os dois sistemas, para uma mesma quantidade de combustível consumida, o primeiro trabalha com eficiência elétrica de 35%, resultando num total de perdas de 65%. Ao se utilizar o calor residual com o processo de cogeração agregado, a eficiência elétrica pode se reduzir ou não (dependendo da razão demandada de calor/ eletricidade), assumida neste caso em 30%, porém as perdas totais se restringem a 18%, devido à utilização do vapor em um processo industrial, totalizando uma eficiência energética global de 82%.

O rendimento neste tipo de ciclo pode ser melhorado mediante a utilização de artifícios como o reaquecimento do vapor superaquecido, com extrações intermediárias na turbina ou o pré-aquecimento da água de alimentação da caldeira pela recuperação de calor em diversos pontos do ciclo, inclusive na

chaminé. Apenas como curiosidade, um dos fatores limitantes ao rendimento deste ciclo é a temperatura de exaustão na chaminé, que não pode ser demasiadamente baixa devido à formação de ácido sulfúrico na presença de água e enxofre proveniente do combustível utilizado.

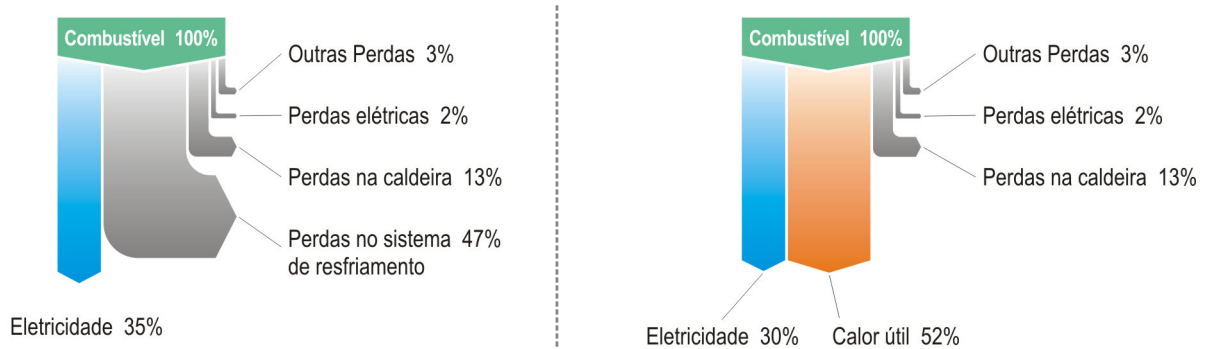


Figura 2-11 a) Balanço térmico típico de planta de geração pura, em ciclo a vapor; b) Balanço térmico de uma planta semelhante, com sistema de cogeração agregado (adaptado de NOGUEIRA et al., 2004)^[10].

2.4.2 Turbinas a gás

A turbina a gás consiste numa máquina de combustão interna de construção compacta, e que apesar do nome pode utilizar uma diversidade de combustíveis tanto líquidos quanto gasosos. A denominação de “turbina a gás” foi dada por consequência do seu fluido de trabalho – o ar. Na verdade, trata-se de uma máquina composta por diversos elementos, resumidamente pelo compressor, câmara de combustão e turbina.

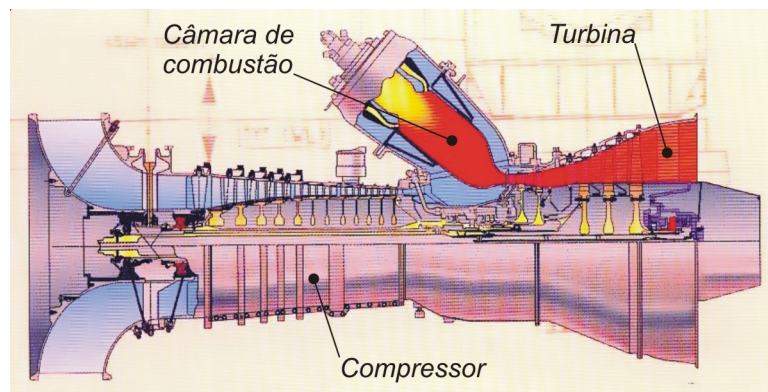


Figura 2-12 Turbina a gás Allison 601-KB9, de 6,5 MW (Rolls-Royce Energy Systems, 1998).

Esta máquina térmica trabalha em ciclo *Brayton* aberto (entretanto existem ciclos com realimentação), em que o ar atmosférico é comprimido em vários estágios no **compressor**, com taxas da ordem de 15:1 a 30:1, e levado à **câmara de combustão**, onde é injetado o combustível para formar uma chama contínua, fazendo elevar a temperatura e pressão da mistura, que se expande em vários estágios, convertendo a energia cinética do escoamento em trabalho mecânico, o que faz girar o rotor da **turbina**. Nesta máquina térmica, grande parte do trabalho obtido na turbina é consumida no compressor, em torno de metade da produção, e outra rejeitada nos gases de exaustão. É importante destacar a alta razão ar-combustível, em torno de 50:1 em massa, o que faz com que as condições climáticas (temperatura ambiente e umidade relativa) influenciem de forma significativa no seu desempenho, provocando alterações tanto no rendimento quanto na potência gerada, ambos piorando conforme a elevação da temperatura, como pode ser observado no *gráfico 2-2*. Por trabalhar com excesso de ar, os gases de exaustão ainda possuem concentrações de oxigênio em torno de 15~16%, o que viabiliza a sua queima posterior em algumas aplicações.

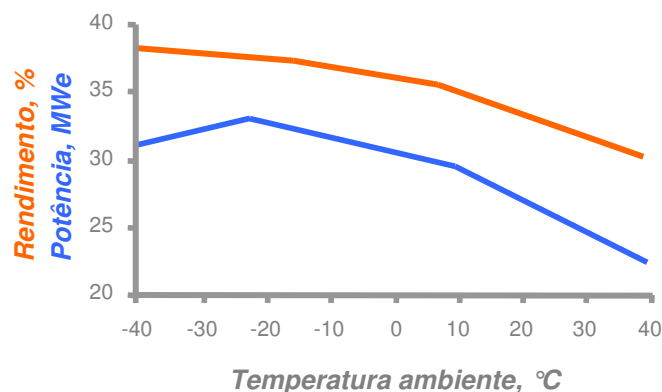


Gráfico 2-2 Influência da temperatura do ar ambiente em turbinas a gás (*Rolls-Royce Energy Systems, 1998*).

As turbinas a gás são divididas em duas classes principais, com aplicações específicas: aeroderivadas e *heavy duty*. As aeroderivadas possuem construção compacta e rendimento superior, da ordem de 35% a 42%, encontradas com potências entre 2,5 a 50 MW. As do tipo *heavy duty* (*figura 2-13*) são turbinas que possuem propositalmente rendimentos inferiores, com a finalidade de aproveitar-se seus gases de exaustão a temperaturas elevadas o suficiente (~600°C) para trabalhar em ciclo combinado, ou algum processo industrial específico, como veremos a seguir. São encontradas com potências superiores a 250 MW, em alguns casos. Em cogeração, a relação de produção entre eletricidade/ calor é da ordem de 0,8 a 0,5.

A operação das turbinas a gás é bastante elástica em relação aos regimes de carga, com vantagens para a cogeração por possuir baixo custo de instalação, alto fator de disponibilidade, baixo custo de manutenção, altas temperaturas de exaustão e boa eficiência.

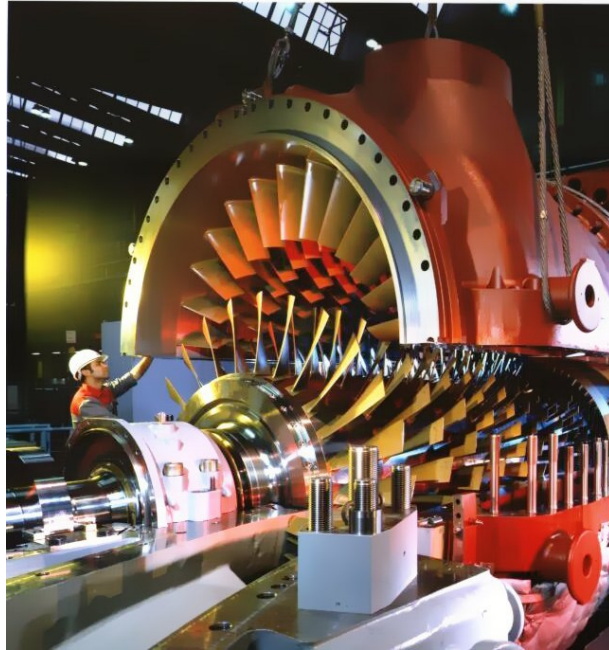


Figura 2-13 Montagem de turbina a gás heavy duty (foto: Alstom Power).

O esquema representado na figura 2-14 mostra duas plantas de produção de eletricidade, sendo uma de geração pura e outra de cogeração. Nota-se que a diferença entre as duas plantas consiste na adoção de um sistema de recuperação de calor dos gases de exaustão da turbina caracterizando a cogeração, no diagrama à direita.

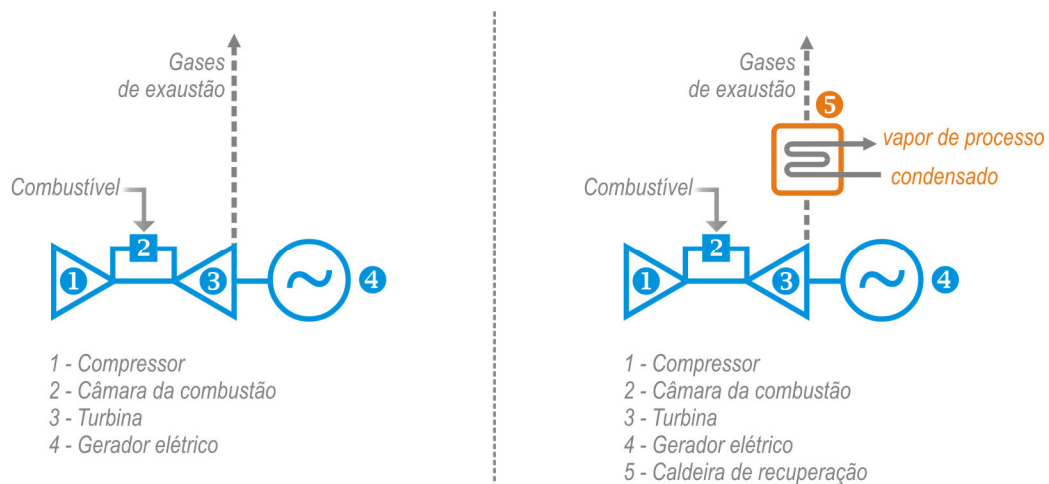


Figura 2-14 a) Sistema de geração pura de eletricidade com turbina a gás; b) Sistema de geração combinada de calor e eletricidade – cogeração.

Em complementação a estes esquemas é mostrado na *figura 2-15* o balanço térmico de cada sistema, onde observamos que no primeiro caso, sem o aproveitamento do calor residual, o rendimento da planta limita-se à produção elétrica da turbina, de 35%. No processo que utiliza um sistema de cogeração, é agregada a recuperação de calor da ordem de 45% do combustível, resultando num rendimento global de 80%.

Com a aplicação desta tecnologia na cogeração, segundo NOGUEIRA *et al.* (2004)^[10], os gases de exaustão da turbina podem ser utilizados diretamente em processos térmicos ou de modo indireto na produção de vapor ou água quente, mediante uma caldeira de recuperação, ou utilizando os gases como comburente nos queimadores de caldeiras convencionais. Algumas das possíveis aplicações em uso direto dos gases de escape de uma turbina a gás são: secadores com atomização (argilas, leite, produtos químicos), secadores em estufas (placas de madeira, placas de gesso, produtos agrícolas e alimentícios) e em fornos metalúrgicos de alívio de tensões e reaquecimento.

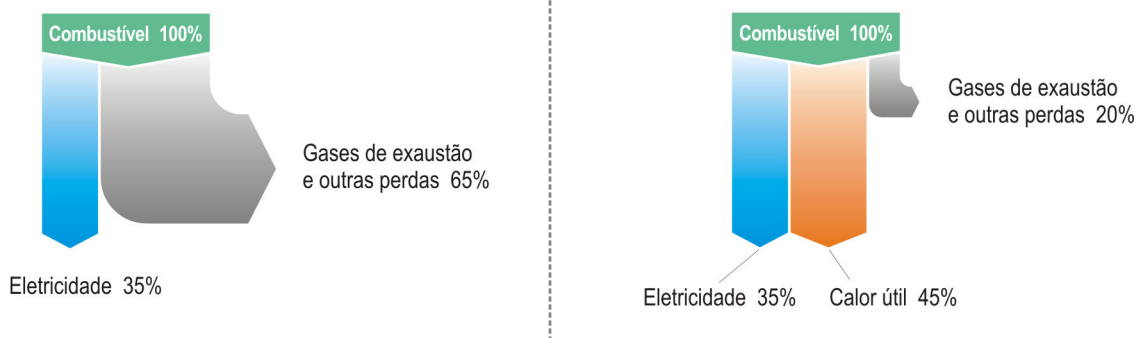


Figura 2-15 a) Balanço térmico típico de planta de geração pura utilizando turbina a gás; b) Balanço térmico de uma planta semelhante, com sistema de cogeração agregado (*adaptado de NOGUEIRA et al., 2004*)^[10].

2.4.3 Motores alternativos

Os motores de combustão interna estão disponíveis numa grande faixa de potência, a partir de alguns kilowatts até 100 MW, possuem construção compacta, podem utilizar uma variedade de combustíveis líquidos e gasosos, elevada eficiência em ciclo simples e um bom fator de disponibilidade (80~90%). Por essas características, se apresentam como a primeira opção na aplicação em sistemas de cogeração de pequeno porte para prédios comerciais, hospitais, hotéis e supermercados.

A construção do primeiro motor de combustão interna foi concretizada em 1876, por *Otto* e *Lagen*. Atualmente, os motores são empregados nas mais diversas aplicações em transporte e estacionárias, como a geração de eletricidade.

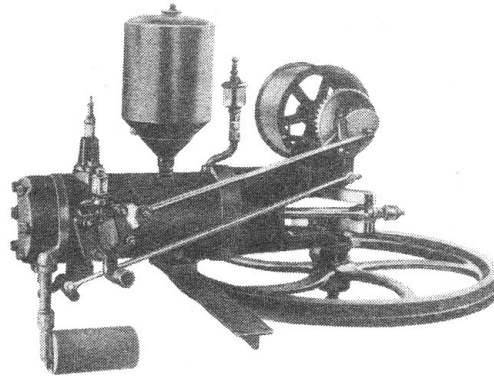


Figura 2-16 Motor Benz de 1 cilindro e $\frac{3}{4}$ de HP, 1885.

Os tipos de motores empregados comercialmente em plantas de cogeração se restringem a dois principais - ciclo *Diesel* e ciclo *Otto*. A maior diferença entre os dois está no modo de queima. No ciclo *Diesel* a combustão se dá por meio de difusão, iniciada por auto-ignição. Desta forma esse motor aspira ar sem nenhuma restrição (ausência de borboleta) e ajusta a quantidade de combustível para o requerimento de potência. Já no ciclo *Otto*, o motor aspira uma pré-mistura de ar e combustível. A chama é do tipo pré-misturada, altamente passível de detonação, e a queima é iniciada por uma vela de ignição.

Esta máquina trabalha em ciclo aberto, utilizando o ar como fluido de trabalho. O funcionamento do motor se dá da seguinte forma: o ar (comburente) é admitido em seu interior mediante a sucção provocada pelo deslocamento de um pistão sob um êmbolo, no qual é adicionado o combustível. Em seguida, a mistura de ar e combustível é comprimida e inflamada (conversão da energia química do combustível em energia térmica), ponto em que a temperatura é elevada e a pressão atinge valores da ordem de 100 atm, forçando o deslocamento do pistão à sua posição inicial (transformação de pressão em trabalho mecânico). O pistão está conectado a um eixo de manivelas, fazendo a conversão do movimento alternativo em rotativo.

A denominação do primeiro tipo confunde-se com o combustível utilizado, o óleo diesel; entretanto em unidades estacionárias de grande porte são empregadas outras variedades, como o óleo combustível tipo A1. Em motores *Otto* pode ser utilizada uma diversidade de combustíveis líquidos e gasosos, como o biogás, o gás natural, o álcool, a gasolina, etc.

Outra diferenciação do motor *Diesel* é a alta taxa de compressão empregada, da ordem de 20:1, fazendo com que o seu rendimento supere valores de 45%, podendo chegar a 50%. Já nos motores *Otto*, que apresentam taxas de compressão inferiores, em torno de 10:1, os rendimentos alcançam valores em torno de 35%.

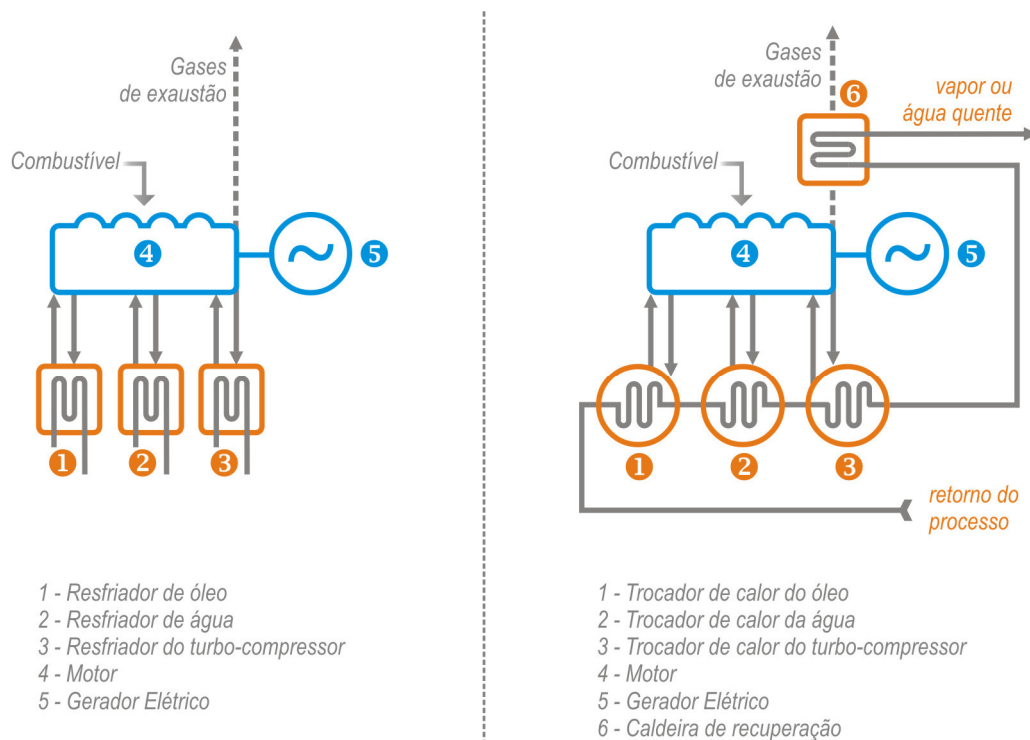


Figura 2-17 a) Sistema de geração pura de eletricidade com motor alternativo; b) Sistema de geração combinada de calor e eletricidade – cogeração.

Apesar de possível tecnologicamente, esse tipo de máquina térmica não é utilizada comercialmente em ciclos combinados (ver *item 2.4.4*), dada a baixa temperatura dos gases de exaustão, em torno de 300 a pouco mais de 400°C. Na cogeração, os gases de exaustão podem ser utilizados diretamente em processos térmicos ou indiretamente, através de uma caldeira de recuperação de calor, entretanto poderá ser necessária a utilização de queima suplementar para elevação da temperatura. A *figura 2-17* mostra duas plantas que utilizam motores alternativos, sendo uma de geração pura de eletricidade e outra de cogeração. Os respectivos balanços térmicos são apresentados na *figura 2-18*.

Em comparação entre os dois sistemas, para uma mesma quantidade de combustível consumida, o primeiro trabalha com eficiência elétrica de 35%, resultando num total de perdas de 65%. Ao se utilizar o calor residual com o processo de cogeração agregado, a eficiência elétrica se mantém

inalterada, porém as perdas totais se restringem a 25% devido à utilização do vapor em um processo industrial, totalizando uma eficiência energética global de 75%.

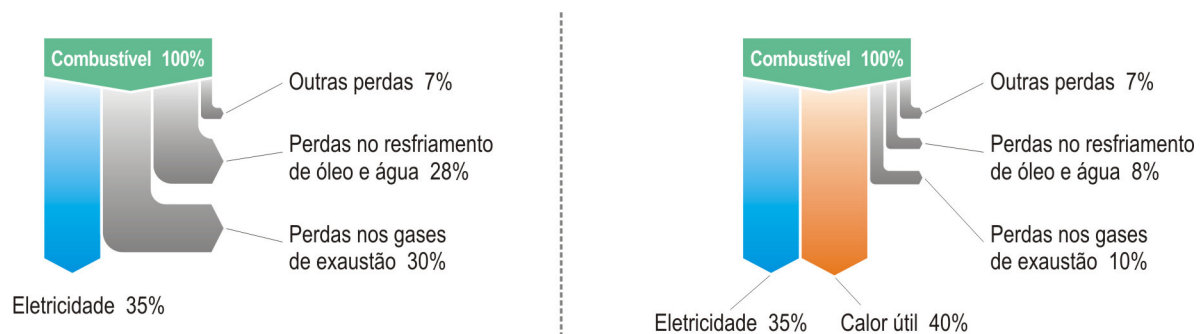


Figura 2-18 a) Balanço térmico típico de planta de geração pura utilizando motor alternativo; b) Balanço térmico de uma planta semelhante, com sistema de cogeração agregado (adaptado de NOGUEIRA et al., 2004)^[10].

A relação entre a produção de eletricidade/calor nos motores de combustão interna é elevada, em torno de 2 a 0,8. O calor pode ser recuperado de quatro formas: a partir dos gases de exaustão, da água de refrigeração do motor, do óleo lubrificante e da refrigeração do turbo-compressor.

2.4.4 Ciclo combinado

O ciclo combinado é o arranjo entre dois ou mais ciclos, com a principal finalidade de aumentar-se o rendimento global da planta. Seu princípio coincide com o da própria cogeração, caracterizado pelo aproveitamento da rejeição térmica de um ciclo primário de geração eletromecânica numa segunda máquina térmica, geralmente na proporção de 2:1. A combinação mais utilizada é o arranjo entre o ciclo *Brayton* e o ciclo *Rankine*, nesta ordem, onde os gases de exaustão da turbina a gás, com temperaturas superiores a 550°C, são encaminhados à caldeira do ciclo a vapor, fazendo com que o rendimento elétrico total supere os 60%, contra 35% se os mesmos estivessem operando em separado. Considerando a baixa temperatura utilizada na maioria dos processos industriais, a cogeração em ciclos combinados, em geral, não recupera calor dos gases de exaustão da turbina a gás, mas sim mediante extrações intermediárias da turbina a vapor, bem como no calor rejeitado pela mesma no condensador. O resultado disso são sistemas de cogeração com eficiências totais que podem chegar a valores de 85%.



Figura 2-19 Central cogeneradora TermoRio, 1.040 MW, Duque de Caxias-RJ. (Foto: TermoRio S.A., 2004)

A cogeração em ciclo combinado é empregada quando há a necessidade da maximização da produção de energia elétrica em relação ao calor de processo. Como podemos ver na *figura 2-20*, na maioria dos casos a energia disponibilizada pelo combustível é aproveitada em dois ciclos termodinâmicos consecutivos, e só então se obtém a parcela do calor. É importante frisar que a cogeração em ciclo combinado só é viabilizada em regimes operativos de base (tempo integral), que possuem alto fator de capacidade¹² (pág. 47), dada a contribuição do valor elevado de investimento inicial do empreendimento. A *figura 2-19* mostra a central de cogeração em ciclo combinado TermoRio, com 1.040 MWe de capacidade, atualmente a maior central termelétrica brasileira.

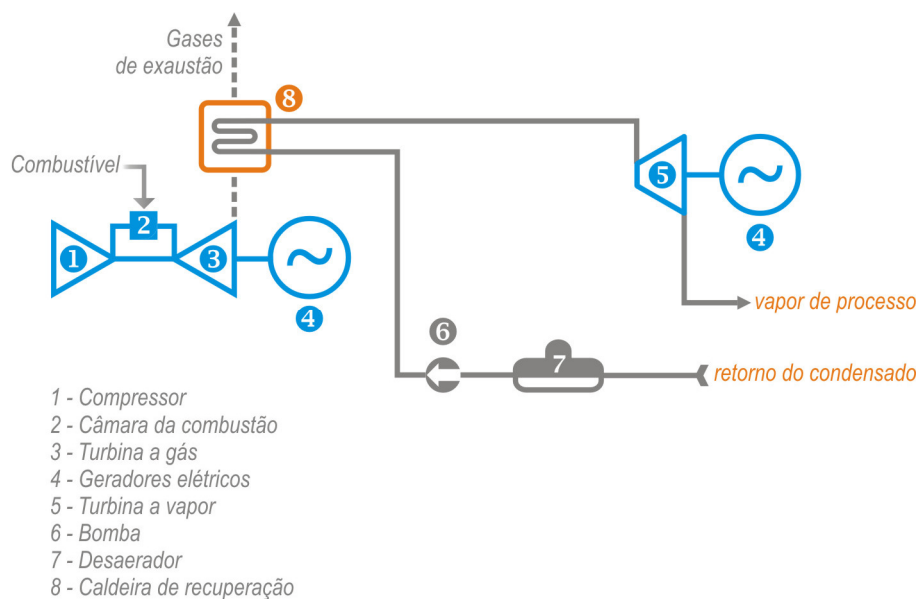


Figura 2-20 Sistema de cogeração em ciclo combinado.

As turbinas a gás utilizadas na configuração de ciclo combinado, quando comparadas às utilizadas em ciclo simples, possuem eficiência energética inferior, propositamente afim de que se obtenha temperaturas mais elevadas nos gases de exaustão. O propósito disso é a valorização do ciclo a vapor subsequente, onde a temperatura mais elevada otimiza sua operação, com maior rendimento. Em uma planta de ciclo combinado, o ponto ótimo de operação não necessariamente otimiza cada ciclo em separado.

2.4.5 Microssistemas de cogeração

É bem verdade que a cogeração encontra aplicações com maior facilidade na indústria, uma vez que a forte demanda por calor e eletricidade e o elevado fator de utilização facilitam a sua viabilização. Outro importante aspecto se refere ao porte da central de cogeração, inversamente proporcional ao custo específico do investimento inicial da planta, ou seja, quanto menor o porte, maior o seu custo específico (R\$/kW instalado). Nas últimas décadas, o aumento do custo dos insumos energéticos – principalmente da energia elétrica, agregado ao avanço tecnológico que permitiu a equalização dos custos de implantação em relação ao porte dos equipamentos (ausência de economia de escala), fizeram com que os sistemas de cogeração se tornassem viáveis para aplicações de pequeno porte, como pequenas indústrias, prédios comerciais, hospitais, hotéis, shopping centers e até mesmo residências, como mostrado na *figura 2-21*.



Figura 2-21 Sistema de cogeração residencial utilizando motor *Stirling* (de baixa utilização comercial), capacidade de 7,5 kW de água quente e 1 kW de eletricidade em sincronia com a rede de distribuição local (foto: *Whisper Tech*, 2006).

Em geral, o combustível utilizado nos sistemas de cogeração de pequeno porte é o gás natural, dado o seu baixo custo e a reduzida emissão de poluentes, não necessitando investimentos em sistemas de tratamento para gases de exaustão. Os microssistemas de cogeração são disponibilizados em máquinas compactas que em alguns casos são agregadas em apenas um equipamento. As tecnologias utilizadas abrangem as microturbinas, as células a combustível e os motores alternativos (este com maior frequência).

Entretanto, a viabilização da cogeração de pequeno porte no Brasil esbarra numa grande barreira regulatória. Avaliando que o uso destes sistemas está associado a aplicações com baixo fator de utilização, como em residências – em que há grande demanda durante o horário de ponta e consumo reduzido no resto do período, o investimento na tecnologia de autoprodução não se justifica de maneira econômica. Caso a microcentral pudesse exportar à rede da concessionária o excedente produzido durante o período fora de ponta, certamente o investimento teria o merecido retorno econômico. E o beneficiário não seria somente ao autoprodutor, mas também à concessionária, observando a redução da demanda de ponta e o conseqüente custo evitado de reforços e expansão do sistema de distribuição.

2.4.5.1 Microturbinas

Não há nenhuma norma para a definição de microturbina, porém a sua principal característica é o arranjo montado sob eixo único de um compressor radial simples com uma turbina radial e um gerador, com um recuperador utilizado para pré-aquecer o ar de combustão e aumentar a eficiência do sistema. O eixo do sistema atinge velocidades angulares elevadas, em torno de 45.000 a 100.000 rpm.

A rotação elevada produz correntes alternadas de alta frequência, o que traz a necessidade do uso de um inversor para sua adequação ao uso (60 Hz). Outra solução consiste no uso de uma caixa de redução para adequação da rotação do gerador, menos utilizado que a anterior.

As microturbinas possuem como característica baixos níveis de emissões de poluentes, podendo ser utilizadas sem a necessidade de tratamento dos gases de exaustão. Em geral são dimensionadas para operar com combustíveis gasosos (gás natural, biogás ou propano), mas podem operar com alguns combustíveis líquidos leves, porém com níveis de emissões mais elevados. O porte destes sistemas pode variar entre 30 e 250 kW, com razão entre eletricidade/ calor em torno de 0,5 a 0,3 e temperatura de exaustão da ordem de 300 °C. Alguns modelos de microturbinas utilizam tecnologia de mancal lubrificado a ar, e também sistema de resfriamento a ar, eliminando a necessidade da utilização de fluidos lubrificantes e refrigerantes, como as de fabricação *Capstone Turbine Corporation* (figura 2-22). Esta tecnologia se preza de alta taxa de disponibilidade e custos de manutenção reduzidos, comparando-se aos motores alternativos de mesmo porte.



Figura 2-22 Planta de cogeração utilizando 6 microturbinas de 60 kW cada, fornecendo calor a um *chiller* de absorção³ de 520 kW (foto: *Capstone Turbine Corporation*, 2006).

³ O *chiller* de absorção consiste numa máquina térmica que utiliza calor como fonte energética para a produção de frio destinado a sistemas de ar-condicionado e refrigeração, em lugar da eletricidade utilizada pelo *chiller* convencional.

2.4.5.2 Células a combustível

A **célula a combustível** consiste num dispositivo eletroquímico capaz de converter diretamente a energia do combustível em eletricidade, sem estágios intermediários de combustão ou trabalho mecânico. Esta é uma tecnologia de uso restrito devido ao custo elevado, e ainda em desenvolvimento desde a sua descoberta pelo inglês Sir William Grove, em 1839.

A célula a combustível é constituída basicamente por dois eletrodos e uma membrana catalisadora eletrolítica (vide *figura 2-23*), e funciona da seguinte forma: de um lado da célula, o hidrogênio (H_2) é pressurizado para o terminal negativo do eletrodo (ânodo) e forçado a atingir a membrana catalisadora. Neste momento, a molécula de hidrogênio se separa em dois íons de hidrogênio (H^+) e dois elétrons (e^-), conforme a *equação 2.4.5.2.a*. Os elétrons (e^-) migram do ânodo para o cátodo, gerando uma corrente útil de **eletricidade**. Do outro lado da célula, ar é conduzido ao terminal positivo do eletrodo (cátodo), forçado a atingir o catalisador, onde as moléculas de oxigênio (O_2) se combinam com os íons H^+ e com os elétrons para formar a molécula de água (H_2O), como mostrado na *equação 2.4.5.2.b*. Esta reação é exotérmica, produzindo **calor** que pode ser aproveitado para cogeração.

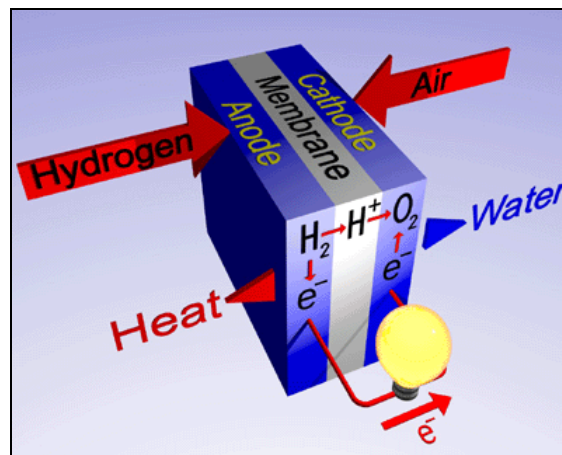
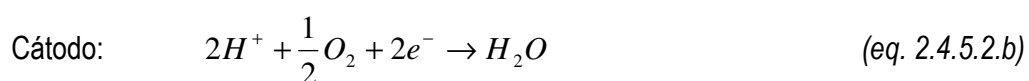


Figura 2-23 Célula a combustível tipo "PEFC" (<www.fuelcelltoday.com>, 2006).



Os maiores problemas para a difusão desta tecnologia ainda são o seu custo elevado e a obtenção e armazenamento do hidrogênio. Usualmente este é produzido pelo processo de reforma de hidrocarbonetos (em geral do gás natural), porém pode ser obtido também a partir da eletrólise da água e de outras formas menos viáveis economicamente.

Uma única célula produz uma tensão menor que 1 volt, ao passo que a tensão desejada deve ser obtida através de seu arranjo em série. A produção de eletricidade se dá em corrente contínua, sendo necessário na maioria dos casos o uso de um inversor para transformá-la em alternada, com tensão e frequência apropriadas a cada aplicação.

Ao longo do desenvolvimento desta tecnologia aumentou-se a variedade de tipos de células a combustível, caracterizadas principalmente pelo tipo de sua membrana eletrolítica. A seguir, são citadas as cinco principais.

Células a combustível do tipo alcalina (alkaline fuel cells - AFC)

Nas células a combustível do tipo alcalina, o hidróxido de potássio (KOH) é utilizado como eletrólito, o combustível é o hidrogênio puro e o oxigênio o oxidante. Estas células operam em temperaturas relativamente baixas, entre 60 e 80°C, e pressão de operação de algumas atmosferas. Esta tecnologia foi utilizada na missão da *Apollo* da Nasa, e ainda hoje encontram aplicações espaciais. São encontradas unidades de até 100 kW.

Células a combustível do tipo polimérica (polymer electrolyte fuel cells - PEFC)

Também conhecidas como PEM (*Polymer Electrolyte Membranes*), nesse tipo o eletrólito consiste em uma membrana polímera sólida, interposta entre dois eletrodos porosos de platina. A temperatura operacional é da ordem de 80°C e a pressão entre 1 a 8 atm. São encontradas unidades do tipo PEFC de até 100 kW.

Células a combustível de ácido fosfórico (phosphoric acid fuel cells - PAFC)

A célula do tipo PAFC é a tecnologia de maior desempenho no momento para aplicações estacionárias. Unidades de 200-250 kW já se encontram comercialmente disponíveis para geração de eletricidade ou cogeração. O eletrólito é o ácido fosfórico (H₃PO₄). As unidades comercializadas agregam um reformador de combustível externo, que utiliza o gás natural ou metanol para obtenção do hidrogênio. A temperatura operacional é da ordem de 200°C, tornando as PEFC atraentes para aplicações em cogeração.

Células a combustível de carbonato fundido (molten carbonate fuel cells - MCFC)

O eletrólito é composto por uma membrana de alumínio-platina impregnada com carbonatos Li_2CO_3 e K_2CO_3 . A elevada temperatura operacional, da ordem de 600 a 700°C, permite a internalização de um reformador de hidrocarbonetos, dando origem aos reagentes utilizados H_2 , CO e CO_2 , onde o calor liberado pela própria célula é utilizado na reforma, podendo também ser utilizado para cogeração ou para o acionamento de um ciclo a vapor. Esta tecnologia possui bons requisitos para utilização em sistemas industriais relativamente grandes, da ordem de megawatts, porém ainda encontra-se em desenvolvimento.

Células a combustível de óxidos sólidos (solid oxide fuel cells - SOFC)

Esta tecnologia utiliza um eletrólito cerâmico, operando em temperaturas da ordem de 950 a 1000°C. O combustível utilizado é o H_2 puro ou uma mistura com o monóxido de carbono. Assim como a célula do tipo MCFC, a elevada temperatura operacional propicia sua utilização em cogeração ou para o acionamento de um ciclo a vapor. Esta tecnologia possui bons requisitos para utilização em sistemas industriais médios a grandes, da ordem de megawatts.



Figura 2-24 Sistema de cogeração utilizando célula a combustível tipo PEFC, alimentando uma lanchonete nos EUA.

A eficiência elétrica encontrada na maioria dos tipos de células a combustível encontra-se entre 37 e 45%, sem variação quanto ao regime de carga, e a eficiência total com cogeração na ordem de 85-90%. A relação eletricidade/ calor encontra-se entre 1 e 0,8. A aplicação das células a combustível em cogeração ainda é restrita a sistemas demonstrativos ou aplicações muito específicas, entretanto esta tecnologia se desenvolve cada dia mais, com a conseqüente redução de custos.

2.4.6 Aplicações

Muitos são os processos que demandam calor a algum nível de temperatura, seja em aplicações industriais ou prediais (incluindo os setores residencial e comercial). Nestes casos, a aplicação da cogeração merece ser estudada, onde a relação eletricidade/calor, a intensidade do uso e o nível de temperatura definirão a tecnologia a ser utilizada. Neste contexto, conforme descrito por COGEN Europe (2001)^[7], a demanda pela utilidade calor pode ser classificada em quatro níveis distintos, conforme a temperatura de utilização:

- *Processos de baixa temperatura (abaixo de 100 °C)* – ex.; água quente para uso doméstico, condicionamento de ar, secagem de produtos agrícolas.
- *Processos de média temperatura (100-300 °C)* – ex.; produção de açúcar e álcool, indústrias de papel e celulose, têxtil, química. Nestes casos o calor é geralmente fornecido sob forma de vapor.
- *Processos de alta temperatura (300-700 °C)* – ex.; algumas indústrias químicas.
- *Processos de altíssima temperatura (acima de 700 °C)* – ex.; siderúrgicas, indústrias cerâmicas (vidro) e fábricas de cimento.

No **setor industrial**, há um grande potencial para a cogeração nos seguintes segmentos: alimentos e bebidas, cimento, cerâmica, têxtil, serraria, papel e celulose, refino de petróleo e siderurgia.

A produção de papel e celulose agrega grandes quantidades de resíduos aproveitáveis (licor negro e detritos de madeira) que podem ser aproveitados como combustível em sistemas de cogeração, tornando este segmento praticamente auto-suficiente em energia. A siderurgia produz os gases de alto-forno, e ainda que com baixo poder calorífico podem ser utilizados como combustível na produção de vapor para acionamentos mecânicos ou mesmo geração de energia elétrica.

Para o processo de produção de cimento, são aplicáveis os sistemas de cogeração tipo *bottoming* (ver figura 2-7, pág. 12), onde o calor dos gases de exaustão do forno é recuperado num ciclo a vapor para geração de energia elétrica. Esta tecnologia também pode ser encontrada nas plantas de produção de fertilizantes, onde o calor rejeitado pelo reator (reação exotérmica de oxidação do enxofre) de ácido sulfúrico é aproveitado para a geração de eletricidade num ciclo a vapor.

A aplicação da cogeração em distritos industriais é um caso particularmente interessante, uma vez que a soma das variações de carga (térmica e elétrica) de um conjunto de indústrias poderá representar um regime contínuo de utilização, condição ideal para a viabilização de um sistema central de cogeração. Podemos citar o caso da central cogeneradora Copene, de propriedade da empresa Braskem S.A., que fornece calor e eletricidade a um aglomerado de indústrias no pólo petroquímico de Camaçari/BA.

Em **aplicações prediais**, às quais se incluem os setores comercial e residencial, a cogeração encontra viabilidade nos diversos segmentos: hospitais, hotéis, escolas e universidades, prédios de escritórios ou de apartamentos, casas, restaurantes, shopping centers, supermercados, piscinas, etc.

A cogeração é utilizada para o suprimento simultâneo das demandas de eletricidade e calor. É evidente que a carga de eletricidade está presente em todos os segmentos citados, e no caso de demanda térmica, podemos mencionar o aquecimento de piscinas, a água quente para uso doméstico, a climatização de ambientes (*chiller* de absorção), o vapor para lavanderia, etc. – atividades presentes nos segmentos já citados.

A disponibilidade de gás natural e a compactação dos sistemas de cogeração trouxeram um grande incremento à sua utilização em aproveitamentos de pequeno porte, nos setores comercial e residencial. Os sistemas compactos para aplicação predial são disponibilizados numa faixa de potência elétrica entre 10~2000 kW, com as características de baixo custo, alta densidade elétrica (por volume de equipamento), rápida e fácil instalação (preparados para trabalharem sincronizados entre si isoladamente ou com a rede) e, principalmente, a operação automática que dispensa a permanência contínua de profissional especializado.

3 ASPECTOS LEGAIS E REGULATÓRIOS

3.1 *Importação e exportação de excedentes*

Como já visto nos capítulos anteriores, sabe-se que as **utilidades** produzidas por uma central de cogeração são: energia térmica (vapor, água quente e água gelada) e energia eletromecânica (acionamentos mecânicos e energia elétrica). Todas essas utilidades podem ser consumidas no local da planta ou adjacente à mesma, na grande maioria dos casos, sendo que a única que propicia seu consumo remoto a grandes distâncias é a energia elétrica. Por ser a única das utilidades com liberdade de comercialização, o mercado de energia elétrica evoluiu até hoje a um avançado estágio, ancorado por um complexo sistema regulatório. Esse sistema vem se desenvolvendo no país ao longo do tempo e encontra-se em constante transformação.

Nesse contexto, os segmentos do mercado de energia elétrica – geração, transmissão, distribuição e comercialização, estão inseridos em dois ambientes distintos: o “ambiente regulado” e o “ambiente livre”. O ambiente regulado pelo governo, fruto da existência de monopólio natural,⁴ é justificado tanto pela característica do bem “eletricidade” ser de demanda com tendência inelástica (há pouca variação na demanda em relação à variação do preço) quanto pela irracionalidade técnica e econômica da construção de linhas concorrentes. Nesse ambiente estão inseridos os segmentos da transmissão e da distribuição.

O ambiente livre ou de concorrência aberta é caracterizado pelos segmentos da geração e da comercialização, levando à otimização do mercado no que diz respeito à oferta e à formação do preço da energia elétrica. É justamente aí que se encontra o risco de mercado com relação à oferta de energia. Na verdade, o crescimento da oferta de energia tem sempre que estar à frente do desenvolvimento dos setores de base do país, apresentando-se como pré-requisito de infra-estrutura para os mesmos. É por isso que, mesmo inserido num ambiente livre, ou melhor dizendo,

⁴ O monopólio natural é estabelecido quando uma única empresa pode produzir a um menor custo caso houvesse muitas concorrentes no mercado. De acordo com NEWBERY (1994) *apud* ROSA e SENRA (1995, p. 147), citado por MATSUDO (2001), o monopólio natural é formado na ocorrência das seguintes características: a) ser intensivo em capital; b) ter produto não estocável com a variação do consumo; c) ter especificidade locacional geradora de renda; d) ser importante para a sociedade; e) ter ligação direta como os usuários.

“potencialmente livre”, o segmento de geração necessita de um sinal econômico dado pelo governo. Esse segmento não deve ficar a mercê de um mercado auto-regulado, que na verdade não o é.

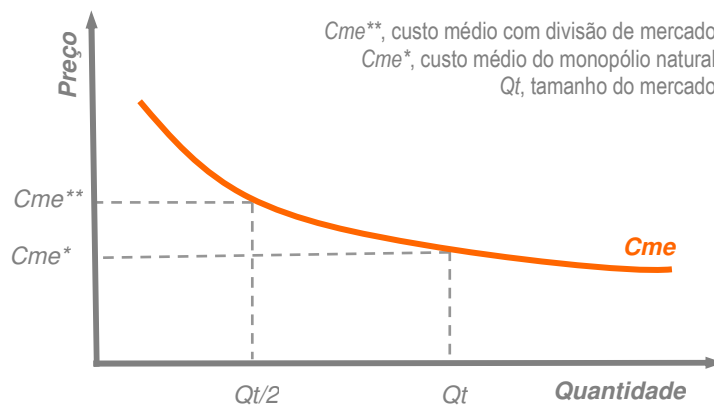


Gráfico 3-1 Custo médio Vs. quantidade, com divisão de mercado e com monopólio natural.

Analisando-se a o gráfico 3-1, no caso de um mercado consumidor de energia elétrica definido por uma determinada região geográfica, pode-se observar a necessidade do estabelecimento do monopólio natural. A divisão de mercado entre duas empresas concorrentes ($Qt/2$) levaria a um aumento do custo médio (Cme^{**}), pelo fato da construção redundante de linhas de distribuição.

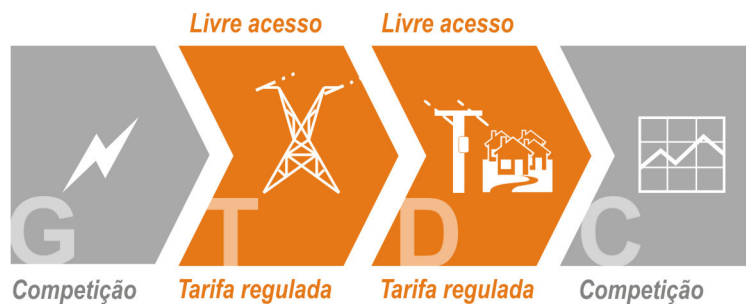


Figura 3-1 Dois ambientes do setor elétrico: livre e regulado. Competição na geração (G) e comercialização (C); mercado regulado na transmissão (T) e distribuição (D).

Com foco na análise econômica de um projeto de cogeração, um fator de grande contribuição para a sua viabilidade é a relação de demanda calor/ eletricidade. Na maioria dos casos, a planta é dimensionada para atender à totalidade da demanda térmica de seu processo industrial associado (paridade térmica), onde a produção de eletricidade resultante do processo de cogeração, neste caso, pode ser insuficiente ou superior à sua demanda, fazendo com que a planta de cogeração seja, respectivamente, importadora ou exportadora de eletricidade.

Para estes casos, onde ocorre a necessidade de exportação ou importação de energia elétrica por uma planta de cogeração, existe um sistema regulatório, na legislação brasileira, que ampara as três fases que caracterizam o setor: a produção, o transporte e o consumo de energia elétrica. Mesmo que se observe no estudo de viabilidade de uma central cogeneradora um grande potencial técnico, econômico e de mercado, o aspecto legal também deve ser considerado, dado que poderá até mesmo inviabilizar a operação da planta por provocar condições anti-econômicas não previstas, fato ocorrido com alguma frequência no país.

A legislação brasileira relacionada à cogeração de energia, ou à geração de eletricidade, teve como seu marco regulatório a Lei nº. 9.074, de 7 de julho de 1995, regulamentada pelo Decreto nº. 2.003, de 10 de setembro de 1996, quando foram definidas as figuras do Autoprodutor e do Produtor Independente de Energia Elétrica, da seguinte forma:

“I – Produtor Independente de Energia Elétrica, a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco;

II – Autoprodutor de Energia Elétrica, a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.”

Apesar de insuficientes, a legislação brasileira concede diversos incentivos às centrais cogeneradoras, considerando a sua racionalidade energética. Outro importante aspecto abordado ainda neste Decreto refere-se à comercialização, fator fundamental para o caso de plantas de cogeração exportadoras de energia elétrica. Especificamente aos casos de cogeração, é permitida ao produtor independente a comercialização com consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais forneça vapor ou outro insumo oriundo de processo de cogeração, mesmo que esses consumidores sejam “cativos”⁵.

Ainda é permitida a venda de energia elétrica para “consumidores livres”⁶ e para concessionário ou permissionário de distribuição. Para possibilitar o consumo em instalações

⁵ “Consumidor cativo” (termo usual) é aquele que não possui os pré-requisitos do consumidor livre, podendo ser suprido somente por concessionário ou permissionário de distribuição mediante tarifa regulada.

⁶ O “consumidor livre” poderá exercer a opção de compra de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre – ACL, de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do sistema interligado, conforme as

industriais do produtor em local diverso daquele onde ocorre a geração, é possível a realização da permuta de energia, em blocos economicamente equivalentes, com os permissionários ou concessionários de serviço público envolvidos, certamente pagando-se pelo transporte da referida energia.

Em resumo, de acordo com a legislação atual e o novo modelo do setor, o atendimento à demanda de consumidores cativos só pode ser efetuado por um concessionário ou permissionário de distribuição, salvo em casos excepcionais. Já os consumidores enquadrados como livres podem decidir sobre a origem de seu suprimento de energia elétrica, conforme a tabela a seguir:

<i>Tipo de Consumidor</i>	<i>Demanda, tensão</i>	<i>Supridor</i>
Antigo* (antes de jul/95)	≥ 3 MW, 69 kV	Qualquer
Novo	≥ 3 MW	Qualquer
Novo ou antigo*	≥ 500 kW**	Fontes alternativas

* respeitados os contratos
 **50 kW no caso de sistema isolado

Tabela 3-1 Caracterização de Consumidor Livre.

Também no Decreto nº. 2.003/96 foi regulamentado, a fim de garantir a utilização e a comercialização da energia produzida pelo produtor independente e pelo autoprodutor, o livre acesso (Lei nº. 9.074/95) aos sistemas de transmissão e de distribuição de concessionários e permissionários de serviço público de energia elétrica, mediante o ressarcimento dos custos de transporte envolvidos. Este tema foi regulamentado pela Resolução ANEEL nº. 281 de 1999, que estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. Vale observar ainda o disposto na Lei nº. 9.648, de 27 de maio de 1998, que estabelece que a compra e venda de energia elétrica entre concessionários ou autorizados deve ser contratada separadamente do acesso e uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Conforme visto acima, para a venda ou consumo remoto do excedente da energia elétrica gerada por uma central cogeneradora, esta deverá estar conectada aos sistemas de transmissão ou distribuição, obedecendo às normas estabelecidas pela Resolução ANEEL nº. 281/99, que obrigam aos usuários desses sistemas a celebrarem os contratos de conexão e de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição, a efetuarem os estudos, projetos e a execução das instalações de uso exclusivo e

condições previstas nos arts. 15 e 16 da Lei nº. 9.074, de 7 de julho de 1995 e o no inciso X, § 2º, art. 1º do Decreto nº. 5.163, de 30 de julho de 2004.

de conexão com o sistema elétrico da concessionária ou permissionária onde será feito o acesso, observando-se o disposto nos Procedimentos de Rede e nos Procedimentos de Distribuição. É importante destacar que os custos das instalações necessárias à conexão da central geradora aos sistemas de transmissão ou de distribuição são de competência do interessado, neste caso o acessante.

3.2 Outorga da central de cogeração

Como se sabe, uma central de cogeração é caracterizada pela produção em simultâneo de duas ou mais utilidades, dentre as quais a eletricidade, salvo em alguns processos que utilizam somente acionamento mecânico direto.

Ocorre que a produção de energia elétrica é uma atividade de competência da União, e é importante que se saiba deste princípio determinado pela Constituição Federal de 1988, em seu art. 21:

“ Art. 21 Compete à União:

.....

XII - explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão:

.....

b) os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água,

em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos;

.....”

Desta forma, já que a produção de energia elétrica está inserida como processo da central de cogeração, se faz necessária então uma autorização, concessão ou permissão da União para que o empreendimento possa produzir eletricidade, seja para venda ou para consumo próprio do produtor.

Neste trabalho nos resumiremos a abordar a sistemática do processo de autorização, dado que as outorgas de concessão e permissão praticamente não ocorrem no âmbito das centrais termelétricas de cogeração.

A outorga de Autorização, opção da União para terceirizar a produção de eletricidade, é de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia (Lei nº. 8.987/95, regulamentada pelo art. 63 do Decreto nº. 5.163/04); competência então delegada à ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.

Neste sentido, a ANEEL estabelece os requisitos necessários à obtenção de Registro ou Autorização para a implantação ou ampliação de centrais geradoras termelétricas, bem como para a venda da energia elétrica produzida. Esta Autorização não é dada ao “empreendimento” central cogeneradora, mas sim à “pessoa”, para que possa implantar, operar e comercializar a energia elétrica

proveniente de um empreendimento específico. Segundo a Resolução ANEEL nº. 112, de 18 de maio de 1999, a Autorização é outorgada a: pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio interessadas em produzir energia elétrica destinada à comercialização sob forma de produção independente; e pessoa física, pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio interessadas em produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

O porte do empreendimento dita a necessidade da outorga: para centrais com potência elétrica de até 5 MW, é necessário apenas que se faça o **registro** do empreendimento na ANEEL, apresentando as características básicas do empreendimento e a identificação de seu proprietário.

No caso de centrais com potência superior a 5 MW, é necessária uma **autorização** da União (a título não oneroso, válida por 30 anos), o que traz a obrigação da comprovação tanto da idoneidade do proprietário quanto das condições operativas da central e de sua conexão à rede, para que seja satisfeita a condição constitucional do “serviço adequado”, requisito necessário à prestação de serviços essenciais à sociedade (no caso a eletricidade), definidos pela Lei nº. 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, como:

“Art. 6º (...)

§ 1º Serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.

§ 2º A atualidade compreende a modernidade das técnicas, do equipamento e das instalações e a sua conservação, bem como a melhoria e expansão do serviço.”

Desta forma, a central cogeneradora deverá comprovar a capacidade técnica de três condições fundamentais para a sua existência: disponibilidade do combustível, tecnologia utilizada e conexão à rede. É muito importante lembrar que ocorreram diversos casos reais de centrais geradoras termelétricas com sérias restrições operativas devido a impedimentos tanto na disponibilidade do combustível quanto na tecnologia utilizada e na conexão à rede.

Tanto para o caso de registro quanto para autorização, o direito de produzir eletricidade a partir de uma central geradora termelétrica poderá ser outorgado não somente ao proprietário da planta, mas também a quem possuir o direito de utilização da mesma, mediante um contrato específico para esta finalidade.

Disponibilidade do combustível

No caso de resíduos de processo ou biomassa (resíduos de madeira, biogás, gás de refinaria, etc.), deverá ser feita a demonstração da disponibilidade de acordo com estudos realizados pelo interessado, considerando o processo industrial associado ou o fornecimento a terceiros. Em se tratando de combustíveis comerciais (óleo combustível, óleo diesel, gás natural, etc.) a comprovação de disponibilidade deve ser demonstrada através de contratos de fornecimento ou de declarações de disponibilidade do fornecedor.

Tecnologia

Deverá ser comprovada a adequação da tecnologia utilizada para a satisfação dos princípios constitucionais da regularidade, continuidade, eficiência, segurança e atualidade. Desta forma, são necessários desenhos de arranjo geral, diagramas unifilares, fluxogramas de processo, balanços de energia e de uso de águas, aos quais devem constar a geração bruta, o autoconsumo nos serviços auxiliares e no processo industrial e o intercâmbio externo, se importação ou exportação.

Conexão

O estudo de viabilidade elaborado pelo interessado é a referência para definir a conexão, porém é necessário que seja efetuada uma consulta junto à Concessionária de Distribuição, de Transmissão ou ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS⁹ (ver *pág. 43*), conforme o ponto de conexão desejado. Em complementação, a conexão da central deverá constar no memorial descritivo do empreendimento, incluindo a respectiva subestação e as demais instalações de conexão ao sistema de transmissão, à rede de distribuição e/ou diretamente a outros consumidores.

A autorização para comercialização da energia elétrica gerada poderá ser outorgada ao empreendedor com centrais cogeneradoras de qualquer potência, inclusive as abaixo de 5 MW, excluindo-se os casos de “pessoa física”.

Ao contrário do registro, a autorização para implantação e operação de empreendimentos termelétricos gera a obrigação do pagamento de uma “taxa de fiscalização”, destinada à manutenção dos serviços prestados ao setor pela ANEEL. Esta taxa é cobrada do autorizado, proporcionalmente à modalidade e ao porte do empreendimento, equivalente ao valor do benefício econômico anual auferido pelo autorizado, com a sistemática de cálculo estabelecida no Decreto nº. 2.410/1997, que foge aos objetivos deste estudo. Para os autoprodutores e produtores independentes é calculado um

valor típico de benefício econômico anual, resultando, para o ano de 2006, num valor da taxa em torno de R\$ 1.656,00 por MW instalado.

É importante enfatizar que a “capacidade instalada” da central, para fins de regulação, fiscalização e outorga dos serviços de geração de energia elétrica, é definida pela ANEEL (Resolução nº. 407, de 19 de outubro de 2000) como a potência elétrica ativa nominal (kW) dos geradores elétricos (e não das máquinas motrizes), considerado o regime de operação contínuo e as condições nominais de operação. No entanto, as unidades geradoras de emergência não são consideradas na contabilização da capacidade instalada da central, o que oculta a visão da Agência quanto à real capacidade de geração do parque termelétrico brasileiro, dado que as unidades consideradas de emergência podem em muitos casos operar no horário de ponta ou mesmo continuamente, dependendo das condições de preço do combustível e da eletricidade.

3.3 Conexão da central à Rede

Ao estudar-se um empreendimento de cogeração para o suprimento de demandas simultâneas de energia térmica ou eletricidade, são analisados vários aspectos técnicos e econômicos quanto à sua implantação e utilização. Entre os mais importantes, está a caracterização das demandas térmica e elétrica associadas, que definirão o porte da central. Em seguida está a disponibilidade de combustível e, não menos importante, a conexão da central à rede da concessionária de distribuição ou de transmissão, conforme sua localização e nível de tensão.

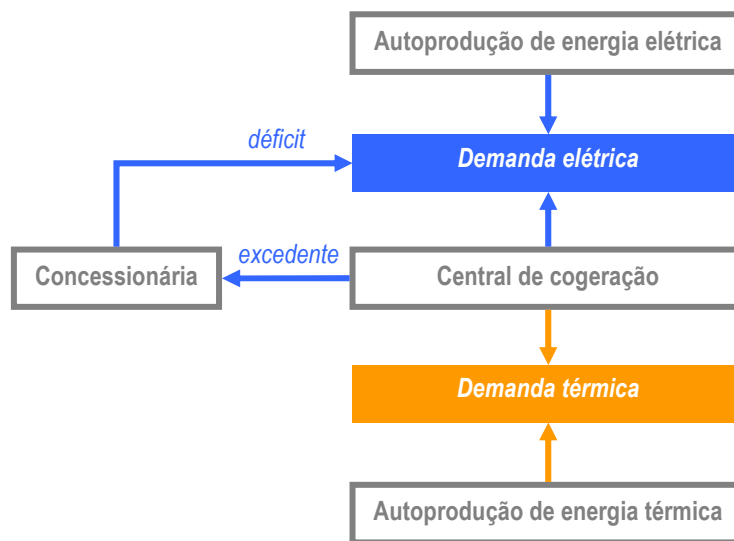


Figura 3-2 Excedente Vs. Déficit, (BALESTIERI, 2002)^[4].

A conexão da central à rede é de fundamental importância, dada a necessidade, imputada por ordem econômica, de exportação (venda/ consumo remoto, ver nota n.º. 2, pág. 10) ou importação de energia elétrica (ver figura 3-2, pág. 42), bem como da contratação da energia de reserva ou *backup*, de forma a garantir o suprimento da demanda caso haja indisponibilidade da central de cogeração. Neste sentido, os tópicos a seguir abordarão aspectos regulamentares quanto à conexão da central à rede para fins de contratação de reserva, exportação e importação de eletricidade.

3.3.1 Acesso aos Sistemas de Transmissão e Distribuição

De acordo com os conceitos citados no Caderno Temático ANEEL 5 (2005)^[15], num sistema onde atua uma diversidade de agentes comercializando energia de diferentes fornecedores, independente de suas localizações físicas, é garantido por Lei⁷ o acesso e uso das redes elétricas aos fornecedores e consumidores, indistintamente, para viabilização do transporte de energia, garantindo o exercício da competição.

As referidas “redes elétricas” são classificadas em instalações de **transmissão** e de **distribuição**. As instalações de **transmissão**, concebidas em tensões de até 750 kV, para interligação entre os grandes centros de carga e de produção, se destinam à formação da Rede Básica do SIN⁸, fundamentalmente caracterizada pelo nível de tensão igual ou superior a 230 kV. Também se enquadram na transmissão as Demais Instalações de Transmissão (DIT's), que são as linhas disponibilizadas às concessionárias ou permissionárias de distribuição e às centrais de geração. As instalações de **distribuição** são, por natureza, exploradas por uma concessionária ou permissionária de distribuição, vinculadas à prestação de serviço público. A distribuição é responsável pelo suprimento dos centros urbanos, de médias a baixas tensões de fornecimento, entre 69 kV e 127 V.

Conforme cita o Caderno Temático ANEEL 5 ^[15], para efetivação da conexão da central cogeneradora à rede de transmissão ou de distribuição, o primeiro passo é a solicitação do acesso à respectiva concessionária ou permissionária de distribuição ou, no caso de tensões a partir de 230 kV, ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS⁹ ou ainda à concessionária de transmissão, que analisarão a necessidade ou não de reforços na rede a ser acessada.

Indicados os aspectos técnicos da conexão, é emitido o “Parecer de Acesso” pela concessionária ou permissionária de distribuição, de transmissão ou pelo ONS, conforme o caso. A

⁷ Lei nº. 9.074/1995, art. 15, § 6º “É assegurado aos fornecedores e respectivos consumidores livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo poder concedente.”

⁸ A Rede Básica do Sistema Interligado Nacional - SIN é constituída pelas Instalações de Transmissão em tensão igual ou superior a 230 kV, conforme Resolução ANEEL nº. 67/ 2004.

⁹ O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é uma entidade de direito privado, sem fins lucrativos, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da ANEEL.

partir daí são celebrados os contratos de **uso** e **conexão** dos sistemas elétricos, que variam dependendo do ponto da conexão.

Para o acesso de centrais de cogeração às instalações de **transmissão**, devem ser celebrados o Contrato de Conexão à Transmissão (CCT), com a concessionária proprietária das instalações de transmissão, e o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST), com o ONS.

Para o acesso às instalações de **distribuição**, são necessários o Contrato de Conexão à Distribuição (CCD) e o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD), com a concessionária proprietária das instalações de distribuição. No caso de centrais cogedoras que se qualifiquem para o despacho centralizado do ONS, também deverá ser firmado o CUST com o ONS, mesmo que se conectem a instalações de distribuição.

No “contrato de uso” é especificada a potência máxima demandada ou injetada no ponto de conexão, em MW, havendo penalidades no caso de ultrapassagem dos valores contratados. Sobre essa potência, é então aplicada a respectiva “tarifa de uso”, que será explorada nas seções que se seguem.

3.3.2 A interligação da central

Como já abordado, a central de cogeração tem por vocação o intercâmbio de eletricidade com a rede, seja para exportação ou importação de energia elétrica, com a finalidade de venda, de complementação de carga ou mesmo de reserva de capacidade.

Deste modo, a escolha do ponto de conexão da central cogedora deverá chegar a uma solução que concilie os diversos fatores e agentes envolvidos, tendo em vista a viabilidade técnica, econômica e legal. A não observação de apenas um destes pontos poderá provocar a inviabilização do empreendimento como um todo.

De antemão, a solução proposta pelo investidor deverá satisfazer às condições técnicas de acesso exigidas pela concessionária ou permissionária de distribuição, pelo Operador Nacional do

Sistema Elétrico – ONS ou pela concessionária de transmissão, conforme sua localização e nível de tensão. Para a definição da conexão, deverá ser efetuada análise de viabilidade técnica/ econômica das alternativas, satisfazendo ao critério do menor custo global.

O sistema de transmissão de interesse restrito de uma central geradora é autorizado pela ANEEL juntamente com a implantação da respectiva central¹⁰. Entretanto esta autorização deverá estar amparada mediante a definição dos aspectos técnicos da conexão, em acordo entre investidor e concessionária, ratificado pela emissão do respectivo “Parecer de Acesso” pela concessionária de distribuição, de transmissão ou pelo ONS, conforme o caso.

Entretanto, no caso de conexão da central geradora diretamente à carga, deve ser observado que o interessado deve preferencialmente ter a posse ou o direito de uso dos terrenos por onde passará a linha de transmissão de interesse restrito, caso contrário o trajeto da linha poderá ser objeto de servidão administrativa¹¹.

Em relação à responsabilidade pela construção e propriedade das instalações de transmissão, na ocorrência da conexão da central geradora diretamente à carga, a linha continua de propriedade e sob responsabilidade do interessado. No caso da conexão da central geradora ao sistema elétrico, a linha exclusiva é de responsabilidade do interessado. Em tensões iguais ou superiores a 230 kV, ocorrendo compartilhamento da linha, esta deverá ser incorporada à concessionária de transmissão. Entretanto, ao se imaginar negativamente o fato de que estes ativos sairão da propriedade do investidor da central cogeneradora, deve-se pensar que também serão subtraídos os custos de operação e manutenção destas instalações, portanto desonerando o investidor.

Sob a ótica da localização do ponto de conexão de uma central de cogeração, considerando o território nacional como um todo, apresentam-se duas possibilidades:

¹⁰ Lei nº. 9.074/1995, art. 17, § 3º, “As instalações de transmissão de interesse restrito das centrais de geração poderão ser consideradas integrantes das respectivas concessões, permissões ou autorizações. (Redação dada pela Lei nº. 9.648/1998)”

¹¹ Lei nº. 9.074/1995, art. 10. “Cabe à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, declarar a utilidade pública, para fins de desapropriação ou instituição de servidão administrativa, das áreas necessárias à implantação de instalações de concessionários, permissionários e autorizados de energia elétrica. (Redação dada pela Lei nº. 9.648/1998)”

Sistema Interligado Nacional (SIN); é formado pelas redes de distribuição, transmissão e *DIT's*, das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte (*ver notas nº. 8 e 9, pág. 43, e figura 4-1, pág.46*).

Sistemas Isolados; convencionalmente, são os sistemas não conectados ao *SIN*. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontram-se fora do *SIN*, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica, entretanto abrangendo grande extensão territorial.



Figura 3-3 Sistema Interligado Nacional – SIN; regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte (ONS, 2006).

Dentro de cada um dos sistemas descritos, a operação e o despacho da central de cogeração se classificam sob três formas, dependendo do ponto de conexão e do porte do empreendimento:

Operação isolada; neste caso, a central opera desconectada de qualquer sistema externo. Esta opção de operação é escolhida quando a central de cogeração não oferece a oportunidade de intercâmbio de eletricidade com alguma rede. Em geral, encontra-se esta configuração nos casos de centrais dimensionadas com paridade elétrica, ou seja, para atender toda a sua demanda elétrica. Em instalações que tenham demanda variável de eletricidade, esta opção torna o investimento pouco atrativo na medida em que o fator de capacidade¹² é reduzido, uma vez que os excedentes de eletricidade não poderão ser exportados. Além disso, a planta deve ser dimensionada para o atendimento à ponta de carga, o que onera demasiadamente o investimento inicial.

Operação interligada; no jargão do setor elétrico, diz-se que a operação interligada ocorre quando a central é conectada ao *SIN*. Entretanto, neste trabalho será definida como a operação em sincronia com qualquer sistema elétrico de transmissão ou distribuição local, inclusive redes em sistemas isolados.

Operação integrada; ocorre quando um empreendimento de geração, conectado ao *SIN*, é despachado de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico. O ONS considera, para o despacho integrado, as centrais geradoras com disponibilidade mínima de 30 MW ao Sistema Interligado Nacional. Assim, uma central com potência superior a esta, porém de autoprodução, não operaria de forma integrada. O ONS é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional, para fins de balanceamento da geração/ carga e da otimização energética das reservas hidráulicas.

3.3.3 Tarifas de uso dos sistemas elétricos

Conforme explanado no *capítulo 3.3.1*, associada ao “contrato de uso” efetuado entre a central cogeneradora e a distribuidora (CUSD) ou ONS (CUST), está a aplicação da respectiva “tarifa de uso”, proporcional à potência máxima demandada ou injetada no ponto de conexão, em MW, para remuneração do custo do transporte da energia gerada ou consumida pela central.

¹² O “fator de capacidade” se traduz na razão entre a energia gerada num intervalo de tempo determinado e a capacidade máxima de produção da planta, durante o período considerado.

As tarifas de uso se diferem conforme o ponto de conexão da central de cogeração ao sistema. No caso da conexão às instalações de transmissão, é cobrada a Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST), que representa a remuneração pela capacidade reservada no sistema ao transporte da energia gerada ou consumida pela central cogeneradora. No caso da conexão às instalações de distribuição, corresponde a Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD).

Naturalmente, a **TUSD** representa valores mais elevados, pois agrega, além da remuneração referente aos sistemas de distribuição, também aos sistemas de transmissão. Em resumo, no caso da conexão à Rede Básica⁸ (ver pág. 43), é cobrado o transporte da energia injetada ou consumida da Rede Básica, já no caso da conexão às instalações de distribuição, paga-se pelo transporte nestas instalações e também na Rede Básica. Por esse fato, alguns grandes consumidores ou produtores de energia elétrica optam pela conexão direta aos sistemas de transmissão, mesmo estando localizados em área atendida pela concessionária ou permissionária de distribuição.

A **TUST** é calculada a partir de uma metodologia que considera a localização da geração ou carga frente às condições de carregamento da rede elétrica até aquele ponto, ou simulação nodal¹³. Assim, conforme exemplo citado no Caderno Temático ANEEL 5^[15], unidades consumidoras instaladas em zonas de geração intensiva têm tarifas inferiores à média, pois aliviam o carregamento dos circuitos da região.

Da mesma forma, unidades geradoras instaladas em zonas de consumo intensivo têm tarifas inferiores à média. Este deve ser um objeto de análise, como indicativo econômico para a escolha da localização e ponto de conexão de um empreendimento de geração.

Com isso, pode-se concluir que o ponto de conexão é de fundamental importância para a análise de viabilidade de uma central de cogeração, levando-se em consideração seus dois principais elementos tarifários: o fato de a TUSD ser mais onerosa que a TUST e a metodologia nodal.

Conforme serão detalhados no texto seguinte, os **encargos setoriais** são incorporados nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, de responsabilidade do “segmento

¹³ “A metodologia para o cálculo das tarifas e encargos nodais, se baseia na estimativa de custos que os usuários impõem à rede nos períodos de exigência máxima, calculados a partir dos custos de investimento, operação e manutenção da rede mínima capaz de transportar os fluxos que se ocasionam em tais períodos.” Anexo da Resolução ANEEL n.º 281/1999.

consumo”, juntamente com as perdas elétricas¹⁴, observando-se que na formação do seu preço final computam-se as parcelas “fio” e “encargo”, da seguinte forma:

<i>Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão - TUST</i>		<i>Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD</i>	
<i>Fio</i>	<i>Encargo</i>	<i>Fio</i>	<i>Encargo</i>
Remuneração	CCC	Remuneração	RGR
Depreciação	CDE	Depreciação	CCC
O&M	TFSEE	O&M	TFSEE
RGR		RGR	PROINFA
PIS/ COFINS		P&D	CDE
P&D e Eficiência energética		Perdas técnicas	Transporte Itaipu
		Encargos de conexão	ONS
		TUST	Perdas comerciais
		PIS/ COFINS	PROINFA
			ESS

Tabela 3-2 Composição das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

O Caderno Temático ANEEL 4^[14] bem cita as parcelas que integram as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, conforme a seguir descrito, com algumas alterações:

Remuneração do Capital – Refere-se à parcela da receita necessária para promover um adequado rendimento do capital investido na prestação do serviço de energia elétrica.

Depreciação – Refere-se à parcela da receita necessária à formação dos recursos financeiros destinados à recomposição dos investimentos realizados com prudência para a prestação do serviço de energia elétrica ao final da sua vida útil.

O&M – Refere-se à parcela da receita destinada à cobertura dos custos vinculados diretamente à prestação do serviço de transmissão ou distribuição de energia elétrica, como pessoal, material, serviços de terceiros e outras despesas.

P&D e Eficiência Energética – Refere-se à aplicação, anual, de no mínimo 0,75% da receita operacional líquida da concessionária em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no

¹⁴ O Decreto nº. 4.562, de 31 de dezembro de 2002, estabelece normas gerais para celebração dos contratos de fornecimento de energia elétrica e para tarifação e preço de energia elétrica, entre outros.

mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética, voltados para o uso final da energia (Lei nº. 9.991/2000).

Reserva Global de Reversão (RGR) – Encargo pago mensalmente pelas empresas de energia elétrica, com a finalidade de prover recursos para reversão e/ou encampação dos serviços públicos de energia elétrica. Tem, também, destinação legal para financiar a expansão e melhoria desses serviços, bem como financiar fontes alternativas de energia elétrica para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de novos potenciais hidráulicos, e para desenvolver e implantar programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, é limitado a 3,0% de sua receita anual (Decreto nº. 41.019/1957)

Cotas da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) – Refere-se ao encargo que é pago por todos os consumidores finais de energia elétrica, para custear a geração em regiões do país não atendidas pelo Sistema Interligado Nacional (Lei nº. 5.899/1973).

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) – Receita destinada à ANEEL, a ser cobrada de todos os concessionários, permissionários ou autorizados, incluídos os produtores independentes e os autoprodutores, e representa 0,5% do valor do benefício econômico anual auferido. A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) foi criada, por lei, com a finalidade de constituir a receita da ANEEL para cobertura das suas despesas administrativas e operacionais (Lei nº. 9.427/1996, Decreto nº. 2.410/1997).

Rateio de Custos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) – Refere-se ao encargo pago por todos os agentes do Sistema Interligado Nacional (SIN) que comercializam energia com o consumidor final ou que recolhem tarifa de uso das redes elétricas relativa a consumidores livres, para cobertura dos custos da energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes autônomos, concebidos com base em fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, participantes do PROINFA (Lei nº. 10.438/2002).

Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) – Refere-se a um encargo setorial, estabelecido em lei, e pago pelas empresas de distribuição, com a finalidade de prover

recursos para o desenvolvimento energético dos estados, para viabilizar a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólicas, pequenas usinas hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados, e levar o serviço de energia elétrica a todos os consumidores do território nacional – universalização (Lei nº. 10.438/2002).

Uso das Instalações da Rede Básica de Transmissão (TUST) - Refere-se à receita devida a todas as empresas de transmissão de energia elétrica que compõem a Rede Básica e que é paga por todas as empresas de geração e de distribuição, bem como pelos grandes consumidores (consumidores livres) que se utilizam diretamente da Rede Básica.

Uso das Instalações de Conexão – Refere-se ao encargo devido pelas empresas de distribuição que se utilizam de linhas de transmissão que têm conexão com a Rede Básica.

Uso das Instalações de Distribuição – Refere-se ao encargo devido às empresas de geração, de distribuição e consumidores livres que se utilizam da rede de energia elétrica de uma empresa de distribuição.

Transporte de Energia Elétrica de Itaipu – Refere-se ao encargo devido pelas empresas de distribuição que adquirem cotas de energia elétrica produzida pela Usina Hidrelétrica de Itaipu.

Operador Nacional do Sistema (ONS) – Refere-se ao ressarcimento de parte dos custos de administração e operação do ONS (entidade responsável pela operação e coordenação da Rede Básica) por todas as empresas de geração, transmissão e de distribuição bem como os grandes consumidores (consumidores livres) conectados à Rede Básica.

Encargo de Serviço do Sistema (ESS) – Este encargo é rateado por todos os usuários do SIN, com a finalidade de cobrir eventuais custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado; à reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma; à reserva de capacidade reativa, em MVar, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador em Procedimentos de Rede do ONS, necessária para a operação dos sistemas de transmissão; e à operação dos geradores como

compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas (art. 59 do Decreto nº. 5.163/2004).

Na fase dos estudos de viabilidade de um empreendimento de cogeração, em geral o investidor dedica atenção insuficiente no que diz respeito às tarifas relacionadas aos contratos de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Entretanto, é de suma importância que se conheça a sua composição: as parcelas do custo do transporte e das perdas de energia elétrica, dos encargos de conexão e dos encargos setoriais, como já visto.

Este estudo é fundamental para a decisão do regime de exploração da central geradora pelo investidor, ao passo que a opção como Autoprodutor ou Produtor Independente de Energia Elétrica implicará diferenciações tanto nas tarifas de uso dos sistemas como na comercialização da eletricidade produzida. Em muitos casos o empreendedor opta por constituir uma empresa de “propósito específico” exclusivamente para a exploração da central de cogeração, que difere da empresa que irá consumir o vapor e a eletricidade produzidos pela central, porém dentro de um mesmo grupo controlador. Esta condição, na prática, caracteriza-se como um autoconsumo, mas, com relação ao pagamento dos encargos embutidos na tarifas de uso dos sistemas e à comercialização da eletricidade, há sensíveis diferenças que afetarão o retorno econômico do investimento.

Por este motivo, os proprietários de centrais de cogeração persistem na reivindicação para a equiparação do Produtor Independente ao Autoprodutor de Energia Elétrica.

Tal solicitação se baseia no fato de que uma central de cogeração (produtor) é concebida com dedicação exclusiva ao processo industrial associado (consumidor), com conexão elétrica direta em seu barramento de distribuição particular, para o fornecimento de energia elétrica e outros insumos oriundos do processo de cogeração. Em termos de sua caracterização física, não há distinção entre esta configuração e a de centrais cogedoras autoprodutoras. Já no que concerne à composição de preços para geração e consumo de energia elétrica, os encargos incidentes diferem conforme a modalidade da transação – se entre consumidor e produtor distintos ou se pela própria empresa.

Os encargos setoriais arcados pelo consumidor, incidentes sobre a comercialização de energia elétrica, são proporcionais a duas principais vertentes – ao uso ou demanda contratada e à energia efetivamente consumida.

Em referência à Resolução Normativa ANEEL nº. 166/2005, pode-se calcular os **encargos setoriais** atribuídos a estas duas vertentes. Considerando os casos que participam as centrais cogeneradoras, têm-se as parcelas:

Proporcionais à **demanda contratada**:

- a) quota da Reserva Global de Reversão - RGR;
- b) Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética;
- c) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;
- d) contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS;
- e) custo de conexão e tarifas de uso das instalações de transmissão da Rede Básica – $TUST_{RB}$ e tarifas de uso das instalações de fronteira – $TUST_{FR}$ (conforme o caso);
- f) perdas elétricas do sistema de distribuição (conforme o caso).

Proporcionais ao **montante de energia** consumido:

- g) Encargo de Serviço do Sistema – ESS;
- h) quota de recolhimento à Conta de Consumo de Combustíveis – CCC;
- i) quota de recolhimento à Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;
- j) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

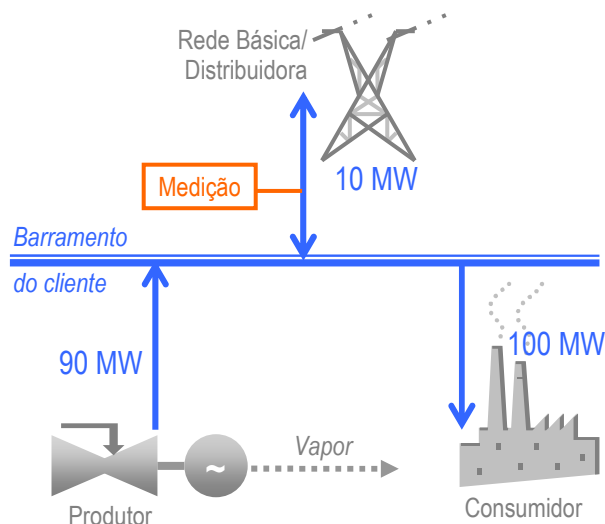


Figura 3-4 Produtor de eletricidade dedicado a um consumidor, em sistema de cogeração. Ocorre eventual intercâmbio de eletricidade com a rede de transmissão/ distribuição.

Em resumo, considerando-se uma mesma instalação industrial conforme a *figura 3-4*, para um APE (Autoprodutor de Energia) ou PIE (Produtor Independente de Energia) com autoconsumo, os encargos setoriais referentes ao transporte (itens “a” a “f”) são aplicados proporcionalmente à demanda

contratada da concessionária (10 MW), e os referentes ao montante de energia são aplicados somente sobre a parcela que exceda a produção própria (itens “g” a “j”), em harmonia aos 10 MW.

Já para um PIE, que fornece eletricidade e outros insumos de cogeração a terceiros nesta mesma instalação industrial, não é feita a distinção de localização entre ambos; ou seja, o tratamento é o mesmo dado se estes forem instalados em cidades distintas, por exemplo. Os encargos sobre o transporte são proporcionais à demanda contratada da concessionária (10 MW), como no caso anterior, porém os encargos sobre a energia são aplicados sobre toda a energia consumida (equivalente a 100 MW) pela carga, e não apenas ao montante líquido importado da concessionária.

A configuração de uma mesma instalação industrial com pessoas jurídicas distintas ocorre, na maioria dos casos, por conveniência e adequação contábil e jurídica, sendo equivalente à configuração de autoprodução no que concerne aos aspectos físicos do processo industrial.

Entretanto, conforme prevê a Resolução ANEEL nº. 281/1999, os encargos de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição são devidos por todos os usuários, calculados com base nos montantes de uso contratados ou verificados, por ponto de conexão, sendo que os montantes de uso associados a unidades geradoras deverão ser determinados pelas máximas potências injetáveis nos sistemas, calculadas pelas potências nominais instaladas, subtraídas dos consumos próprios e dos fornecimentos feitos diretamente de suas subestações ou através de instalações de uso exclusivo de consumidores.

Diante disso, sugere-se modificação na legislação, para que nos casos específicos, os encargos incididos sobre a comercialização de eletricidade entre uma central de cogeração e seu respectivo consumidor sejam aplicados somente à parcela importada da concessionária, igualando-se ao tratamento dado para o Autoprodutor e o Produtor Independente com autoconsumo.

Entretanto esta proposta envolve diferentes instâncias, sendo que alguns encargos dependeriam até mesmo de modificação em Lei, outros somente de regulamentação da ANEEL, conforme é descrito a seguir:

CDE

De acordo com o §1º do art. 13 da Lei nº. 10.438/2002, “*Os recursos da CDE serão provenientes dos pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público, das multas aplicadas pela Aneel a concessionários, permissionários e autorizados e, a partir do ano de 2003, das quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializem energia com o consumidor final.*”

Além disso, estabelece o art. 74 do Decreto nº. 5.163/2004 que “*Os autoprodutores e produtores independentes não estão sujeitos ao pagamento das quotas da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, tanto na produção quanto no consumo, exclusivamente com relação à parcela de energia elétrica destinada a consumo próprio.*”

Com isso, tem-se que a CDE não poderá deixar de ser cobrada para os casos de geração e carga com pessoas jurídicas distintas, porque nesse caso entende-se como *consumo próprio* aquele ocorrido em unidade sob o mesmo CNPJ. Desta forma, a isenção citada pelo art. 74 do referido Decreto deveria incorporar também a energia destinada a consumidor diretamente conectado à central de cogeração.

CCC

De acordo com o inciso IV do art. 16 do Decreto nº. 2.003/1996, são as “*quotas mensais da ‘Conta de Consumo de Combustíveis – CCC’, subconta Sistemas Isolados, incidentes sobre as parcelas de energia comercializada com consumidor final por produtor independente, nos termos dos incisos II, IV e V do art. 23.*”

Deste modo, tem-se que a CCC_{isol} não poderá deixar de ser cobrada para os casos de geração e carga com pessoas jurídicas distintas, por se tratar de comercialização, enquadrando-se no princípio do referido Decreto.

PROINFA

Art. 3º da Lei nº. 10.438/2002.

De acordo com a primeira etapa do programa, conforme a alínea “c” do inciso I, “*o valor pago pela energia elétrica adquirida segundo a alínea b e os custos administrativos incorridos pela Eletrobrás na contratação serão rateados entre todas as classes de consumidores finais*”

atendidas pelo Sistema Elétrico Interligado Nacional, proporcionalmente ao consumo individual verificado.”

Na segunda etapa do programa, conforme a alínea “i” do inciso II, “o valor pago pela energia elétrica adquirida e os custos administrativos incorridos pela Eletrobrás na contratação serão rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidos pelo Sistema Elétrico Interligado Nacional, proporcionalmente ao consumo verificado.”

Com esta análise dos custos do PROINFA, entende-se que para o caso mostrado na figura 3-4, este encargo deverá incidir somente sobre o montante líquido verificado na medição de fronteira com o Sistema Elétrico Interligado Nacional.

3.3.4 Contratação da energia elétrica

Como já vimos, na hipótese da interligação de uma central de cogeração aos sistemas elétricos de transmissão ou distribuição, para que ocorra o **transporte** da energia elétrica produzida ou consumida pela mesma, é necessário que seja reservada a ela uma capacidade na rede, em kW. Esta capacidade reservada logicamente possui um custo associado, e para sua remuneração é cobrada uma “tarifa de uso” (TUSD ou TUST, conforme o ponto de conexão), estudada na seção 3.3.3, proporcional à potência máxima demandada ou injetada na rede.

No intercâmbio de eletricidade da central geradora com a rede, é mandatório que se contrate a compra e venda da energia elétrica propriamente dita. Nesse sentido existem dois ambientes distintos de comercialização de energia elétrica, definidos pelo Decreto nº. 5.163/2004:

Ambiente de Contratação Regulada (ACR), o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos;

Ambiente de Contratação Livre (ACL), o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

Uma central de cogeração, dependendo da sua paridade geração/carga pode sempre possuir excedentes e ser exclusivamente exportadora de eletricidade, exclusivamente importadora ou ora exportadora ora importadora, necessitando para isso de comprar a eletricidade consumida e/ou de vender a eletricidade gerada.

Os dois casos serão tratados separadamente neste trabalho, a começar pelos aspectos relacionados à **compra da eletricidade**, que poderá ser efetuada de duas maneiras, remetidas aos dois ambientes de contratação: a primeira, no *ACL*, através de contratos bilaterais livremente negociados com Autoprodutores (autorizados para comercialização), Produtores Independentes de Energia Elétrica ou Comercializadores, desde que a planta de cogeração compradora esteja enquadrada na condição de consumidor livre (*ver nota nº. 6, pág. 35, e tabela 3-1, pág. 36*). A segunda forma, mais comum, no *ACR*, para o caso do fornecimento pela concessionária ou permissionária de distribuição local, com tarifa regulada, como veremos a seguir.

A **tarifa de energia elétrica (TE)** correspondente ao fornecimento no Ambiente de Contratação Regulada – *ACR* é estabelecida pela ANEEL, e conforme o disposto na Resolução Normativa ANEEL nº. 166/2005, composta pela soma das seguintes parcelas, sob a ótica da concessionária ou permissionária de distribuição:

- custo da aquisição de energia elétrica para a venda;
- custo da geração própria da concessionária de distribuição;
- repasse da potência proveniente da Itaipu Binacional;
- transporte da energia proveniente da Itaipu Binacional;
- uso dos sistemas de transmissão da Itaipu binacional;
- uso da Rede Básica vinculado aos contratos iniciais;
- Encargos de Serviços do Sistema – ESS;
- perdas na Rede Básica;
- pesquisa e desenvolvimento – P&D e eficiência energética;
- Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE.

Esta tarifa é aplicada de acordo com a energia elétrica consumida, em kWh, que corresponde ao valor de um quilowatt (kW) consumido no período de uma hora. Contudo, para efeito de aplicação das tarifas de energia elétrica, os consumidores são identificados por classes e subclasses de consumo: industrial, residencial, comercial, rural, poder público, iluminação pública e serviço público.

Dependendo da carga ou processo associado à central de cogeração, o consumo poderá ser enquadrado nas classes industrial, residencial ou comercial, e por que não poder público.

Para efeito didático, as tarifas associadas tanto à **demanda de potência** como ao **consumo de energia** serão abordadas em conjunto. A demanda de potência é medida em quilowatt (kW) e corresponde à potência elétrica solicitada pelo consumidor à empresa distribuidora, durante um intervalo de tempo especificado normalmente em 15 minutos e é faturada pelo maior valor medido durante o período de fornecimento, em geral de 30 dias. O consumo de energia é medido em quilowatt-hora (kWh) e corresponde ao valor acumulado pelo uso da potência elétrica disponibilizada ao consumidor ao longo de um período de consumo, normalmente de 30 dias. No entanto, nem todos os consumidores pagam tarifas de demanda de potência. Isso depende da estrutura tarifária e da modalidade de fornecimento na qual o consumidor está enquadrado.

A classificação dos consumidores é dada pela classe e pelo nível de tensão em que são atendidos. Os consumidores atendidos em tensão inferior a 2,3 kV são classificados como **Grupo B**, como é o caso das residências, lojas, oficinas, etc. As tarifas deste grupo são monômias, estabelecidas somente pelo **consumo de energia**, em R\$/MWh, sendo que o custo da **demanda de potência** está incorporado ao anterior. No grupo B estão estabelecidas as classes e subclasses conforme o segmento de consumo:

B1 classe residencial e subclasse residencial baixa renda;

B2 classe rural, abrangendo diversas subclasses, como agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, serviço público de irrigação rural;

B3 outras classes: industrial, comercial, serviços e outras atividades, poder público, serviço público e consumo próprio;

B4 classe iluminação pública.

Com maior aplicação para o caso de centrais de cogeração, os consumidores atendidos em alta tensão, a partir de 2,3 kV, são classificados no **Grupo A**, subdividido conforme a tensão de fornecimento, diferentemente do Grupo B:

- A1** para o nível de tensão de 230 kV ou mais;
- A2** para o nível de tensão de 88 a 138 kV;
- A3** para o nível de tensão de 69 kV;
- A3a** para o nível de tensão de 30 a 44 kV;
- A4** para o nível de tensão de 2,3 a 25 kV;
- AS** para sistema subterrâneo.

No **Grupo A**, as tarifas são binômias, isto é, compostas pelo **consumo de energia**, em R\$/kWh, e pela **demanda de potência**, em R\$/kW. Estas tarifas são aplicadas entre três modalidades: convencional, horo-sazonal verde e horo-sazonal azul, de acordo com as horas de utilização do dia (ponta ou fora de ponta) e dos períodos do ano (seco ou úmido).

Tarifação Convencional

Nesta modalidade, as tarifas de consumo de energia e de demanda de potência são aplicadas independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano. O consumidor atendido em tensões inferiores a 69 kV poderá ser enquadrado na tarifação *Convencional*, desde que a demanda contratada seja inferior a 300 kW.

Desta forma, a conta de energia elétrica será composta pela soma das parcelas referentes ao consumo de energia, à demanda de potência e à eventual ultrapassagem da demanda.

A parcela referente ao **consumo de energia** é proporcional ao consumo verificado no período:

$$C = T_{consumo} \times C_{medido} \quad (\text{eq. 3.3.4.a})$$

Onde:

C é a parcela do consumo de energia;

T_{consumo} é a tarifa de consumo;

C_{medido} é o consumo verificado no período.

A parcela referente à **demanda de potência** é proporcional à demanda contratada (ou medida, de acordo com a tolerância de ultrapassagem de 10%):

$$D = T_{\text{demanda}} \times D_{\text{contratada}} \quad (\text{eq. 3.3.4.b})$$

Onde:

D é a parcela da demanda de potência;

T_{demanda} é a tarifa de demanda;

$D_{\text{contratada}}$ é a demanda contratada (ou medida caso supere em até 10% a contratada).

A parcela referente à **ultrapassagem de demanda** é cobrada quando a demanda medida ultrapassa em mais de 10% a demanda contratada, calculada proporcionalmente ao valor da demanda medida que supera a demanda contratada. Este caso merece atenção do consumidor, pois a tarifa de ultrapassagem corresponde a três vezes o valor da tarifa de demanda.

$$D_{\text{ultrapassagem}} = T_{\text{ultrapassagem}} \times (D_{\text{medida}} - D_{\text{contratada}}) \quad (\text{eq. 3.3.4.c})$$

Onde:

$D_{\text{ultrapassagem}}$ é a parcela da demanda de ultrapassagem;

$T_{\text{ultrapassagem}}$ é a tarifa de ultrapassagem;

D_{medida} é a demanda medida.

Tarifação horo-sazonal Verde

Nesta modalidade as tarifas são binômias, compostas pelas parcelas do consumo de energia e da demanda de potência. Ao contrário da tarifação *Convencional*, a opção *horo-sazonal Verde* estimula o consumidor a regularizar seu consumo, de forma a otimizar os reservatórios dos sistemas de geração, dada a variação pluviométrica ao longo do ano, e os sistemas de transmissão no horário de ponta. Esta otimização é induzida pela diferenciação das tarifas em relação ao período do ano (mais cara no período seco, de maio a novembro, quando a incidência de chuvas é menor) e às horas de utilização do dia (mais cara no horário de ponta, entre 18 e 21 horas dos dias úteis).

A tarifa *horo-sazonal Verde* é aplicada opcionalmente aos consumidores do *Grupo A* atendidos pelo sistema interligado com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada igual ou superior a 300 kW.

Desta forma, a conta de energia elétrica é composta pela soma das parcelas referentes ao consumo de energia, à demanda de potência e à eventual ultrapassagem da demanda.

A parcela referente ao **consumo de energia** é proporcional ao consumo verificado, de acordo com as horas de utilização do dia e com o período do ano, sendo que no período seco (maio a novembro) as tarifas são mais onerosas:

$$C = (T_{consumo.P} \times C_{medido.P}) + (T_{consumo.FP} \times C_{medido.FP}) \quad (eq. 3.3.4.d)$$

Onde:

$T_{consumo.P}$ é a tarifa de consumo no horário de ponta;

$C_{medido.P}$ é o consumo verificado no período em horário de ponta;

$T_{consumo.FP}$ é a tarifa de consumo no horário fora de ponta;

$C_{medido.FP}$ é o consumo verificado no período em horário fora de ponta.

A parcela referente à **demanda de potência** é proporcional à demanda contratada (ou medida, de acordo com a tolerância de ultrapassagem de 10%), independentemente da hora de utilização do dia e período do ano, conforme a equação (3.3.4.b) da tarifação *Convencional*.

Também em igualdade com a tarifação *Convencional*, a parcela referente à **ultrapassagem de demanda** é cobrada quando a demanda medida ultrapassa em mais de 10% a demanda contratada, calculada proporcionalmente ao valor da demanda medida que supera a demanda contratada, da mesma forma da equação (3.3.4.c). A tarifa de ultrapassagem corresponde a três vezes o valor da tarifa de demanda.

Tarifação horo-sazonal Azul

Esta modalidade de tarifa binômica assemelha-se à *horo-sazonal Verde*, entretanto agrega-se a diferenciação de valores também para a demanda de potência em relação às horas de utilização do dia.

A tarifa *horo-sazonal Azul* é aplicada obrigatoriamente aos consumidores do *Grupo A* atendidos pelo sistema interligado com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV.

Desta forma, a conta de energia elétrica é composta pela soma das parcelas referentes ao consumo de energia, à demanda de potência e à eventual ultrapassagem da demanda. É destacada a diferenciação entre os horários de ponta e fora de ponta em todas as parcelas.

Assim como na tarifa *horo-sazonal Verde*, a parcela referente ao **consumo de energia** na tarifa *horo-sazonal Azul* é proporcional ao consumo verificado, de acordo com as horas de utilização do dia e com o período do ano, sendo que no período seco (maio a novembro) as tarifas são mais onerosas, como pode ser visto na *equação (3.3.4.d)*.

A parcela referente à **demanda de potência** é proporcional à demanda contratada (ou medida, de acordo com os limites de tolerância de ultrapassagem), com diferenciação entre os períodos de ponta e fora de ponta, independentemente do período do ano, conforme a equação abaixo:

$$D = (T_{demanda.P} \times D_{contratada.P}) + (T_{demanda.FP} \times D_{contratada.FP}) \quad (eq. 3.3.4.e)$$

Onde:

$T_{demanda.P}$ é a tarifa de demanda no horário de ponta;

$D_{contratada.P}$ é a demanda contratada no período em horário de ponta;

$T_{demanda.FP}$ é a tarifa de demanda no horário fora de ponta;

$D_{contratada.FP}$ é a demanda contratada no período em horário fora de ponta.

A parcela referente à **ultrapassagem de demanda** é cobrada quando a demanda medida ultrapassa a demanda contratada acima dos limites de tolerância (5% para sub-grupos A1, A2 e A3 e 10% para os demais sub-grupos). É calculada proporcionalmente ao valor da demanda medida que supera a demanda contratada, observando-se a diferenciação entre os horários de ponta e fora de ponta.

$$D_{ultrapassagem} = T_{ultrapassagem.P} \times (D_{medida.P} - D_{contratada.P}) + T_{ultrapassagem.FP} \times (D_{medida.FP} - D_{contratada.FP}) \quad (eq. 3.3.4.f)$$

Onde:

$T_{ultrapassagem.P}$ é a tarifa de ultrapassagem no horário de ponta;

$D_{medida.P}$ é a demanda medida no horário de ponta;

$T_{ultrapassagem.FP}$ é a tarifa de ultrapassagem no horário fora de ponta;

$D_{medida.FP}$ é a demanda medida no horário fora de ponta

Energia Reativa

A energia elétrica **reativa** é definida pela Resolução ANEEL n°. 456/2000 como sendo “a energia elétrica que circula continuamente entre os diversos campos elétricos e magnéticos de um sistema de corrente alternada, sem produzir trabalho, expressa em quilovolt-ampère-reativo-hora (kVArh).”

Assim como a energia ativa, o consumo de energia e a demanda de potência reativa são cobrados da mesma forma aos consumidores do *Grupo A*, desde que seja ultrapassado o limite inferior de 0,92 (indutivo ou capacitivo) do fator de potência. O fator de potência é definido pela ANEEL pela “razão entre a energia elétrica ativa e a raiz quadrada da soma dos quadrados das energias elétricas ativa e reativa, consumidas num mesmo período especificado.” Neste caso não existe cobrança pela ultrapassagem de demanda reativa, uma vez que não existe previsão para o montante contratado.

Deste modo, os consumidores enquadrados na tarifação **Convencional** pagam tanto pelo consumo da energia reativa quanto pela demanda de potência, conforme as equações abaixo:

$$FER = T_{consumo} \times C_{FER} \quad (eq. 3.3.4.g)$$

Onde:

FER é o faturamento da energia reativa;

C_{FER} é o consumo de energia reativa.

$$FDR = T_{demanda} \times D_{FDR} \quad (eq. 3.3.4.h)$$

Onde:

FDR é o faturamento da demanda reativa;

D_{FDR} é a demanda de energia reativa.

Assim como na tarifação *Convencional*, o faturamento da demanda reativa (FDR) para os consumidores enquadrados na tarifação **horo-sazonal Verde** é calculado de acordo com a equação

(3.3.4.h). Já o faturamento da energia reativa (*FER*) considera a diferenciação ente os períodos de ponta e fora de ponta, conforme se segue:

$$FER = T_{consumo.P} \times C_{FER.P} + T_{consumo.FP} \times C_{FER.FP} \quad (eq. 3.3.4.i)$$

Onde:

$C_{FER.P}$ é o consumo de energia reativa no horário de ponta;

$C_{FER.FP}$ é o consumo de energia reativa no horário fora de ponta.

Na tarifação **horo-sazonal Azul**, o faturamento da energia reativa (*FER*) é calculado conforme a equação (3.3.4.i), da mesma forma que na *horo-sazonal Verde*. Porém o faturamento da demanda reativa (*FDR*) diferencia os períodos de ponta e fora de ponta:

$$FDR = T_{demanda.P} \times D_{FDR.P} + T_{demanda.FP} \times D_{FDR.FP} \quad (eq. 3.3.4.j)$$

Onde:

$D_{FDR.P}$ é a demanda de energia reativa no horário de ponta;

$D_{FDR.FP}$ é a demanda de energia reativa no horário fora de ponta.

Considerando a variedade da estrutura tarifária nacional, na oportunidade em que a central de cogeração seja consumidora de energia elétrica da rede, é imperativo que se faça um estudo detalhado para fins de atingir-se a alternativa de menor dispêndio com a conta de eletricidade. Isto poderá, até mesmo, levar a alterações no perfil de carga da central para a otimização do contrato de demanda de potência, bem como no nível de tensão da conexão para o enquadramento adequado nos grupos e subgrupos associados.

3.3.5 Contratação da reserva de capacidade e energia de *Backup*

Os contratos de **Reserva de Capacidade** asseguram o suprimento total ou parcial das unidades consumidoras conectadas diretamente às instalações de APE ou PIE, quando da ocorrência de interrupções ou insuficiências temporárias em seu processo de geração. Esta contratação refere-se

à disponibilidade da rede elétrica da concessionária de distribuição ou transmissão, em kW, sendo que a energia elétrica associada (kWh) à Reserva de Capacidade é objeto de outro tipo de contrato.

Pelo disposto no artigo 4º da Resolução ANEEL nº. 371/1999, a contratação de Reserva de Capacidade do sistema elétrico, pelo APE ou PIE, deve ser realizada junto à concessionária ou permissionária acessada, devendo ser prevista a capacidade requerida (limitada a 30 MW) e o número de horas previsto.

Como forma de penalidade, esta Resolução ainda determina que, caso o número de horas acumulado seja maior que o contratado ou a frequência de uso do sistema exceda 12 vezes no período de um mês, o encargo a ser pago à concessionária será equivalente a 1,2 vezes o encargo estabelecido para utilização *full time* desta instalação, observando-se a Res. ANEEL nº. 281/1999.

No entanto, esta sistemática de penalidade exige demasiadamente das plantas de cogeração, não considerando a especificidade dos processos de produção associados que por vezes podem variar a relação de demanda calor/ eletricidade, com a conseqüente necessidade de intercâmbio de eletricidade com a rede da concessionária, com grande frequência de utilização porém relacionado a um baixo montante energético.

Assim, seria extremamente benéfica à viabilização de projetos de cogeração, a revisão do mecanismo de contratação da reserva de capacidade previsto na Res. ANEEL nº. 371/99, retirando-se a limitação da frequência de utilização do sistema, para que seja considerado apenas o tempo de utilização relacionado com a demanda verificada no período.

Esta matéria está sendo tratada pela ANEEL, de acordo com a regulamentação ainda em fase de conclusão "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST", no seu Módulo 3 – Acesso aos Sistemas de Distribuição, Seção 3.3, Capítulo 5, que ao que tudo indica não mais considerará a frequência de uso do sistema para o cálculo do referido encargo.

A energia elétrica associada à reserva de capacidade (em MWh), ou **energia de backup**, deverá ser contratada no âmbito do Ambiente de Contratação Livre – ACL, mediante contratos bilaterais livremente negociados, registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, conforme a Resolução ANEEL nº. 371/1999, em seu art. 3º.

Entretanto, a compra da energia de *backup* no âmbito da CCEE impõe a adesão do produtor de energia, independente de sua capacidade instalada, levando-o a arcar com novos custos e obrigações, que podem se tornar relativamente representativos quando se tratar de baixos valores energéticos.

Frente a esta imposição, sugere-se alteração da legislação vigente, onde seria conveniente principalmente aos pequenos cogeneradores, a permissão para que essa energia seja contratada diretamente da Concessionária ou Permissionária acessada com as mesmas tarifas aplicadas a consumidores cativos⁵ (ver *pág. 35*).

3.3.6 Exportação dos excedentes de energia elétrica

Uma central de cogeração pode ser concebida, na maioria dos casos, para operar em paridade à demanda térmica ou à demanda elétrica do investidor (indústria, prédio comercial, etc.). Assim poderá haver a necessidade de complementação à carga de eletricidade, que deve ser contratada da distribuidora local ou de outro agente gerador, conforme explicado na *seção 3.3.4*, *pág. 56*.

Da mesma forma, poderá também haver sobras elétricas ao longo da operação de uma central de cogeração (ver *figura 3-2*, *pág. 42*), que podem ser sazonais ou contínuas, o que deve ser previsto já nos estudos de viabilidade do projeto, de acordo com as oportunidades de **venda dos excedentes**. Um bom exemplo é observado no setor de produção de açúcar e álcool no Brasil. Tradicionalmente, estas centrais de cogeração operam com sazonalidade entre os períodos de safra e entre safra. Durante o primeiro período, estas atuam com auto-suficiência térmica e elétrica. Já no período de entre safra, quando não há produção industrial e conseqüentemente demanda térmica, as mesmas tornam-se consumidoras de eletricidade para manterem suas cargas essenciais e seus sistemas de irrigação da lavoura. Atualmente, com alguns incentivos tarifários (ver *item 3.4*) e com o aumento do preço da energia, estas centrais observaram a oportunidade de mercado e passaram a ser, além de produtoras de açúcar e álcool, exportadoras de eletricidade, dada a grande disponibilidade do combustível bagaço de cana-de-açúcar.

Esta opção de venda de eletricidade pode ser a chave para a viabilização de muitos empreendimentos de cogeração, principalmente os que possuem baixo fator de uso ou grandes variações na demanda elétrica. Entretanto, a opção por vender os excedentes deve ser amparada pela devida outorga do poder concedente (*vide seção 3.2, pág. 38*).

A **autorização para comercialização** dos excedentes de uma central de cogeração é dada em conjunto ou separadamente da **outorga para a produção** de energia elétrica, concedida pela ANEEL, que poderá ser efetuada sob três formas:

- *Exclusivamente para autoprodução* – neste caso, a planta de cogeração poderá complementar a sua demanda elétrica com a rede, porém não poderá comercializar sua produção excedente de eletricidade. Assim, qualquer sobra injetada na rede será essencialmente perdida.
- *Comercialização eventual e temporária de excedentes* – não existe regulamentação sobre o montante nem sobre a duração desta autorização, que geralmente é válida por cinco anos, podendo ser renovada. Os excedentes de energia elétrica poderão ser livremente negociados.
- *Comercialização permanente* – esta autorização permite a livre comercialização da energia elétrica produzida pela central, e vigente até o término da outorga para exploração do empreendimento, geralmente válida por trinta anos. Este caso não exclui o auto-consumo do empreendedor, seja na própria planta ou remotamente (venda/ consumo remoto, *ver nota nº. 2, pág. 10*).

O setor elétrico brasileiro passou em diversas vezes por reestruturações em todos os seus segmentos, envolvendo a geração, transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica. Desta forma, a partir de 2004, foi estabelecido um “novo modelo” para o setor, regulamentado pelo Decreto nº. 5.163/2004. Nesta concepção, foram estabelecidos dois ambientes distintos de comercialização de energia elétrica, os quais valem à pena novamente citar, agora para o caso de venda de energia: Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL) (*ver seção 3.3.4, pág. 56*).

Atualmente, agora sob o ponto de vista da central de cogeração, há três opções para a **venda** da sua produção elétrica excedente.

Primeiramente, por meio dos **leilões de compra realizados no âmbito do ACR**. Estes leilões podem não ser a principal alternativa para a venda dos excedentes das centrais cogedoras, mas são a grande fonte de compra das concessionárias de distribuição que integram o Sistema Interligado Nacional – SIN⁸ (pág. 43), que devem suprir seus mercados quase que exclusivamente a partir destes leilões. Para a participação de uma central de cogeração na venda de energia elétrica nestes leilões, é necessário que se siga o procedimento específico de cada um, estabelecido pelo Ministério de Minas e Energia – MME e divulgado à época de sua realização. No caso do leilão realizado em dezembro de 2005, denominado de “leilão de energia proveniente de novos empreendimentos de geração”, destinado aos projetos de novas centrais ou à ampliação de centrais existentes, foram negociados um total de 2.278 lotes (correspondente cada um à potência de 1 MW médio) distribuídos entre os anos de 2008 a 2010, provenientes de 30 centrais termelétricas, dentre elas muitas de cogeração.

A segunda opção de venda dos excedentes das centrais de cogeração encontra-se no âmbito da **geração distribuída (ACL)**, onde as concessionárias de distribuição podem suprir até dez por cento do seu mercado por contratos provenientes destes empreendimentos, desde que conectados diretamente ao seu sistema elétrico. Entretanto, o Decreto nº. 5.163/2004 definiu que o enquadramento de centrais termelétricas na modalidade de geração distribuída exclui os empreendimentos com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento. Isso excluiu de fato não só as centrais termelétricas de geração pura, mas também grande parte das cogedoras. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como fonte energética não estão limitados a este percentual de eficiência energética.

Dada a irracionalidade desta exclusão, ficou evidente a necessidade de aprofundamento do tema para estabelecer uma regulamentação tecnicamente mais adequada às necessidades do país, principalmente quanto seguintes aspectos descritos a seguir:

A premissa que se deve considerar para incentivar a eficiência de centrais cogedoras é a economia da fonte/combustível, ou seja, a exigência de que o consumo total de combustível deste cogedor seja inferior ao consumo de combustível que se teria numa configuração convencional, ou seja, que produza separadamente as mesmas quantidades das utilidades calor e eletromecânica. Neste sentido, as legislações existentes até então, nacionais e internacionais, são, em sua grande maioria, apoiadas no critério de qualificação baseada na taxa de economia da fonte/combustível ao invés da eficiência energética global. Todos os diplomas legais anteriores ao Decreto 5.163/2004

quando se referem à racionalidade energética em cogeração especificam “cogeração qualificada”, cuja matéria encontra-se regulamentada (ver seção 3.5, pág. 74).

Além disso, a eficiência energética global mínima de 75% na cogeração promove uma distorção: discrimina a produção da utilidade eletromecânica em favor da alta produção da utilidade vapor, pois se aproxima da eficiência típica de 80% da conversão direta da última e se distancia da primeira, com eficiência na faixa de 20% a 55%. E mais, uma qualificação baseada em limites para eficiência energética global só seria adequada se definisse os valores mínimos de rendimento para cada razão entre as utilidades calor e eletromecânica. Evidentemente, esta metodologia é trabalhosa e acabou sendo substituída pelo critério de qualificação mais simples e direto baseado na economia de fonte/combustível, conforme já regulamentado pela ANEEL, em sua Res. nº. 21/2000.

Também não há limite de potência instalada para as centrais térmicas serem classificadas como geração distribuída. Vale ressaltar que o Decreto nº. 5.163/2004 estabelece limite mínimo para as centrais hidrelétricas, ou seja, aquelas com potência instalada maior que 30 MW não podem ser classificadas como geração distribuída. Outro aspecto importante refere-se aos Procedimentos de Rede que fixam um limite para as centrais geradoras até 30 MW, que, em princípio, não se subordinam a despacho centralizado pelo Operador Nacional do Sistema - ONS. Desta forma, os critérios de enquadramento da geração distribuída devem ser revistos.

A terceira opção de venda dos excedentes de centrais de cogeração consiste na **venda direta a consumidores livres**⁶ (pág. 35), mediante contratos bilaterais livremente negociados. É importante observar que o empreendedor não pode negociar uma quantidade de energia acima da capacidade de produção da central, nem vender o mesmo montante a dois compradores diferentes, uma vez que todos os contratos são homologados pela ANEEL.

É importante observar que o mercado de energia elétrica tem se modificado sensivelmente, deixando de ser essencialmente baseado no par consumidor cativo/ distribuidora, se diversificando cada vez mais ao longo do tempo. “A migração da condição de consumidor cativo para livre já começa a interessar a consumidores de médio porte, atraídos por tarifas diferenciadas. A perspectiva do realinhamento tarifário, com o fim dos subsídios cruzados, aquece o mercado das comercializadoras, que buscam melhores preços de energia e captam novos consumidores. Esse conjunto de fatores repercutiu neste mercado livre, onde 42,3% do consumo foram contratados com fornecedores outros

que não aquele da área onde o consumidor está localizado, demonstrando a dinâmica do processo de livre negociação.” (EPE, 2005, p.21)^[20].

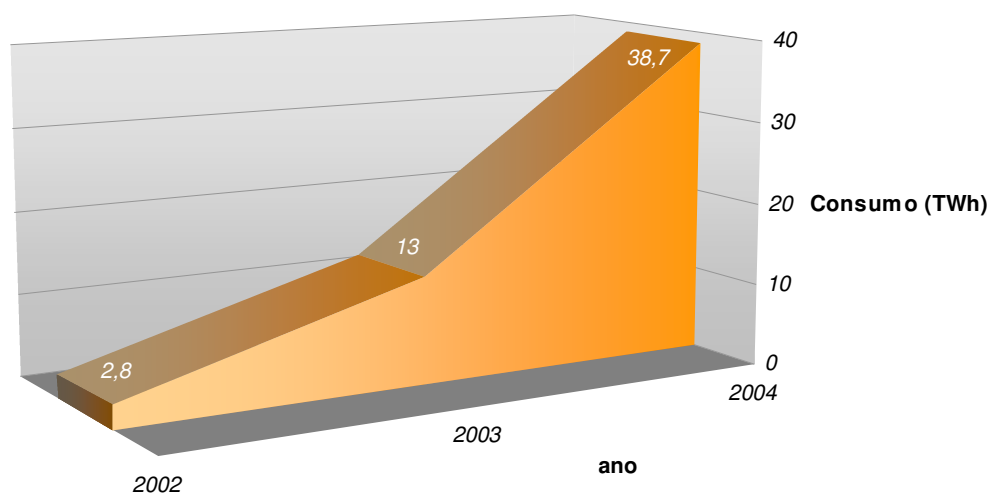


Gráfico 3-2 Evolução do consumo dos Consumidores Livres (EPE, 2005)^[20].

É impressionante o grande aumento do número de consumidores livres e da respectiva energia comercializada ocorrido nos últimos anos (*gráfico 3-2 e Gráfico 3-3*). Segundo a EPE^[20], o mercado passou de 2,8 TWh em 2002, para 13,0 TWh em 2003, chegando ao montante de 38,7 TWh em 2004, um incremento de quase 1300% em 2 anos.

No *gráfico 3-3* pode-se observar a evolução mensal do consumo e do número dos consumidores livres, ocorrida no ano de 2004. Estas observações sugerem um novo nicho de mercado às centrais de cogeração, sendo necessária a quebra da “barreira tradicionalista” por parte dos empreendedores, em não se diversificar o negócio principal para agregar a venda de energia elétrica. Isso já foi observado pela indústria de produção de açúcar e álcool, que agora são produtores de açúcar, álcool e energia elétrica.

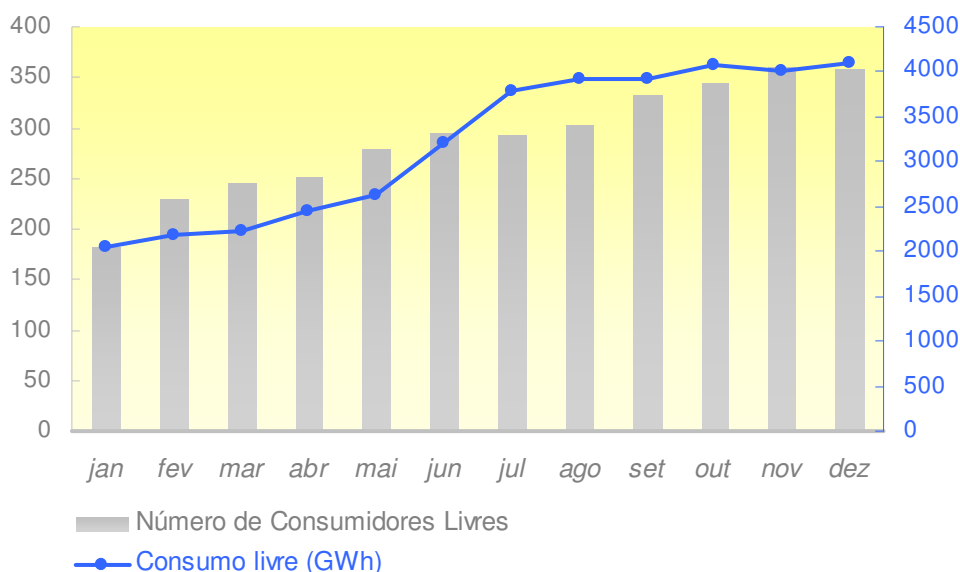


Gráfico 3-3 Evolução mensal do consumo e número de Consumidores Livres em 2004 (EPE, 2005)^[20].

3.4 Políticas de incentivo à cogeração

Considerando a grande vantagem que a atividade da cogeração traz “ao contribuir com a racionalidade energética, uma vez que possibilita um melhor aproveitamento dos combustíveis, apresentando menor consumo total, quando comparada à geração individual de calor e energia elétrica, gerando conseqüentes benefícios para a sociedade” (conforme cita a Res. ANEEL n°. 21/2000), diversos países estabeleceram incentivos ao uso da cogeração para potencializar a oferta interna de energia elétrica com a devida racionalidade energética de combustíveis.

Seguindo esta filosofia, existem diversos casos de sucesso nos EUA (*National Energy Act, 1978*) e Europa, onde tomamos como exemplo as fortes políticas de incentivo à cogeração implementadas na Dinamarca pelo “*1976 Electricity Supply Act*” e “*1990 Heat Supply Act*”, traduzidas nas seguintes diretrizes principais:

- Financiamentos subsidiados para a conversão de plantas de aquecimento distrital em centrais de cogeração de pequena escala, caso essa conversão não venha a onerar o preço do calor à população;

- Estímulo do consumo de vapor, com financiamentos subsidiados para a instalação de sistemas residenciais de aquecimento;
- Estímulo à efficientização de processos (aplicação da cogeração), com financiamentos subsidiados para o setor industrial e comercial;
- Remuneração (no valor de cerca de R\$ 295,00 por MWh) para a eletricidade injetada na rede, produzida a partir de plantas de cogeração que utilizem gás natural ou fontes renováveis. Este programa assemelha-se ao PROINFA, implementado no Brasil com remunerações inferiores;
- Criação de tributos para o financiamento de novas plantas de cogeração.

No Brasil, seguindo o exemplo de sucesso de outros países, ainda que com atraso de quase 25 anos Antes disso, iniciou-se a implementação de políticas de incentivo à cogeração no ano de 1996, quando o Decreto nº. 2.003 abre de forma tímida a visão do governo perante a racionalidade energética trazida pela cogeração, permitindo ao cogrador a comercialização de energia elétrica junto aos integrantes de seu complexo industrial ou comercial, aos quais forneça vapor ou outro insumo oriundo de processo de cogeração, mesmo que este consumidor venha a ser cativo da concessionária de distribuição ou transmissão.

Com a finalidade de garantir a realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética no setor de energia elétrica, a Lei nº. 9.991/2000 definiu, em seu art. 2º, que as concessionárias de geração e empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica são obrigadas a aplicar anualmente o montante de no mínimo 1% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, excluindo-se, por isenção, como forma de incentivo à aplicação destas tecnologias, as empresas que gerem energia exclusivamente a partir de instalações eólica, solar, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e **cogeração qualificada**¹⁵.

Outro incentivo ao agente cogrador, considerando as tarifas geradas pelo transporte da energia na rede, instituído pela Lei nº. 10.438/2002, regulamentada pela Resolução Normativa ANEEL

¹⁵ O enquadramento de centrais termelétricas como “cogeração qualificada” foi instituído pela Res. ANEEL nº. 21, de janeiro de 2000, com a finalidade de implementar políticas de incentivo ao uso racional dos recursos energéticos do País, considerando que a atividade de cogeração de energia contribui com a racionalidade energética, uma vez que possibilita um melhor aproveitamento e menor consumo de fontes de energia, quando comparada à geração individual de calor e energia elétrica e gerando conseqüentes benefícios para a sociedade (ver seção 3.5, pág. 74).

nº. 77, de 18 de agosto de 2004, consiste na redução em 50% das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição (TUST/ TUSD, ver seção 3.3.3, *pág. 47*), incidindo na produção e no consumo da energia gerada por centrais cogedoras de até 30 MW de potência, enquadradas na modalidade de **cogeração qualificada**. Este benefício atinge a parcela da energia injetada na rede pela central cogedora para fins de comercialização, enquanto deveria também ser estendida ao auto-consumo remoto² (*ver *pág. 10**).

Um incentivo dado às centrais termelétricas em geral, mas que é direcionado à cogeração por apresentar um critério de enquadramento muito exigente, foi instituído no âmbito da regulamentação do novo modelo do setor elétrico, pelo Decreto nº. 5.163/2004. Com a instituição do novo modelo, a compra de energia elétrica pelas concessionárias de distribuição ficou restrita a poucas opções, sendo uma delas a compra de eletricidade proveniente de empreendimentos de **geração distribuída**. Neste caso, estão incluídas as centrais termelétricas com eficiência energética superior a setenta e cinco por cento, o que só é alcançado por alguns empreendimentos de cogeração. No entanto, este critério de eficiência energética global não representa a racionalidade exérgica de um processo de cogeração, o que é levado em conta com muito sucesso pelos critérios estabelecidos na Resolução ANEEL nº. 21/2000, para enquadramento na **cogeração qualificada**, BARJA *et al.* (2006)^[23] Por isso, seria coerente que as centrais já qualificadas fossem automaticamente enquadradas como geração distribuída, alcançando a opção de venda à concessionária de distribuição à qual estão conectadas.

É importante citar que as centrais termelétricas que utilizam biomassa como combustível gozam dos mesmos benefícios dados à cogeração qualificada. Neste sentido, as centrais de cogeração a biomassa não necessitam de submissão à ANEEL para participação junto a estes incentivos.

Além destes, podem ainda existir incentivos regionais aos empreendimentos de cogeração, como é o caso do Estado de São Paulo, que instituiu a prática de preços diferenciados de gás natural aos agentes cogedores e isentando-os do pagamento mensal por disponibilidade (Portaria da Comissão de Serviços Públicos de Energia - CSPE nº. 412, de 26 de maio de 2006).

Contudo, apesar de todos os esforços para alavancar o desenvolvimento da cogeração no Brasil, este setor ainda desperta baixo interesse econômico devido a existência de diversas barreiras, a começar pela instabilidade legal do setor elétrico, pelas baixas tarifas de venda da eletricidade e pela instabilidade da oferta de gás natural.

3.5 Qualificação da cogeração

Com a finalidade da participação em políticas de incentivo à cogeração, foi criada pela ANEEL uma “certificação de excelência” às centrais cogedoras que atendam a requisitos mínimos de eficiência *exergética* (ver seção 2.3, *pág. 8*), denominada de **cogeração qualificada**.

Desta forma, os benefícios econômicos como o desconto nas tarifas de uso da rede e a isenção de aplicação em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico não são concedidos a qualquer central cogedora, mas somente aos empreendimentos que atendem aos requisitos necessários para o enquadramento na modalidade “cogeração qualificada”, previstos na Resolução ANEEL nº. 21/2000, da seguinte forma:

- Estar regularizada perante a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, atendendo ao disposto na Resolução ANEEL nº. 112/1999 (registro e autorização, ver seção 3.2, *pág. 38*) e legislação específica;
- Atender aos requisitos mínimos de racionalidade energética, mediante o cumprimento das inequações abaixo:

$$\frac{E_t}{E_f} \geq 15\% \quad (3.5.a)$$

$$\left(\frac{E_t}{E_f} \right) \div X + \frac{E_e}{E_f} \geq Fc\% \quad (3.5.b)$$

Onde:

Energia da fonte (E_f): energia recebida pela central termelétrica cogedora, no seu regime operativo médio, em kWh, com base no conteúdo energético específico e em termos líquidos, ou seja, descontando da energia bruta a energia não utilizável;

Energia da utilidade eletromecânica (E_e): energia cedida pela central termelétrica cogedora, no seu regime operativo médio, em kWh, em termos líquidos, ou seja, descontando da energia bruta gerada o consumo em serviços auxiliares elétricos da central;

Energia da utilidade calor (E_c): energia cedida pela central termelétrica cogeneradora, no seu regime operativo médio, em kWh, em termos líquidos, ou seja, descontando das energias brutas quentes entregues ao processo industrial as energias frias que retornam à central;

Fator de cogeração ($F_c\%$): parâmetro definido em função da potência instalada e da fonte da central termelétrica cogeneradora. Aproxima-se do conceito de Eficiência Exergética;

Fator de ponderação (X): parâmetro adimensional definido em função da potência instalada e da fonte da central termelétrica cogeneradora, obtido da relação entre a eficiência de referência da utilidade calor e da eletromecânica, em processos de conversão para obtenção em separado destas utilidades.

A inequação (3.5.a) interpreta a proporção entre a produção das utilidades calor/eletromecânica, com a finalidade de caracterizar a central termelétrica como uma planta de cogeração em si. Como se trata de concessão de benefícios procurou-se, com este requisito, inibir a participação de centrais termelétricas de geração pura modificadas com a introdução de acanhadas extrações de calor, com a intenção de apenas usufruir da qualificação.

Caracterizada a central como cogeneradora, parte-se então para a mensuração da racionalidade energética da planta. A inequação (3.5.b) utiliza o conceito de exergia (ver seção 2.3, pág. 8), o qual observa o caráter qualitativo dos fluxos energéticos, valorizando o tipo da energia em função de sua maior disponibilidade em realizar trabalho. Desta forma, o aproveitamento de calor (E_c) é desvalorizado em relação à produção eletromecânica (E_e), utilizando-se para isso o fator de ponderação (X).

A valorização da energia eletromecânica é notada com facilidade na inequação (3.5.b). Em comparação entre duas centrais de cogeração que possuam a mesma eficiência global (eficiência energética), porém com proporções diferentes entre a produção das utilidades calor e eletromecânica, onde obtêm-se o maior valor de F_c na central de maior produção eletromecânica, conforme se observa no exemplo a seguir.

Caso 1)

$$E_f = 100 \text{ kW}$$

$$E_e = 50 \text{ kW}$$

$$E_c = 20 \text{ kW}$$

$$X = 2 \text{ (tabela Res. nº. 21/2000)}$$

$$F_c\% = 47 \text{ (tabela Res. nº. 21/2000)}$$

Caso 2)

$$E_f = 100 \text{ kW}$$

$$E_e = 20 \text{ kW}$$

$$E_c = 50 \text{ kW}$$

$$X = 2 \text{ (tabela Res. nº. 21/2000)}$$

$$F_c\% = 47 \text{ (tabela Res. nº. 21/2000)}$$

Neste exemplo são comparadas duas plantas de cogeração, com a mesma eficiência energética global, $\eta_{\text{global}} = (50+20) / 100 = 70\%$. Supondo que as centrais tenham potência inferior a 5 MW e utilizem gás natural como combustível, e de posse da produção média de utilidades calor e eletromecânica, toma-se os valores de X e F_c definidos na norma. Com os resultados da aplicação da inequação (3.5.b), observa-se que a central caso 1 obteve um F_c calculado de 50%, superior ao normativo, portanto elegível à “cogeração qualificada”. Já no caso 2, em que a produção eletromecânica é reduzida, obteve-se um valor de F_c calculado de 45%, inferior ao piso normativo.

Potência	TEC	Proposta de Revisão				Res. nº. 21/2000			
		η_t	η_e	X	$F_c\%$	η_t	η_e	X	$F_c\%$
Derivados de Petróleo, Gás Natural e Carvão									
Até 5 MW	15%	75	35	2,14	41	80	40	2,00	47
Acima de 5 MW e até 20 MW	15%	80	38	2,13	44	80	43	1,86	51
Acima de 20 MW	15%	85	43	2,00	50	80	46	1,74	54
Demais combustíveis									
Até 5 MW	5%	75	30	2,50	32	75	30	2,50	32
Acima de 5 MW e até 20 MW	5%	75	35	2,14	37	75	35	2,14	37
Acima de 20 MW	5%	75	40	1,88	42	75	40	1,88	42
Calor recuperado de processo									
Até 5 MW	0%	65	25	2,60	25	--	--	--	--
Acima de 5 MW e até 20 MW	0%	65	30	2,17	30	--	--	--	--
Acima de 20 MW	0%	65	35	1,86	35	--	--	--	--

Tabela 3-3 Eficiências para fins de Qualificação ($F_c\%$ mínimo), na Resolução nº. 21/2000 e a alteração pretendida.

Os valores de X e F_c são definidos em função da potência instalada e do tipo de combustível ou fonte da central termelétrica cogeneradora. Entretanto, em função destes valores estarem em patamares não alcançáveis às centrais de cogeração do tipo *bottoming* (figura 2-7, pág. 12), a norma está em revisão pela ANEEL para adequação de forma a incluir esta tecnologia. Na tabela acima podemos observar os parâmetros X e F_c constantes na Resolução ANEEL nº. 21/2000 e os valores propostos para revisão, bem como os rendimentos de referência térmica (η_t) e eletromecânica (η_e) utilizados para o cálculo destes.

Proposta para revisão da Resolução ANEEL nº. 21/2000

Para a proposta de revisão da norma de Qualificação, foi desenvolvida uma Nota Técnica que se encontra em anexo a este trabalho, submetido à audiência pública e à Diretoria Colegiada da ANEEL.

O critério de racionalidade energética adotado para “Qualificação” da cogeração na Resolução ANEEL nº. 21/2000 consistiu na economia de energia da fonte/ combustível frente a uma configuração convencional composta de processos de produção em separado para a obtenção das mesmas utilidades vapor e eletromecânica. Ressalte-se que esse critério mostrou-se mais simples e direto e acabou substituindo a antiga idéia da qualificação por eficiência energética, que para ser eficaz teria que ser especificada para cada razão entre as utilidades vapor e eletromecânica.

Seguindo o critério adotado fixou-se, conforme o tipo de fonte, a correspondente “taxa mínima de economia” (*TEC*) que a cogeração deveria observar para ser qualificada, a saber:

- *Derivados de Petróleo, Gás Natural e Carvão*: manteve-se a denominação e a *TEC* de 15%. Adicionalmente, revisou-se as eficiências de referência térmica (η_t) e eletromecânica (η_e) com valores mais ajustados à realidade, de que resultou em novos e mais adequados valores de *X* e *F_C*, retirando deste último o exagero anterior.

- *Demais Fontes*: rebatizada “Demais Combustíveis”, e manteve-se a *TEC* de 5%, as eficiências de referência η_t e η_e , e por conseqüência *X* e *F_C* anteriores.

- *Calor Recuperado de Processo (novo)*: indicou-se a *TEC* de 0%, bem como η_t e η_e adequados, de que resultou *X* e *F_C* compatíveis.

Como justificativa da não imposição de uma *TEC*, em geral, o calor descarregado de um processo industrial – a fonte no arranjo a jusante (*bottoming*) – ocorre em temperaturas inferiores às de uma simples queima de combustíveis. Nessa condição os fatores econômicos limitam bastante a recuperação do calor e as eficiências são mais modestas, além do que este resíduo em geral é descarregado na atmosfera, tornando sua utilização na cogeração uma vantagem.

Considerando-se uma configuração convencional composta de processos de produção em separado, têm-se as eficiências de referência η_t e η_e , respectivamente, para obtenção individualizada da utilidade calor e eletromecânica, as mesmas extraídas simultaneamente de um processo de produção unificado – a cogeração. Discretizou-se essas eficiências de referência de produção em separado, sendo mais exigentes com o porte da central cogeneradora e a qualidade da fonte/combustível. Valem então as seguintes relações aplicadas à cogeração:

- Razão entre eficiências de referência calor e eletromecânica = $\eta_t / \eta_e = X$

- Eficiência para fins de qualificação = $\eta_e / (1 - TEC)$

A partir desses elementos, construiu-se a *tabela 3-3* em que a “eficiência para fins de qualificação” (F_c) é um requisito mínimo a ser observado.

Outra evolução importante deu-se com relação à definição do combustível utilizado ou fonte, em lugar do afiado critério da clivagem para caracterização da fonte dominante, considerou-se outro mais balanceado ao uso alternado ou mescla de diferentes fontes, em que os valores de X e F_c representativos dessa situação seriam obtidos por ponderação sobre os correspondentes de cada fonte componente segundo a sua respectiva participação energética.

3.5.1 As centrais qualificadas

A matriz energética brasileira é eminentemente hidráulica, onde a participação da geração termelétrica conta com pouco mais de 20% (*Banco de Informações de Geração - ANEEL, ref. fev/2006*) da capacidade instalada total, sendo que o montante gerado contribui com apenas 7,5%, no sistema interligado (*ONS, geração de 2005*). Entretanto há uma tendência de crescimento da capacidade térmica, fato observado pela maioria das contratações ocorridas no último leilão de energia proveniente de novos empreendimentos, em dez/2005, provocado provavelmente pela elevação dos custos das centrais hidrelétricas, cada vez mais distantes dos centros de carga e com altos custos ambientais agregados.

Seguindo a baixa participação da termoeletricidade na matriz energética brasileira, a cogeração também é pouco explorada tanto no setor industrial quanto no comercial e de serviços, e aparentemente nula no setor residencial. A provável causa é a existência das barreiras econômica e cultural. A barreira econômica, formada pelos altos juros, baixas tarifas industriais de eletricidade e alto custo de combustível, já se apresenta em aparente superação, pela perspectiva do realinhamento tarifário, com o fim dos subsídios cruzados e a redução das taxas de juros. Entretanto há ainda uma grande barreira cultural a ser superada, onde prevalece a visão tradicional de suprir-se a demanda elétrica a partir da rede e a demanda térmica a partir de combustíveis ou mesmo da eletricidade, fato comprovado com a irracionalidade exergética do uso do chuveiro elétrico.

Um bom indicador do pouco uso da cogeração no Brasil é o quantitativo das qualificações¹⁵ (pág. 72) dadas pela ANEEL, que hoje somam menos de 70 centrais, totalizando uma capacidade de 1.687 MW, sendo a maior parte alocada no setor industrial. Entretanto, deve-se lembrar que isso representa apenas uma parcela da cogeração existente, visto que o enquadramento como cogeração qualificada muitas vezes não representa benefício direto ao empreendedor.

Fase	nº de usinas	Potência (MW)	Matriz térmica (%)	Matriz energética (%)
Operação	52	1.493	6,74%	1,47%
Construção	5	95	0,43%	0,09%
Outorga	10	99	0,45%	0,10%
Total	67	1.687	7,62%	1,66%

Tabela 3-4 Centrais cogedoras qualificadas pela ANEEL (ref. fev/2006).

A representação das qualificações no universo da matriz energética brasileira é mostrada pela *tabela 3-4*. Seria de suma importância a comparação desta com a capacidade de cogeração instalada no país, entretanto este dado não é oficialmente conhecido pela ANEEL ou ELETROBRÁS. Contudo, tomando como amostragem o universo das qualificações, a maior parte concentra-se no setor industrial, e os restantes 24% no setor de serviços (aeroportos, supermercados, shoppings, etc.). Em capacidade, porém, este número é bem menor, dado que as centrais deste setor possuem capacidade reduzida, entre 0,5 e 8 kW, enquanto que no setor industrial são de maior porte, passando dos 138 MW.



Figura 3-5 Central de cogeração qualificada Veracel, com 117 MW de capacidade utilizando licor negro como combustível, em Eunápolis/BA (foto: Veracel Celulose S.A.).

As fontes utilizadas pelas centrais de cogeração qualificada são as mais diversas, divididas entre biomassa (*figura 3-5*), combustíveis fósseis e combustíveis residuais/ calor recuperado de processo, como mostrado na *figura 3-6*, com grande destaque para o bagaço de cana-de-açúcar e o gás natural, que somam juntos 75% da participação do total, em potência.

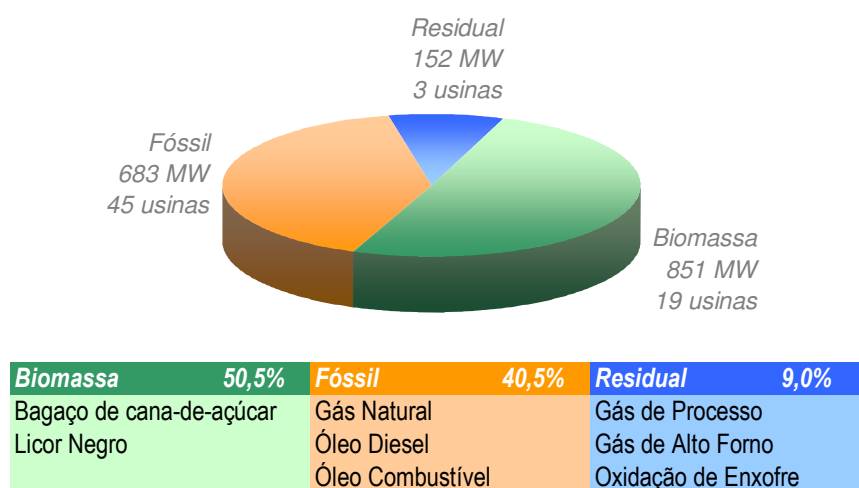


Figura 3-6 Participação das fontes energéticas utilizadas por centrais de cogeração qualificada (dados: ANEEL, ref. fev/2006).

Do universo de agentes autorizados a produzir energia elétrica, 58% comercializam os excedentes produzidos pelas centrais de cogeração qualificada, e 42% geram exclusivamente para o consumo próprio. A distribuição geográfica destes empreendimentos é pouco uniforme, mostrada na

tabela 3-5, agrupada no estado de São Paulo com mais de 70% de participação em potência. Isso encontra correlação com o nível de industrialização do estado, já que as centrais de cogeração concentram-se neste setor.

Região	Estado	nº de usinas	Potência (MW)	Participação (%)
SE	SP	39	1.200,9	71,2
	RJ	5	21,3	1,3
	MG	4	125,8	7,5
	ES	1	3,6	0,2
NE	BA	4	135,4	8,0
	PE	3	16,8	1,0
	CE	2	10,3	0,6
	AL	1	0,8	0,1
S	RS	3	82,3	4,9
	PR	3	46,1	2,7
	SC	1	3,0	0,2
CO	GO	1	40,0	2,4
Total		67	1.686,4	100,0

Tabela 3-5 Distribuição geográfica das centrais de cogeração qualificada (dados: ANEEL, ref. fev/2006).

3.6 Licenciamento ambiental e emissões

A Lei 6.938/81, que estabelece a Política Nacional de Meio Ambiente, em seu art. 3º, define Meio Ambiente como o conjunto de condições, leis, influências e interações de ordem física, química e biológica, que permite, abriga e rege a vida em todas as suas formas.

Como parte integrante desse sistema, o ser humano, em sua necessidade instintiva de sempre maximizar a disponibilidade de recursos, muitas vezes acima de suas demandas, o faz à custa da transformação de algum elemento natural, seja por intervenção química, biológica ou energética. Ocorre que nesta transformação o Meio Ambiente é degradado de alguma forma, desde que alterado em relação ao seu estado original.

Por isso existe a preocupação em se racionalizar a exploração natural, ou seja, obter-se os recursos requeridos com a menor degradação ambiental possível. Nesse sentido, buscou-se mecanismos para disciplinar a exploração natural, especificamente no Brasil, em 1981, a Lei nº. 6.938

estabeleceu o licenciamento e a revisão de atividades efetiva ou potencialmente poluidoras como um dos instrumentos da Política Nacional de Meio Ambiente, no qual “a construção, instalação, ampliação e funcionamento de estabelecimentos e atividades utilizadoras de recursos ambientais, considerados efetiva e potencialmente poluidoras, bem como os capazes, sob qualquer forma, de causar degradação ambiental, dependerão de prévio licenciamento de órgão estadual competente, integrante do SISNAMA (Sistema Nacional do Meio Ambiente), e do IBAMA (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis), em caráter supletivo, sem prejuízo de outras licenças exigíveis.”

As centrais de cogeração são consideradas como “empreendimentos potencialmente poluidores”, principalmente no que diz respeito à queima de combustíveis, o que pode causar a emissão de poluentes aéreos. Também são considerados o consumo de água e as elevações na temperatura de cursos naturais d’água, pelo seu sistema de refrigeração. Obviamente que diversas outras intervenções são consideradas, que dependem da tecnologia utilizada, do processo industrial associado e do local onde está inserido o empreendimento.

Em 1986, a Resolução nº. 001 do Conselho Nacional do Meio Ambiente – CONAMA definiu as situações e estabeleceu os requisitos e condições para desenvolvimento de Estudo de Impacto Ambiental – EIA e respectivo Relatório de Impacto Ambiental – RIMA, a fim de efetivar-se o licenciamento de atividades modificadoras do meio ambiente, aí inseridas as linhas de transmissão de energia elétrica, acima de 230 kV e as usinas de geração de eletricidade, qualquer que seja a fonte de energia primária, acima de 10 MW.

Em 1987, a Resolução CONAMA nº. 006 estabeleceu regras gerais para o licenciamento ambiental de obras de grande porte. Esta norma exige que a implantação e operação de empreendimentos de exploração de eletricidade sejam amparadas por três fases de licenciamento:

- **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.

Em aperfeiçoamento aos procedimentos até então estabelecidos e com a necessidade de integração da atuação dos órgãos competentes do SISNAMA, a Resolução CONAMA nº. 237/1997 especificou a competência para o licenciamento de empreendimentos em nível municipal, estadual ou nacional, conforme a localização e a abrangência dos impactos provocados pelo empreendimento a ser licenciado.

Ao IBAMA, aos órgãos ambientais estaduais e aos órgãos ambientais municipais, de acordo com sua jurisdição, ficou também a atribuição da definição dos critérios quanto aos riscos ambientais e ao porte do empreendimento para exigibilidade de licenciamento, bem como da definição dos estudos ambientais pertinentes ao respectivo processo de licenciamento.

Por consequência da crise de energia elétrica ocorrida no Brasil em 2001, houve a necessidade de estabelecerem-se procedimentos simplificados ao licenciamento ambiental de empreendimentos com impacto ambiental de pequeno porte, necessários ao incremento da oferta de energia elétrica.

Desta forma, a resolução CONAMA nº. 279/2001 estabeleceu os procedimentos e prazos aplicados ao licenciamento ambiental simplificado de empreendimentos elétricos com pequeno potencial de impacto ambiental, aí incluídas as usinas termelétricas e seus sistemas de transmissão associados. Desde então, o requerimento para o licenciamento ambiental é fundamentado no Relatório Ambiental Simplificado – RAS, a ser elaborado pelo empreendedor, a partir do qual o órgão ambiental competente definirá o enquadramento do empreendimento elétrico no procedimento de licenciamento ambiental simplificado.

O Relatório Ambiental Simplificado deve atender, no mínimo, ao seguinte conteúdo:

- **Descrição do Projeto:** Objetivos e justificativas, em relação e compatibilidade com as políticas setoriais, planos e programas governamentais; descrição do projeto e suas alternativas tecnológicas e locacionais, considerando a hipótese de não realização, especificando a área de influência.

- **Diagnóstico e Prognóstico Ambiental:** Diagnóstico ambiental; descrição dos prováveis impactos ambientais e sócio-econômicos da implantação e operação da atividade, considerando o projeto, suas alternativas, os horizontes de tempo de incidência dos impactos e indicando os métodos, técnicas e critérios para sua identificação, quantificação e interpretação; caracterização da qualidade ambiental futura da área de influência, considerando a interação dos diferentes fatores ambientais.
- **Medidas Mitigadoras e Compensatórias:** Medidas mitigadoras e compensatórias, identificando os impactos que não possam ser evitados; recomendação quanto à alternativa mais favorável; Programa de acompanhamento, monitoramento e controle.

Considerando a evolução da legislação ambiental brasileira, observa-se o caráter positivo da simplificação que o processo de licenciamento vem sofrendo ao longo do tempo. Entretanto, os critérios adotados nos processos de licenciamento ainda **não apresentam uniformidade** entre os vários órgãos ambientais das esferas estadual e municipal, dando margem à intervenção de diversos agentes externos como Ministério Público, ONG's, lideranças religiosas, étnicas e políticas, com pouca informação e muitas vezes com interesse adverso aos impactos ambientais propriamente ditos, causados pelo empreendimento. A principal consequência desta intervenção desregrada é o aumento de custos e de tempo de um processo de licenciamento ambiental, o que onera diretamente a própria sociedade, usuária dos serviços de eletricidade.

O impacto ambiental presente nas plantas de geração termelétrica agrupa-se no **consumo de água** em suas perdas por evaporação, no caso dos sistemas fechados de resfriamento; no **descarte de água quente** em cursos d'água, no caso de sistemas abertos de resfriamento; e principalmente nas **emissões dos gases de exaustão**, presentes em todas as tecnologias em que há a queima de algum combustível. Nesse sentido, as emissões aéreas por centrais termelétricas são elencadas conforme o seu potencial de degradação ambiental, a saber:

- CO₂ – dióxido de carbono;
- CO – monóxido de carbono;
- NO_x – óxidos de nitrogênio;
- SO_x – óxidos de enxofre;
- HC – hidrocarbonetos não-queimados;
- Particulados.

O CONAMA estabelece, em sua Resolução nº. 357/2005, que os efluentes de qualquer fonte poluidora somente poderão ser lançados, direta ou indiretamente, nos corpos de água, após o devido tratamento e desde que obedeçam a determinadas condições e padrões, que se resumem principalmente no pH, entre 5 a 9, e na temperatura, inferior a 40°C, sendo que a variação de temperatura do corpo receptor não deverá exceder a 3°C na zona de mistura. Outra exigência é que os efluentes devem ser retornados ao curso d'água a montante da captação. Esta determinação é válida às plantas de geração termelétrica que utilizam sistemas abertos de resfriamento.

Em relação às emissões gasosas, a Resolução CONAMA nº. 003/1990 estabelece que os padrões de qualidade do ar são definidos nas “concentrações de poluentes atmosféricos que, ultrapassadas, poderão afetar a saúde, a segurança e o bem-estar da população, bem como ocasionar danos à flora e à fauna, aos materiais e ao meio ambiente em geral.” Desta forma, são estabelecidos os seguintes índices máximos de concentrações de poluentes na atmosfera, sendo que se torna necessário o monitoramento da dispersão destes nas áreas adjacentes à usina, ou nos pontos em que o órgão ambiental legislador determinar, a saber:

- *Partículas Totais em Suspensão*
Média anual de 80 µg/m³ de ar.
Média diária de 240 µg/m³ de ar, não excedida mais de uma vez por ano.
- *Partículas Inaláveis*
Média anual de 50 µg/m³ de ar.
Média diária de 150 µg/m³ de ar, não excedida mais de uma vez por ano.
- *Dióxido de Enxofre*
Padrão Secundário
Média anual de 40 µg/m³ de ar.
Média diária de 100 µg/m³ de ar, não excedida mais de uma vez por ano.
- *Monóxido de carbono*
Média de 8 horas de 10.000 µg/m³ de ar (9 ppm), não excedida mais de uma vez por ano.
Média de 1 hora de 40.000 µg/m³ de ar (35 ppm), não excedida mais de uma vez por ano.
- *Dióxido de Nitrogênio*
Média anual de 100 µg/m³ de ar.
Média de 1 hora de 190 µg/m³ de ar.

Considerando as altas taxas de concentração de enxofre e cinzas no óleo combustível e no carvão mineral, que são utilizados como combustíveis em alguns processos de cogeração, foram estabelecidos pela Resolução CONAMA nº. 008/1990 os limites máximos de emissão dos poluentes Dióxido de Enxofre (SO₂) e de particulados totais (particulados + HC), por processos de combustão externa (essencialmente as caldeiras) da seguinte forma.

- **Para novas fontes com potência igual ou inferior a 70MW**

- Áreas Classe I

- Partículas Totais: 120 g/Gcal.

- Dióxido de Enxofre (SO₂): 2.000 g/Gcal.

- Áreas Classe II e III

- Partículas Totais: 350 g/Gcal (para óleo combustível) e 1.500 g/Gcal (para carvão mineral).

- Dióxido de Enxofre (SO₂): 5.000 g/Gcal (para óleo combustível e carvão mineral).

- **Para novas fontes com potência superior a 70MW**

- Áreas Classe I

- Nestas áreas não será permitida a instalação de novas fontes fixas com este porte.

- Áreas Classe II e III

- Partículas Totais: 120 g/Gcal (para óleo combustível) e 800 g/Gcal (para carvão mineral).

- Dióxido de Enxofre (SO₂): 2.000 g/Gcal (para óleo combustível e carvão mineral).

As classes a que se referem os limites acima são definidas de acordo com sua utilização:

Classe I: Áreas de preservação, lazer e turismo, tais como Parques Nacionais e Estaduais, Reservas e Estações Ecológicas, Estâncias Hidrominerais e Hidrotermais. Nestas áreas deverá ser mantida a qualidade do ar em nível o mais próximo possível do verificado sem a intervenção antropogênica.

Classe II: Áreas onde o nível de deterioração da qualidade do ar seja limitado pelo padrão secundário de qualidade (são as concentrações de poluentes abaixo das quais se prevê o mínimo efeito adverso sobre o bem-estar da população, assim como o mínimo dano à fauna, à flora, aos materiais e ao meio ambiente em geral).

Classe III: Áreas de desenvolvimento onde o nível de deterioração da qualidade do ar seja limitado pelo *padrão primário* de qualidade (são as concentrações de poluentes que, ultrapassadas, poderão afetar a saúde da população).

Para outros combustíveis, tanto o enquadramento das áreas *Classe I e III* quanto os limites máximos de emissão dos poluentes Dióxido de Enxofre (SO₂) e de particulados são de competência dos Órgãos Estaduais de Meio Ambiente.

Nos estudos de implantação de uma central cogeneradora, deve-se estimar a emissão gasosa da planta, no intuito de manter o empreendimento enquadrado aos valores máximos permitidos pela legislação ambiental vigente. Existem diversas metodologias para obter-se estimativas do nível de emissões de um processo de queima e geração elétrica, baseados principalmente na composição química do combustível (presença de carbono e enxofre, por exemplo) e em parâmetros relacionados ao processo de queima (estequiometria da mistura, por exemplo). Podemos observar valores típicos de emissão de poluentes de acordo com o combustível e a tecnologia utilizada, conforme a *tabela 3-6* abaixo.

Sistema	Combustível	Eficiência elétrica (%)	CO₂	CO	NO_x	HC	SO_x	Particulados
<i>Emissões específicas (g/kWhe)</i>								
<i>Motor Diesel</i>	Diesel (0,2% de S)	35	738	4,08	12	0,46	0,9	0,32
	Duplo ⁽¹⁾		593	3,81	8	3,95	0,1	0,04
<i>Motor a Gás</i>	Gás natural	53	577	2,8	1,9	1	~0	~0
<i>Turbina a Gás</i>	Gás natural	25	808	0,13	2,1	0,1		0,07
	Diesel (0,2% de S)		1033	0,05	4,4	0,1	0,9	0,18
<i>Turbina a Gás (low NO_x)</i>	Gás natural	35	577	0,03	0,5	0,05	~0	0,05
<i>Turbina a vapor</i>	Carvão	25	1406	0,26	4,5	0,07	7,7	0,65
	Óleo combustível		1100	~0	1,9	0,07	5,2	0,65
	Gás natural		808	~0	1,3	0,26	0,5	0,07
<i>Célula a combustível (PAFC)</i>	Gás natural	40	505	0,03	~0	0,05	~0	~0

⁽¹⁾ 90% de gás natural e 10% de diesel

Tabela 3-6 - Valores típicos de emissões gasosas por sistemas de cogeração (COGEN Europe, 2001)^[7].

Com relação às emissões de centrais cogeneradoras, a legislação ambiental brasileira não prevê limites para os poluentes CO₂, CO, NO_x e HC, apenas para particulados totais e dióxido de enxofre, referentes à utilização de óleo combustível e carvão mineral em plantas de combustão externa, ou seja, as centrais que utilizam caldeira e turbina a vapor. Apesar disso, são estabelecidos limites de

concentração na atmosfera para os particulados, SO₂, CO e NO_x, que devem ser monitorados em pontos específicos na área de influência da central geradora, levando em consideração a altura da chaminé, a incidência de ventos, a vegetação e o relevo da região.

Diante disso, dependendo da tecnologia utilizada, poderá haver a necessidade da adoção de medidas mitigadoras para a redução de emissões (com a consequente provisão de custos), como um sistema de tratamento de gases de exaustão ou alterações nos parâmetros do processo de queima do combustível. As restrições apontadas pela legislação ambiental também poderão inviabilizar a implantação de determinados empreendimentos, como é o caso das áreas de “*classe I*”, seja por proibição ou por limites de emissões muito baixos não alcançáveis por determinadas tecnologias ou combustíveis.

4 METODOLOGIA PARA ANÁLISE ECONÔMICA

Conforme cita BALESTIERI (2002)^[4], desde a idealização de uma planta de cogeração até a sua efetiva implantação, destacam-se três fases: estudo de viabilidade, projeto básico e projeto executivo.

Neste trabalho, nos concentraremos na realização da primeira fase – o estudo de viabilidade. Este deve conter os aspectos iniciais do projeto, sua motivação e os objetivos pretendidos, agregando as informações iniciais necessárias ao planejamento. Nesta fase, são realizados o levantamento das demandas para definição do porte da central cogeneradora, os estudos de mercado, o suprimento de combustível, o ponto de conexão à rede elétrica, a localização e os estudos de engenharia/ ambientais. De posse desses elementos, são geradas diversas alternativas a serem estudadas, a fim de selecionar-se a que mais atende ao objetivo pretendido.

De uma maneira geral, nos estudos de viabilidade são confrontadas duas alternativas de fornecimento de energia elétrica e térmica: pelos métodos convencionais, sem cogeração, e por meio da produção combinada destas formas de energia, ou seja, por cogeração. Das alternativas selecionadas, devem ser analisados com igual importância os aspectos técnicos, econômicos e legais.

Segundo NOGUEIRA (2004)^[10], “para a sociedade a cogeração representa as vantagens comuns ao emprego racional dos recursos energéticos, inclusive quanto aos aspectos ambientais, a diversificação na matriz energética e a descentralização quanto ao fornecimento de energia. Entretanto, para a concessionária de energia elétrica nem sempre um projeto de cogeração apresenta interesse, já que corresponde a uma redução de seu mercado e eventualmente, imposições de caráter normativo para a interconexão e intercâmbio de energia com um autoprodutor. Ainda assim, muitas vezes é possível identificar vantagens econômicas associadas à cogeração para concessionárias, por exemplo, em função da postergação de investimentos em capacidade e melhoras na confiabilidade, na coordenação das atividades de manutenção e no fator de carga. Quantificar economicamente estes efeitos da cogeração depende em grande parte de se conhecer o marco legal e normativo que regula as relações entre a concessionária e o cogrador, bastante variáveis em cada contexto. Em função dos distintos conceitos, para cada ponto de vista pode corresponder um valor ótimo de capacidade a instalar no sistema de cogeração.

Por outro lado, para a execução de um projeto de cogeração, são determinantes os aspectos econômicos do ponto de vista do autoprodutor, pois é ele quem em definitivo desenvolve e empreende a atividade. Neste sentido, para o estudo de casos específicos, os procedimentos usualmente adotados são a determinação dos indicadores convencionais de viabilidade, como o custo distribuído (CD), o valor presente (VP) e taxa interna de retorno (TIR) e em alguns casos, a determinação do custo do kWh cogorado (...)

Como esboço, podemos avaliar uma aplicação da cogeração na *figura 4-1*, sob os aspectos econômicos dos custos energéticos da operação. Trata-se de um consumidor com demanda elétrica e térmica (calor e frio), ao longo do ano. Analisemos a *figura 4-1*; a linha “d” representa, para a alternativa convencional, o custo da eletricidade adquirida da rede para o atendimento das demandas térmicas de calor e frio. Partindo-se agora para o auto-suprimento, observa-se que o custo da eletricidade em ciclo simples, representado pela linha “e”, em princípio seria uma alternativa de alto custo de operação. De fato, isto ocorre quando as demandas térmicas são atendidas pela eletricidade produzida. Entretanto, ao utilizar-se a **cogeração**, são descontados do custo representado pela linha “e”, o custo evitado do aquecimento (linha “b”) e da refrigeração (linha “a”), resultando da linha “c”.

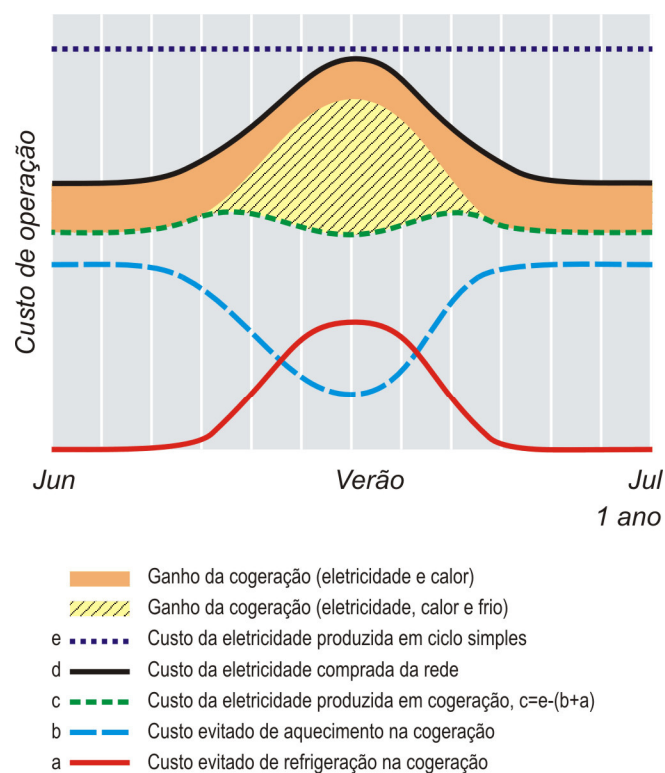


Figura 4-1 Economia gerada por uma planta de cogeração (*Wärtsilä, 2004*).

A economia gerada pela cogeração “c” frente ao consumo exclusivo da rede elétrica “d” é mostrada pela área laranja entre as duas curvas.

O objetivo deste trabalho não é execução de exaustivas verificações econômicas para alternativas de implantação de um novo projeto de cogeração, mas sim apresentar ao investidor os principais elementos necessários ao estudo de viabilidade de uma planta de cogeração, incluindo análises quanto aos aspectos legais e regulatórios do empreendimento, inclusive com relação à sua

conexão ao sistema elétrico. Em complementação, será efetuada a confrontação entre três principais alternativas ao suprimento da carga estudada, comparando-se a utilização de combustíveis para a produção de vapor e a produção de eletricidade e vapor em processo de cogeração com a produção de vapor via caldeira elétrica.

4.1 Critérios de seleção dos sistemas de cogeração

A adequada seleção de um projeto de cogeração é primordial ao retorno econômico que se busca na idealização do empreendimento. É nesta fase que se aflora a estratégia, onde o erro ou acerto inicial determinará toda a vida do projeto. O fato é que, para o atendimento das demandas térmica e eletromecânica de um dado processo, existem inúmeras soluções, sejam elas economicamente, tecnicamente, comercialmente ou legalmente viáveis; entretanto é necessário que se satisfaça simultaneamente a todas estas condições. A melhor solução será a que melhor desempenhar a tarefa de suprir as necessidades do investidor. Desta forma, existem importantes variáveis a se considerar na análise de um projeto de cogeração:

- relação de demanda calor/ eletricidade;
- regime operativo da central;
- porte do empreendimento;
- custo da energia térmica;
- custo da energia elétrica;
- custo da tecnologia;
- desempenho da tecnologia;
- ponto de conexão à rede;
- importação/ exportação de eletricidade;
- modo de contratação de compra/ venda da eletricidade;
- disponibilidade de combustível;
- aspectos legais e regulatórios/ impacto ambiental;
- qualidade da energia elétrica (cogeração/ rede elétrica);
- confiabilidade dos sistemas (cogeração/ rede elétrica).

Basicamente, os dados de entrada preponderantes na escolha do sistema de cogeração mais adequado são a relação entre as demandas térmica e elétrica e o fator de capacidade¹² da instalação (ver pág. 47). Neste sentido, é muito importante que se faça a análise das demandas de um processo ao longo das horas do dia bem como dos dias do ano (vide exemplo no *gráfico 4-1* abaixo, utilizado no estudo de caso do *capítulo 5*), de onde vai se determinar a tecnologia utilizada, a necessidade de interligação com a rede para o intercâmbio de eletricidade ou a instalação de um acumulador de calor ou de queima suplementar para picos de demanda térmica. Como se pode observar existem inúmeras possibilidades de arranjos tecnológicos e de estratégias operativas.

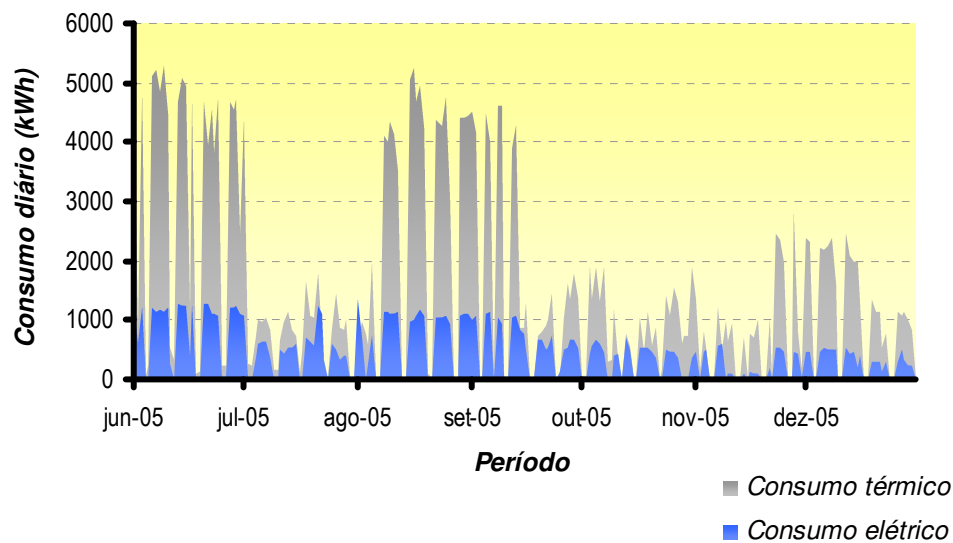


Gráfico 4-1 Exemplo de demandas simultâneas: consumo diário do Restaurante Universitário da UnB.

De maneira geral a principal característica econômica que envolve os empreendimentos termelétricos é o seu regime operativo (ou fator de capacidade). No regime de base, com alto fator de capacidade, espera-se uma planta com o menor consumo de combustível possível, o que implica um maior investimento de instalação. Em regimes de baixo fator de capacidade, como a operação em ponta, deve-se buscar uma tecnologia com o menor investimento de instalação para que haja o retorno econômico esperado, que em consequência será menos eficiente em relação ao consumo de combustível. Para cada regime operativo há uma diferente estratégia de investimentos, em que é feito o balanço entre o custo de aquisição da planta e o custo de combustível/ eletricidade.

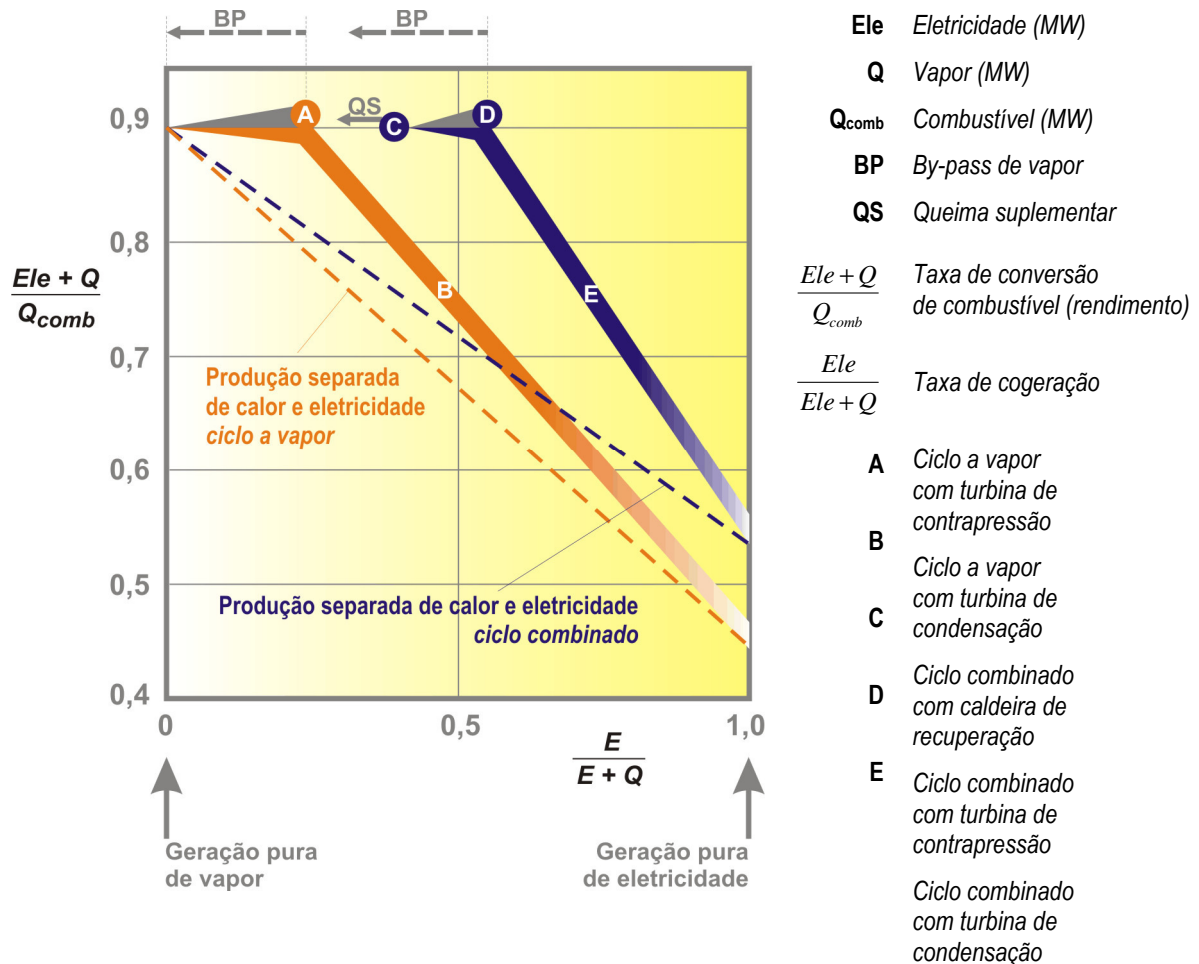


Figura 4-2 Faixa operativa de diferentes sistemas de cogeração (ROHRER, ABB, 1995)^[19].

A figura 4-2 compara as alternativas para o suprimento das demandas de vapor e eletricidade, com a cogeração e com a produção em separado das utilidades. No eixo horizontal apresenta-se a “taxa de cogeração”, ou a relação entre a produção de eletricidade e a produção de vapor mais eletricidade, e no eixo vertical a “taxa de conversão do combustível”, ou o rendimento global da planta. Conforme apresentado no item 2.4.4, podemos observar que, para um dado rendimento, o ciclo combinado apresenta uma maior taxa de cogeração que um ciclo a vapor simples, por possuir um rendimento elétrico mais elevado.

Outra importante observação é que, para cada valor da relação entre vapor e eletricidade, corresponde um valor diferente de rendimento, ou seja, quanto maior é a taxa de cogeração, menor o rendimento global da planta. Isso é causado pelo fato de que a conversão do combustível em calor apresenta elevadas eficiências (da ordem de 90%), ao contrário da sua conversão em eletricidade. Entretanto, devemos nos lembrar do conceito de exergia, mostrado no *item 2.3*, que observa o caráter qualitativo dos fluxos energéticos. Neste conceito, derivado da segunda Lei da Termodinâmica, as diferentes formas de energia apresentam-se umas “mais valiosas” do que as outras, em função da sua maior capacidade de realizar trabalho, de onde temos como exemplo o calor como energia de baixo valor em relação à eletricidade. Apesar de necessário, este conceito não está explícito na visão tradicional de análise termoeconômica.

Sistema de cogeração	Potência elétrica	Fator de disponibilidade	Eficiência elétrica (%)		Eficiência total	Eletricidade / calor
	MW		%	carga 100%		
Turbina a vapor	0,5-100*	90-95	14-35	12-28	60-85	0,1-0,5
Turbina a gás	0,1-100	90-95	25-40	18-30	60-80	0,5-0,8
Ciclo combinado	4-100*	77-85	35-45	25-35	70-88	0,6-2,0
Motor Diesel	0,07-50	80-90	35-45	32-40	60-85	0,8-2,4
Micro-sistema com motor alternativo	0,015-2	80-85	27-40	25-35	60-80	0,5-0,7
Célula a combustível	0,04-50	90-92	37-45	37-45	85-90	0,8-1,0

* O valor de 100 MW é um limite usual para aplicações industriais. Os sistemas deste tipo também podem se apresentar em maiores capacidades.

Tabela 4-1 Características técnicas dos sistemas de cogeração (COGEN Europe, 2001)^[7].

Como já observado, a relação entre as demandas de eletricidade/calor é um dos fatores mais importantes na escolha do sistema de cogeração mais apropriado ao processo, afim de que não haja faltas nem excessos de calor ou de eletricidade. A partir da curva de carga (ver a *tabela 4-1* acima) de um determinado processo, são definidas as capacidades dos sistemas de produção de calor e eletricidade. Deste ponto parte-se então para a escolha da tecnologia mais adequada ao processo, considerando a relação de produção entre eletricidade e calor, a disponibilidade do sistema, a eficiência (ou custo de combustível) e o custo de implantação, conforme apresentado na *tabela 4-1*.

4.2 Avaliação econômica de projetos de energia

O objetivo desta Dissertação é justamente o de reunir as informações e instrumentos necessários à análise de projetos, para o auxílio na tomada de decisão sobre investimentos em cogeração. Com isso, será agregada ao estudo neste momento uma ferramenta de avaliação econômica, desenvolvida por CARVALHO (2004)^[17], plenamente adequada à análise custo-benefício de projetos de energia.

Essa ferramenta tem como ponto forte a sua flexibilidade, permitindo ainda a incorporação dos fatores de riscos e custos ambientais de maneira simples, bem como permite a comparação das alternativas independentemente da vida útil do empreendimento considerado, e será apresentada no texto a seguir:

Uma avaliação econômica será válida na medida em pudermos quantificar o custo de um mesmo produto ou serviço em suas várias alternativas de produção ou execução, que neste caso são a energia elétrica e térmica geradas. Para a comparação entre duas ou mais tecnologias, as metodologias tradicionais requerem que a potência instalada e o tempo de análise sejam comuns às alternativas, de forma a garantir o mesmo benefício. Desta forma, repete-se o fluxo de caixa num número inteiro de vezes até se alcançar um múltiplo comum entre as vidas das alternativas consideradas.

Contudo, esse número poderá ser muito elevado, tornando a análise demasiadamente trabalhosa. A comparação, por exemplo, de duas tecnologias de vidas relativamente curtas, com vidas úteis de sete e oito anos respectivamente, precisaria de um horizonte de 56 anos de análise para assegurar a equivalência das alternativas consideradas. Essa dificuldade se agrava se considerarmos que, em geral, a vida útil de uma tecnologia não é conhecida com precisão e que, por vezes, desejamos alterá-la ao fim da análise para avaliar a sensibilidade do resultado como função desse parâmetro. Além das dificuldades apontadas, freqüentemente desejamos comparar o custo da produção de energia com a tarifa de energia elétrica de uma concessionária cujo tempo de fornecimento pode ser considerado muito grande ou, em termos práticos, infinito.

Para o início da apresentação desta metodologia, serão feitas considerações quanto ao fluxo de caixa de um empreendimento. Numa distribuição típica dos custos de um empreendimento energético, os custos distribuídos são modelados através de Fluxos de Caixa uniformes. Tal modelo se aplica, sem grande perda de generalidade, uma vez que podemos sempre calcular, com pequeno esforço adicional, o fluxo uniforme equivalente a um outro fluxo mais complexo qualquer.

A figura 4-3 representa com pouca simplificação o Fluxo de Caixa real ao longo da vida de uma instalação para produção ou economia de energia, onde:

I é o Investimento Inicial

CM é o Custo de Manutenção e Operação

CC é o Custo do Insumo Energético (Combustível)

VS é o Valor do Subproduto

R é o Valor Residual do investimento ao fim da vida útil da instalação

V é a Vida Útil da Instalação

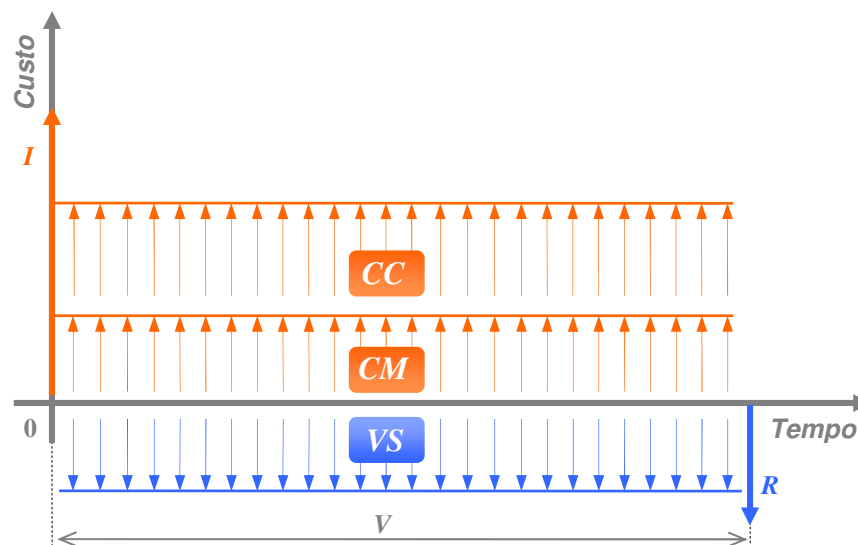


Figura 4-3 Fluxo de Caixa de um Empreendimento Energético.

Nesse Fluxo de Caixa, projeta-se o Investimento Inicial para uma data futura ao fim de um tempo de construção e de instalação. Assim procedendo, estimamos o valor do Investimento Inicial, como sendo o Valor Futuro relativo ao custo do equipamento, somado ao Valor Futuro equivalente à série uniforme dos custos de instalação. Esse último custo deve refletir eventuais custos ambientais decorrentes do impacto causado ao meio ambiente pela

instalação da tecnologia. Nesta fase de análise do empreendimento diversas informações imprecisas dependem fortemente de cenários especulativos, tornando o exagero de esmero na modelagem dos custos de pouca valia.

De posse do fluxo de caixa da figura anterior, propõe-se que a análise comparativa seja sempre feita em um tempo infinito, com reposições sucessivas ao final da vida útil (v), para todas as alternativas consideradas. Essa abordagem simplifica as equações, em uma série infinita com razão menor que a unidade, na qual os últimos termos têm peso desprezível.

Assim, o Fluxo de Caixa da *figura 4-3* pode ser decomposto em dois outros, sendo o primeiro uma série uniforme de valor $CC + CM - VS$, e o segundo um investimento inicial I aplicado no tempo zero, somado a uma série uniforme de valores $I - R$. A série uniforme equivalente à soma destas duas composições de fluxo de caixa corresponde ao Custo Distribuído Total (CD_{Total}).

$$CD_{Total} = CC + CM - VS + I \cdot i + \frac{(I - R) \cdot i}{(1 + i)^v - 1} \quad (eq. 4.2.a)$$

De posse do CD_{Total} , temos agora que calcular a energia produzida (En), em [kWh], pela alternativa estudada, que no período de um ano será igual à Potência Instalada (PI) em [kW], vezes o número de horas de um ano (8760 horas), corrigido pelo Fator de Capacidade (FC) (*ver nota n.º. 12, pág. 47*), conforme a *equação (4.2.b)*. O Fator de Capacidade pode ser definido como sendo a razão entre a energia efetivamente gerada ao longo de um ano e aquela que seria produzida se a instalação operasse a plena carga no mesmo período.

$$En = PI \cdot FC \cdot 8760 \quad (eq. 4.2.b)$$

Neste modelo, conforme cita CARVALHO (2004)^[17], a razão entre as expressões (4.2.a) e (4.2.b), isto é, o Custo Distribuído Anual Total sobre a Energia Anual Produzida, é o principal indicador oferecido, ao passo que permite a comparação de alternativas de geração ou de economia de energia com sucessivas reposições ao fim da vida útil de cada uma. Esse indicador avalia o custo da energia produzida ao ano, e tem a vantagem adicional de permitir uma comparação direta com os preços da energia praticados pelas concessionárias de energia elétrica.

$$C/B = \left(CC + CM - VS + I \cdot i + \frac{(I - R) \cdot i}{(1 + i)^v - 1} \right) \cdot \frac{1}{PI \cdot FC \cdot 8760} \quad (\text{eq. 4.2.c})$$

Onde:

C/B é a relação Custo/Benefício em [\$/kWh]

CC é o Custo Anual do Insumo Energético em [\$/ano]

CM é o Custo de Manutenção Específico em [\$/ano]

VS é o Valor do Subproduto Específico em [\$/ano]

R é o Valor Residual em [\$/]

I é o investimento inicial em [\$/]

FC é o Fator de Capacidade

V é a vida [anos]

PI é a Potência Instalada em [kW]

i é a taxa de juros [aa]

Nesta equação, a relação **C/B** de um Empreendimento Energético é expressa de forma ampla com poucas restrições. No entanto é conveniente detalhar os parâmetros que compõem essa análise e, particularizá-la, quando for o caso, para as aplicações mais comuns e de interesse mais freqüente.

Custo Anual do Insumo Energético

No caso a ser estudado, este insumo é o combustível utilizado, estimado como sendo proporcional à energia produzida. Desta forma, denominando Preço Específico do Combustível por **PEC** em [US\$/kg], o Poder Calorífico Inferior do Combustível por **PCI** em [kWh/kg] e o Rendimento do Equipamento Gerador de Energia por **η**, chega-se à expressão:

$$CC = \frac{PEC \cdot PI \cdot FC \cdot 8760}{\eta \cdot PCI} \quad (\text{eq. 4.2.d})$$

Quando o insumo se tratar de Energia Elétrica, devemos substituir na expressão anterior, onde **PEE** é a tarifa de energia elétrica em [US\$/kWh], obtendo-se:

$$CC = \frac{PEE \cdot PI \cdot FC \cdot 8760}{\eta} \quad (\text{eq. 4.2.e})$$

Custo Anual de Manutenção

Esse custo se deve a gastos com reparos decorrentes do funcionamento da instalação, além dos custos rotineiros de manutenção. Também aí devem estar incluídos eventuais gastos com prevenção ou mitigação de danos causados ao meio ambiente. O custo de manutenção pode ser estimado como sendo um custo fixo, proporcional ao do investimento inicial, por ano de operação. Alternativamente pode-se estimá-lo como um custo variável, proporcional à energia anual produzida. Adotando aqui essa última abordagem temos para o Custo de Manutenção a seguinte expressão, onde **CEM** é o Custo de Manutenção Específico dado em [US\$/kWh].

$$CM = CEM \cdot PI \cdot FC \cdot 8760 \quad (\text{eq. 4.2.f})$$

Valor Anual do Subproduto

No caso de cogeração a ser estudado, o vapor será considerado um subproduto de valor econômico. O Valor Anual do Subproduto poderá também refletir eventuais impactos positivos causados ao meio ambiente ou à sociedade, assim como a geração de emprego e o crédito de carbono. A hipótese de que o Valor do Subproduto seja proporcional à energia anual produzida é bastante realista na maioria dos casos. Definimos, portanto, o Valor Anual Específico do Subproduto, **VES** como sendo a razão entre o Valor Anual do Subproduto e a Produção Anual de Energia, chegando então a:

$$VS = VES \cdot PI \cdot FC \cdot 8760 \quad (\text{eq. 4.2.g})$$

Vida Útil Efetiva

A Vida Útil costuma depender fortemente do Fator de Capacidade da instalação. Frequentemente a vida útil da instalação aumenta na proporção inversa do **FC**, já que, com menor utilização, em geral temos menor desgaste e ampliação de sua vida efetiva. Essa hipótese não se verifica indistintamente para qualquer instalação, embora seja frequentemente uma boa aproximação. Definindo Vida Útil Efetiva, **vE**, como sendo o inverso do Fator de Capacidade **FC** multiplicado a vida útil da instalação calculada para a plena utilização, temos:

$$vE = \frac{v}{FC} \quad (\text{eq. 4.2.h})$$

Valor Residual

Ao final da vida útil se atribui a uma instalação um Valor Residual (R) como sendo um percentual do seu Investimento Inicial. Não é um parâmetro de fácil estimativa. Os números apresentados pela literatura especializada, pelos fabricantes e pelos usuários da tecnologia freqüentemente divergem. No entanto, o Valor Residual claramente deve ser considerado quando, ao fim da vida útil, partes da planta inicialmente instalada encontram-se em bom estado de conservação.

Desta forma, agregando-se as hipóteses e considerações apresentadas desde a equação (4.2.c), obtemos uma expressão de grande interesse para o cálculo da relação Custo/Benefício:

$$C/B = \frac{PEC}{\eta \cdot PCI} + CEM - VES + \left(I \cdot i + \frac{(I - R) \cdot i}{(1 + i)^{\frac{v}{FC}} - 1} \right) \cdot \frac{1}{FC \cdot PI \cdot 8760} \quad (eq. 4.2.i)$$

4.2.i)

Onde:

PEC é o Preço Específico do Combustível (Insumo Energético) [\$/kg]

PCI é o Poder Calorífico Inferior do Combustível em [kWh/kg]

η é o Rendimento do Equipamento Gerador de Energia

CEM é o Custo de Manutenção Específico em [\$/kWh]

VES é o Valor do Subproduto Específico em [\$/kWh]

Ressalta-se que nem todas as simplificações feitas na equação (4.2.i) são necessariamente adequadas para qualquer empreendimento, onde na equação (4.2.c) podemos montar a expressão específica para o empreendimento cuja Análise Custo/Benefício se deseje realizar.

Riscos

O risco envolvido em determinada tecnologia também pode ser contabilizado durante a avaliação econômica na forma de Seguro contra falha, acidente ou dano ambiental, por exemplo. Uma vez quantificado esse custo, podemos incluí-lo juntamente com os demais custos fixos considerados no Fluxo de Caixa.

Análise em Condições Limites

A Análise das Condições Limites da viabilidade (*Break Even Point*) é uma abordagem que permite estimar o valor que deve assumir um determinado parâmetro para que a viabilidade econômica da alternativa considerada se verifique, mantidos fixos os demais parâmetros. Tal estratégia é conveniente quando desconhecemos o valor de algum parâmetro necessário à análise usual. Nesse caso arbitramos que o Custo Distribuído Total deva ser inferior a determinado limite e calculamos o valor máximo ou mínimo que pode assumir o parâmetro selecionado, de forma a atender à condição imposta.

Análise de Sensibilidade

Basicamente, para uma determinada tecnologia e um determinado cenário econômico, a Análise de Sensibilidade consiste em relacionar a variação da relação *C/B* causada pela perturbação de determinado parâmetro que compõe o custo. Essa análise é muito rica, pois indica os parâmetros cuja variação mais influencia a eficiência econômica do empreendimento. Essa análise permite ainda estimar o gradiente da função Custo/Benefício multidimensional em um processo de otimização. Identificados os parâmetros de maior sensibilidade, podemos construir cenários prospectivos mais relevantes, bem como indicar os parâmetros-chave cuja garantia deve ser cobrada de fabricantes, em contratos de manutenção, em condições de fornecimento de insumos e nos critérios de operação da planta. Tal análise pode ser facilmente realizada quando se tem uma expressão explícita para o custo, como nas equações (4.2.c) ou (4.2.i).

Para a aplicação deste modelo de análise econômica nos casos de cogeração a serem estudados, será utilizado um software, desenvolvido em ambiente *MatLab*, que proporciona uma rápida verificação da relação *C/B* em função dos diversos parâmetros observados.

4.3 O rateio econômico na cogeração

O custeio das utilidades co-geradas, conforme cita FERNANDES FILHO, J. D.¹⁶, é um assunto pouco difundido na literatura, freqüentemente desconhecido até pelos empreendedores, ensejando improvisações e riscos comerciais comprometedores.

A origem deste desconhecimento é fundada na medida em que as utilidades oriundas de um processo de cogeração (energia eletromecânica e térmica) são obtidas, em conjunto, de forma econômica. Entretanto, esta generalização poderá estar ocultando uma fonte de ineficiência econômica, caso uma das utilidades esteja sendo obtida a um valor relativamente elevado se comparado com a obtenção da mesma de forma convencional, em separado. Sendo assim, é conveniente que se faça corretamente o rateio dos custos de obtenção de cada utilidade.

Na avaliação e comparação entre os ciclos de cogeração, a fim de se definir o rateio dos índices econômicos entre as utilidades, destacam-se duas metodologias de alocação dos custos operativos:

- rateio na proporção energética entre as utilidades, ou **Net Heat to Process (NHP)**;
- rateio marginalista, ou **Fuel Chargeable to Power (FCP)**.

No estudo para implantação do sistema de cogeração a ser desenvolvido neste trabalho, considera-se o método *Fuel Chargeable to Power (FCP)*, que se mostrou o mais adequado, dado a especificidade da planta que já possui as instalações de produção de vapor e o respectivo histórico de consumo energético, ao qual será agregada então a produção de eletricidade.

¹⁶ FERNANDES FILHO, J. D., eng. da Agência Nacional de Energia Elétrica.

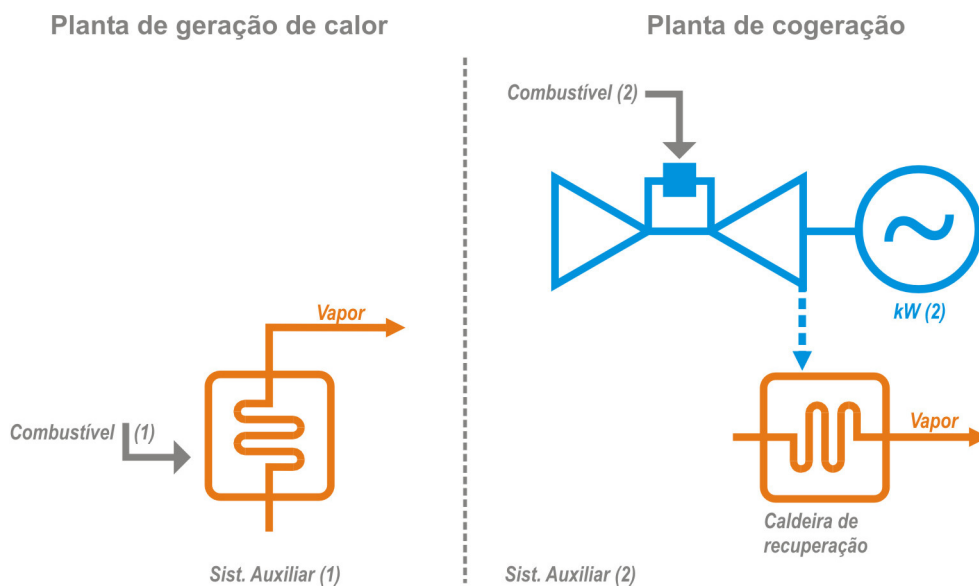


Figura 4-4 Metodologia de rateio marginalista, ou *Fuel Chargeable to Power* (GE Power Generation, 1996)^[18].

A metodologia *FCP*, conforme cita FISK e VANHOUSEN (1996)^[18], refere-se ao adicional de energia consumido na central cogeneradora e atribuído à produção de eletricidade, ao exceder a energia que seria desprendida numa caldeira hipotética e dedicada à produção em vapor para processo e equivalente à fornecida pela central cogeneradora, conforme a *figura 4-4* e a equação a seguir:

$$FCP = \frac{Combustível(2) - Combustível(1)}{kW(2) - Sist.Auxiliar(2) + Sist.Auxiliar(1)} \quad (eq. 4.3.a)$$

De outra forma, ROHRER (1995)^[19] apresenta que a parcela de combustível necessário à geração elétrica, é dada consequentemente pela diferença entre o consumo de combustível da planta de cogeração e da planta de geração de vapor. A “eficiência” da geração elétrica pode ser definida da seguinte forma:

$$\eta_P = \frac{P}{Q_{comb} - \frac{H}{\eta_{HP}}} \quad (eq. 4.3.b)$$

Onde:

- η_P = Eficiência da geração elétrica
- P = Eletricidade gerada, kW (cogeração)
- Q_{comb} = Consumo de combustível, kW
- H = Calor gerado, kW
- η_{HP} = Eficiência da geração de vapor (~0,9)

Na seqüência é apresentada a seguinte equação, em complementação à anterior, utilizada para o cálculo do custo marginal de produção da eletricidade, a fim de compararem-se os custos de capital e de operação da cogeração:

$$Y_P = \frac{(I_{CO} - I_{HP})\text{¥}}{UT.P} + \frac{Y_{comb}}{\eta_P} + \frac{U_{CO} - U_{HP}}{UT.P} + u'_{CO} - u'_{HP} \quad (\text{eq. 4.3.c})$$

Onde:

- Y_P = Custo da geração de eletricidade, \$/kWh
- Y_{comb} = Preço do combustível, \$/kWh
- I = Custos de capital, incluindo impostos e seguro, \$
- UT = Utilização equivalente, h/ano
- ¥ = Fator anual, 1/ano
- u' = Custos variáveis de operação, \$/kWh
- U = Custos fixos de operação, \$/ano
- CO = Planta de cogeração, sufixo
- HP = Planta de geração de vapor, sufixo

Com esta equação pode-se avaliar quando será econômico produzir eletricidade na própria planta ou adquiri-la da rede, i.e., quando a planta poderá produzir apenas vapor ou também eletricidade, desde que o custo da geração própria de eletricidade seja menor que adquiri-la da rede.

5 ANÁLISE PARA IMPLANTAÇÃO DA COGERAÇÃO

Decorridos todos os aspectos técnicos, econômicos e legais inerentes ao empreendimento de cogeração, será feito um estudo de caso real para implantação de uma central cogeneradora. Este estudo apresenta, ainda que de forma sucinta, a aplicação dos assuntos abordados durante o texto, envolvendo as tecnologias da cogeração e suas aplicações, a legislação pertinente aos aspectos ambientais, à interligação da central ao sistema elétrico, a contratação de energia, reserva de capacidade e venda de excedentes, a qualificação para fins de participação em políticas de incentivo e as metodologias para avaliação econômica dos sistemas de cogeração.

5.1 Caracterização do empreendimento estudado

A principal motivação desta análise surgiu através de um problema de racionalidade energética existente na Universidade de Brasília – UnB: a utilização de uma caldeira elétrica para o atendimento à demanda de vapor do seu Restaurante Universitário (RU). A provável origem desta incoerência deu-se pelo fato de que a universidade era isenta, até meados do ano de 2005, do pagamento pelo consumo de água e eletricidade, fornecidas pelas distribuidoras locais CAESB – Companhia de Água e Esgotos de Brasília e CEB – Companhia energética de Brasília. O campus universitário sofreu o “peso” de receber gratuitamente seus principais insumos, tornando-se de forma natural, porém não desejável, ineficiente no uso racional da água (eliminação de desperdícios e vazamentos) e da energia elétrica (gerenciamento do consumo, correção do fator de potência e otimização da iluminação, ar-condicionado e sistemas em geral).

Juntamente à obrigação do pagamento pelo consumo destas utilidades, veio a necessidade da otimização do uso da água e eletricidade no campus, implicando necessariamente no mapeamento das perdas e na aplicação de medidas para o uso racional dos insumos. Neste contexto, foi identificado o uso de uma caldeira elétrica para o atendimento à demanda de vapor do Restaurante Universitário (RU), o que trouxe a visível necessidade da realização de uma análise para verificação de sua racionalidade energética.



Figura 5-1 Vista externa do Restaurante Universitário da UnB (foto: UnB).

Com esta intenção e com a colaboração da Prefeitura do campus universitário da UnB, foram estudadas possibilidades para a substituição do uso de eletricidade na produção de vapor no Restaurante Universitário. O RU é destinado ao fornecimento de refeições (almoço e jantar) aos alunos, professores, visitantes e funcionários integrantes do campus universitário da UnB. Atualmente é atendida uma média de 5.000 refeições diárias, e as curvas de demanda elétrica e térmica do restaurante podem ser observadas no *gráfico 5-2*, que é o fator basilar para o desenvolvimento da análise termoeconômica a ser realizada.

O RU possui uma central de produção de vapor e água quente, composta por uma caldeira elétrica e dois grupos geradores de emergência, sendo um para o restaurante e outro para o CESPE, com as seguintes características técnicas:



Caldeira elétrica
 Vapor saturado para o RU
 Fabricante: Ata (Aalborg), 1979
 Potência: 432 kW
 Produção de vapor: 500 kg/h
 Pressão de trabalho: 10,55 kgf/cm²
 Pressão de utilização: 5,27 kgf/cm²



Grupo Gerador - RU
 Geração de emergência para o RU
 Fabricante (motor/gerador):
 MWM/ WEG
 Tensão: 380 V
 Potência: 100 kVA



Grupo Gerador - CESPE
 Geração de emergência para o CESPE
 Fabricante (motor/gerador):
 Mercedes-Benz/ Stamac
 Tensão: 380 V
 Potência (stand-by): 450 kVA
 Potência (contínua): 250 kW

A UnB é atendida por um sistema de distribuição de eletricidade em 13,8 kV, que alimenta os diversos prédios do campus mediante ramais subterrâneos. Nesta configuração, existem diversos medidores com a finalidade de faturamento junto à CEB, onde entre eles se reserva um dedicado ao

RU e outro à sua caldeira elétrica (juntamente com o CESPE, órgão da UnB). Com isso, cada medição é objeto de um diferente contrato, com demandas e preços diferenciados. De certa forma isto pode representar um ponto a favor em comparação a um contrato único, pois se otimiza os valores contratados de acordo com a curva de demanda específica de cada prédio. Entretanto este ponto merece um estudo mais apropriado, uma vez que a curva de demanda total da UnB, com o somatório de todas as cargas, tende a ser mais uniforme, o que representaria uma redução global aos contratos de demanda.

Conhecidos todos os fatores envolvidos – equipamentos existentes, curvas de demanda térmica e elétrica do RU, curvas de demanda elétrica da UnB e contratos de energia, podemos chegar à solução mais adequada para a otimização energética no fornecimento de vapor ao RU, com a finalidade de reduzir-se os custos da eletricidade adquirida da CEB. Esta análise deverá definir a necessidade ou não da substituição do sistema existente por uma central de cogeração, ou apenas por uma caldeira a combustível, dependendo da atratividade econômica de cada solução.

5.2 Soluções propostas

A operação na configuração atual do Restaurante Universitário (RU) possui basicamente demanda por vapor (eletricidade) para cocção de alimentos e por eletricidade para iluminação e acionamento de máquinas. Como se pode observar, praticamente toda (com exceção do GLP para os fogões) a sua demanda energética térmica e elétrica é suprida pela rede de distribuição da CEB, uma vez que a sua maior carga (vapor) provém de uma caldeira elétrica. Em referência à seção 2.3, podemos dizer que isso caracteriza uma irracionalidade energética, dado o baixo valor exergético do vapor frente à eletricidade.

Nesse sentido é conveniente que as demandas sejam separadas de acordo com a sua qualidade exergética, neste caso em vapor e eletricidade. Conforme já dito na seção 5.1, o restaurante possui dois pontos de medição de eletricidade, sendo um para os circuitos de iluminação e acionamento de máquinas no prédio do RU e outro para a caldeira elétrica na central de utilidades. Desta forma é possível estimar-se com certa precisão a demanda térmica de calor, baseando-se neste último medidor e no rendimento da caldeira elétrica. No entanto há um inconveniente nesta estimativa, pois o CESPE/UnB também é alimentado pelo mesmo circuito da caldeira, ou seja, para estimar a demanda da caldeira é necessário que se subtraia esta carga estranha. Isso foi feito da seguinte forma: atribuiu-se ao CESPE os valores registrados pelo medidor nos dias em que o RU esteve desativado, o que gerou uma curva média de demanda do CESPE, posteriormente subtraída dos valores registrados nos dias de operação do RU. Desta forma estimou-se a curva de demanda elétrica da caldeira, que multiplicada pelo rendimento desta resulta na demanda térmica (vapor) do RU.

Os valores de medição elétrica foram obtidos do Laboratório de Qualidade de Energia – Deptº. de Engenharia Elétrica da UnB, onde tomou-se o histórico do ano de 2005, referente às grandezas de demanda de potência ativa (kW) e reativa (kVAr) e de consumo (kWh, em ponta e fora de ponta). O gráfico 5-1 mostra a curva da demanda máxima de potência ativa e reativa do campus universitário, no ano de 2005, equivalente a 3.692 kW e 1.117 kVAr.

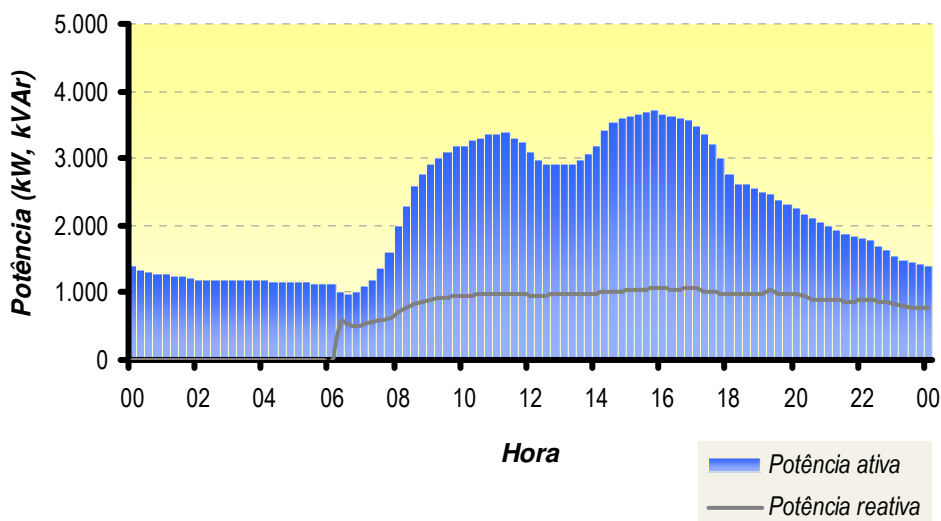


Gráfico 5-1 Curva de demanda elétrica do campus da UnB (média a cada 15 min., em 13/04/05).

O gráfico 5-2 mostra as demandas típicas de eletricidade e vapor do RU ao longo do dia, esta última calculada conforme já descrito, de acordo com o consumo de eletricidade e a eficiência da caldeira elétrica.

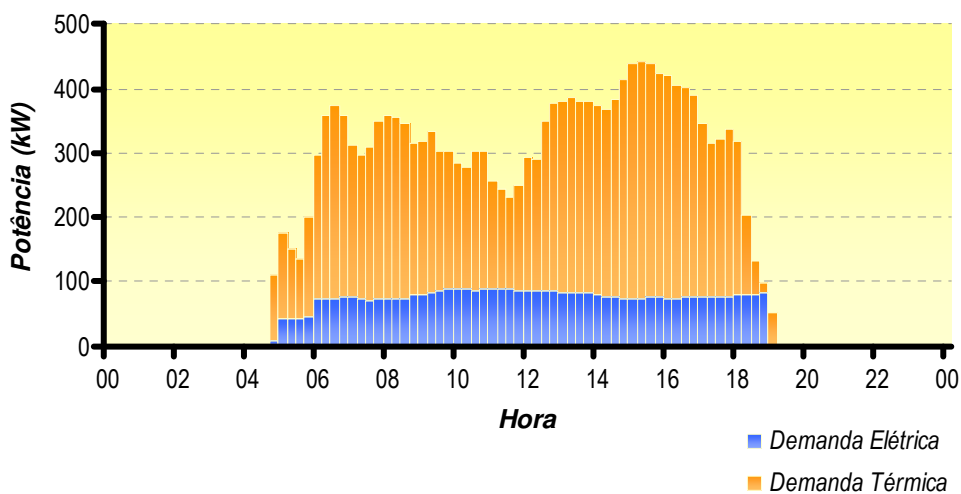


Gráfico 5-2 Curva média das demandas térmica e elétrica do RU (média a cada 15 min.).

A alternativa mais apropriada será a que melhor desempenhar a tarefa de suprir as necessidades do investidor, fundamentada no atendimento adequado às demandas térmicas e eletromecânicas, com o devido retorno econômico esperado. Um estudo de viabilidade mostrará que existem diversas alternativas que se apresentam economicamente, tecnicamente ou legalmente viáveis; no entanto somente são soluções as que satisfazem a todas estas condições simultaneamente. Neste contexto, existem importantes variáveis a se considerar na análise de um projeto, como a relação de demanda calor/ eletricidade, o regime operativo da central, o porte do empreendimento, os

custos da energia térmica e elétrica, a conexão à rede, o modo de contratação de compra/ venda da eletricidade, entre outros. Seguindo estes princípios, propõe-se que sejam estudadas as seguintes alternativas para o suprimento das demandas do RU, com a verificação de sua viabilidade econômica e legal segundo as metodologias propostas neste trabalho:

SOLUÇÃO Nº 1) CENTRAL DE COGERAÇÃO COM MOTOR A ÓLEO DIESEL

A principal motivação desta alternativa é o seu baixo investimento inicial, que consiste no estabelecimento de uma central de cogeração para o fornecimento simultâneo de vapor e eletricidade ao restaurante, em substituição à caldeira elétrica + eletricidade da CEB, que ficariam de *backup*. A configuração proposta para a central utiliza uma caldeira de recuperação que produzirá vapor a partir da rejeição térmica de um motor de combustão interna em ciclo *Diesel*, este já existente na central de utilidades do RU, atualmente como gerador de emergência. Esta caldeira de recuperação deverá suprir a totalidade da demanda térmica do RU, com características semelhantes à caldeira elétrica existente.

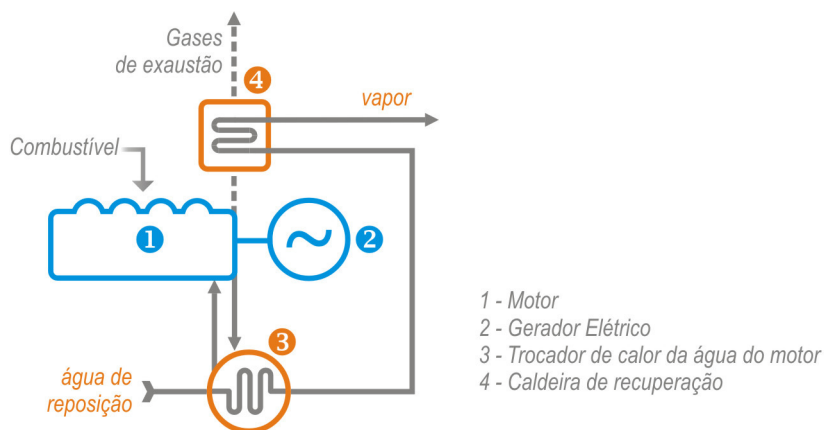


Figura 5-2 Solução nº. 1: Central de cogeração com motor a diesel + caldeira de recuperação.

De acordo com dados do fabricante, o motor existente na central de utilidades do RU possui a capacidade de 450 kVA, em *stand-by* (para situações de emergência), enquanto que sua potência em modo contínuo se reduz a 250 kW, suficiente ao atendimento do prédio do RU, cuja curva de demanda elétrica pode ser observada no gráfico 5-2.

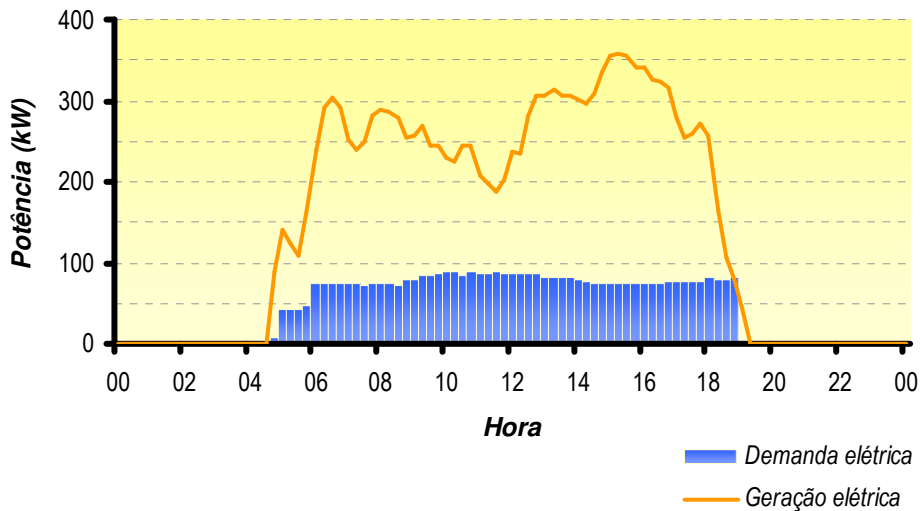


Gráfico 5-3 Geração elétrica da cogeração operando em paridade térmica, superior à demanda elétrica do RU (média a cada 15 min.).

Conforme serão apresentadas com maiores detalhes no item de análise de viabilidade econômica, a seguir, as tarifas médias de eletricidade da CEB correspondem a 0,74 R\$/kWh em horário de ponta e a 0,184 R\$/kWh em fora de ponta, resultando numa média ponderada de 0,253 R\$/kWh. O principal indicativo que definirá a operação da central cogeneradora nestes horários será o custo do combustível (óleo diesel) por kWh de eletricidade gerada, que podemos calcular de maneira simples, da seguinte forma:

$$C_{ele} = \frac{C_{comb}}{PCI \cdot \eta} \quad (eq. 5.2.a)$$

Onde:

C_{ele} = custo específico da eletricidade (R\$/kWh)

C_{comb} = custo específico do combustível (R\$/kg)

PCI = poder calorífico inferior do combustível (kWh/kg)

η = rendimento do grupo gerador (%)

Aplicando a eq. 5.2.a ao preço do diesel em 2,05 R\$/kg, com PCI de 11,86 kWh/kg, utilizando um grupo gerador com rendimento de 35%, resulta num custo de 0,49 R\$/kWh da eletricidade gerada.

Esse resultado mostra que o custo do combustível é superior à tarifa de eletricidade em horários fora de ponta e inferior em horários de ponta, o que indica um regime operativo da central em paridade térmica durante a utilização de vapor, e à plena carga nos horários de ponta. Fazendo a

operação da central cogeneradora em paridade térmica, ou seja, de acordo com a curva de demanda de vapor do RU, a geração elétrica equivalente, mostrada no *gráfico 5-3*, seria suficiente para o atendimento da demanda elétrica do RU, ainda com excedente a ser exportado ao campus universitário. Entretanto, considerando a razão eletricidade/calor de 0,8 para esta central, nos momentos em que a carga térmica ultrapasse os 312,5 kW (limite do motor), torna-se necessária a entrada de uma queima suplementar para o pleno atendimento à demanda de vapor. Nesta alternativa, devido ao alto preço do combustível óleo diesel, não seria conveniente a geração pura de eletricidade fora do horário de uso do vapor, salvo nos horários de ponta – hipótese a ser confirmada na análise econômica.

Desta forma o RU ganharia sua autonomia térmica e elétrica, não havendo a necessidade de contratar-se demanda com a CEB para a antiga caldeira elétrica (agora de reserva) e para o prédio do RU, mas apenas a reserva de capacidade e a respectiva energia associada para os casos de falta da central de cogeração. Além disso, a energia excedente também proporcionaria uma redução no contrato de demanda em outro ponto de consumo da UnB.

Nesta solução, apesar da motivação do baixo investimento inicial, deve-se levar em consideração que o motor seria subdimensionado à demanda térmica do Restaurante, havendo a necessidade de queima suplementar.

SOLUÇÃO Nº 2) CENTRAL DE COGERAÇÃO COM MOTOR A GÁS NATURAL

Uma segunda alternativa seria semelhante à anterior, porém com a utilização de um motor a gás natural (em ciclo *Otto*) ao invés do motor a diesel hoje existente em emergência. A motivação é o baixo custo do insumo energético – o gás natural, fato que poderia proporcionar a operação contínua da central de cogeração, ou seja, em paridade elétrica ao invés de térmica, onde toda a eletricidade produzida seria consumida pelas cargas da UnB. A configuração é a mesma mostrada na *figura 5-2*, porém com um motor que atenda plenamente à demanda de vapor sem a necessidade de queima suplementar, de aproximadamente 400 kW de potência em regime contínuo. Da mesma forma que na alternativa anterior, a caldeira de recuperação deverá suprir a totalidade da demanda térmica do RU, com capacidade em torno de 450 kW.

Para forma que na *solução n.º 1*, o custo do combustível para a operação da central deve ser confrontado com as tarifas de energia elétrica praticadas pela CEB, como um indicativo que definirá o regime operativo da central cogeneradora.

Aplicando a *eq.5.2.a* ao preço do gás natural, em 1,605 R\$/kg, com *PCI* de 16,24 kWh/kg, utilizando um grupo gerador com rendimento de 35%, resulta num custo de 0,28 R\$/kWh da eletricidade gerada. Este valor é inferior às tarifas de energia elétrica nos horários de ponta e superior nos horários fora de ponta, indicando a conveniência do regime operativo da central cogeneradora de acordo com o caso anterior, em paridade térmica durante a utilização de vapor, e à plena carga nos horários de ponta.

Assim, o RU ganharia sua autonomia térmica e elétrica, não havendo a necessidade de contratar-se demanda com a CEB para a antiga caldeira elétrica (agora de reserva) e para o prédio do RU, mas apenas a reserva de capacidade e a respectiva energia associada para os casos de falta da central de cogeração. A energia excedente proporcionaria uma redução no contrato de demanda em outro ponto de consumo da UnB.

Há um fato importante quanto à disponibilidade do gás natural, que deverá chegar ao Distrito Federal na forma liquefeita, até que seja construído o gasoduto que suprirá a região. A utilização de um sistema de armazenagem para o gás liquefeito na central cogeneradora do RU poderá representar uma barreira tecnológica e econômica à viabilização do projeto.

SOLUÇÃO Nº 3) CENTRAL DE COGERAÇÃO COM MICROTURBINA

Outra solução ao atendimento das demandas do restaurante seria uma central de cogeração com microturbina, utilizando gás natural como combustível, como mostra o esquema da *figura 5-3*. A possibilidade da implantação dessa tecnologia levanta um questionamento quanto à sua confiabilidade e também quanto à disponibilidade de mão-de-obra especializada, por se tratar de uma tecnologia de uso recente e ainda restrito no Brasil. Contudo, em contradição à carência de mão-de-obra especializada, ressalta-se o valor dos custos de manutenção sensivelmente inferiores aos dos motores alternativos, o que nos motiva a efetuar a análise econômica desta solução.

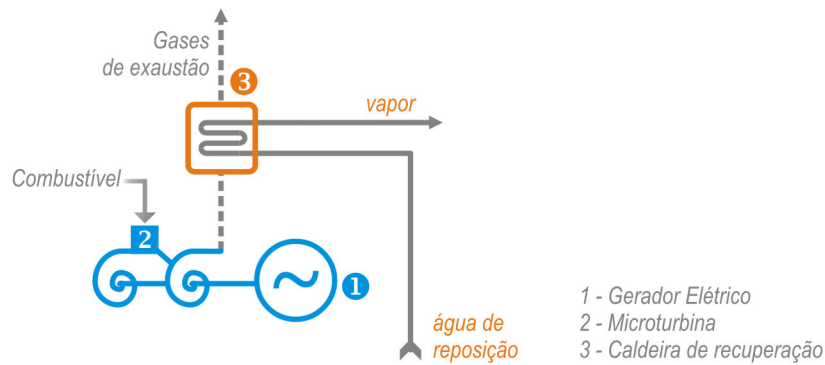


Figura 5-3 Solução n.º 3: Central de cogeração com microturbina + caldeira de recuperação.

Confrontando-se o custo do combustível para a operação da central com as tarifas de energia elétrica praticadas pela CEB teremos um indicativo que definirá o regime operativo da central cogeneradora. Aplicando a eq.5.2.a ao preço do gás natural, em 1,605 R\$/kg, com *PCI* de 16,24 kWh/kg, utilizando um grupo de microturbina com rendimento de 30%, resulta num custo de 0,35 R\$/kWh da eletricidade gerada. Da mesma forma que nas alternativas anteriores, este valor é inferior às tarifas de energia elétrica nos horários de ponta e superior nos horários fora de ponta, indicando a conveniência do regime operativo da central cogeneradora com microturbina da mesma forma das *soluções n.º 1 e n.º 2*, em paridade térmica durante a utilização de vapor, e à plena carga nos horários de ponta.

Com uma razão de produção eletricidade/vapor de 0,7, seria necessária uma potência elétrica igual ou superior a 315 kW para o pleno atendimento à carga térmica do restaurante. A caldeira de recuperação seria semelhante à do caso anterior, com uma potência aproximada de 450 kW, porém dimensionada adequadamente à vazão e temperatura (~309°C) dos gases de exaustão da microturbina.

SOLUÇÃO N.º 4) CALDEIRA CONVENCIONAL A COMBUSTÍVEL

De imediato, para a substituição do sistema de produção de vapor atual, a primeira idéia que ocorre é a substituição da caldeira elétrica por uma caldeira a combustível de mesmo porte, o que provavelmente apresentaria maior atratividade econômica devido ao baixo valor do combustível em relação ao custo de compra da eletricidade. Desta forma, as três primeiras alternativas utilizando central de cogeração deverão ser confrontadas com a implantação de uma caldeira convencional a combustível. Os combustíveis considerados são os óleos combustível e diesel, dado que o baixo consumo não justificaria a utilização do gás natural liquefeito.

Nesta solução, a caldeira elétrica faria o papel de reserva, como nos casos anteriores, entretanto a necessidade do suprimento pela CEB às cargas elétricas do prédio continuaria, com uma respectiva redução contratual devido à diminuição da carga da caldeira elétrica. Esta configuração apresenta atratividade pela baixa necessidade de investimento inicial, contudo não há o benefício econômico da eletricidade gerada no caso da central de cogeração.

Para a confrontação do custo do combustível desta solução com as tarifas praticadas pela CEB, aplicando a eq.5.2.a ao preço do diesel, por exemplo, em 2,05 R\$/kg, com *PCI* de 11,86 kWh/kg, utilizando uma caldeira com rendimento típico de 85%, resulta num custo de 0,20 R\$/kWh de vapor gerado. O custo do vapor produzido pela caldeira elétrica é igual ao valor médio ponderado das tarifas de fornecimento da CEB, de 0,253 R\$/kWh, dividido pelo valor da eficiência da caldeira elétrica, estimada em 94%, o que resulta num custo de 0,27 R\$/kWh. Este último é superior ao custo do óleo diesel para a produção de vapor em caldeira convencional, que ainda deve demonstrar a sua viabilidade econômica integrando os custos de manutenção e de investimento inicial, como será demonstrado no *item 5.3*.

5.3 Análise da viabilidade econômica

Definidas as possíveis soluções para a substituição do sistema elétrico de produção de vapor do Restaurante Universitário da UnB (RU), uma vez que todas cumprem a tarefa de suprir as necessidades térmicas e elétricas do mesmo, faremos então a análise da viabilidade para verificação e comparação do benefício econômico das alternativas, empregando-se a metodologia descrita na seção 4.2.

Será utilizada uma ferramenta computacional sob a plataforma *MatLab*, denominada “Software para análise econômica de sistemas energéticos”, desenvolvida por CARVALHO, M. O. M. e RIBEIRO, B. B. (2006) [21]. Com esta ferramenta podemos quantificar o custo de um mesmo produto ou serviço em suas várias alternativas de produção ou execução, que neste caso são a energia elétrica e térmica geradas.

Neste contexto, os dados de entrada do modelo são de fundamental importância à obtenção de resultados aderentes, decisivos para o estudo de viabilidade do empreendimento estudado: o investimento inicial, o fator de capacidade, o rendimento do sistema, o custo de combustível e o custo da eletricidade, obtidos neste estudo conforme se segue.

- ***FC – fator de capacidade***

O Fator de Capacidade pode ser definido como sendo a razão entre a energia efetivamente gerada ao longo de um ano e aquela que seria produzida se a instalação operasse a plena carga no mesmo período. No caso do RU, foi considerada a energia efetivamente consumida pela caldeira elétrica durante o ano de 2005. Entretanto, devido à ocorrência de longos períodos de paralisação do restaurante (greves de professores e funcionários), tomou-se como referência a média de operação diária típica, extrapolando-se para o ano completo, com as devidas ponderações para os períodos de férias acadêmicas e finais de semana. Desta forma, a energia consumida ao longo de um ano para a produção de vapor, que pode ser traduzida para a energia gerada pela alternativa em questão, foi calculada em 1.093 MWh/ano. De posse da capacidade do sistema térmico, considerado em 450 kW para atendimento ao pico de demanda térmica do restaurante, resulta o $FC = 27,7\%$, em paridade térmica (funcionamento em função da curva de demanda térmica). Considerando o alto custo da eletricidade no horário de ponta, como veremos a seguir, é conveniente que

a central opere neste período mesmo que não haja demanda térmica. Somando o *FC* obtido com a operação desde o desligamento da caldeira até o fim do horário de ponta, de 18:30h às 21:00h, resulta num *FC* = 38,1%.

▪ ***I – investimento inicial***

Este valor depende de cada tecnologia e do porte do empreendimento. Neste caso, foram tomados preços reais para as caldeiras a combustível e valores típicos para as alternativas com central de cogeração.

▪ ***V – vida***

Ao invés da vida útil dos equipamentos, por se mostrar num valor um tanto subjetivo, utilizou-se a vida contábil dada pelo fator de depreciação. A ANEEL estabelece os valores de depreciação¹⁷ especificamente para cada equipamento, onde se calculou a média ponderada de acordo com a sua participação no custo global do empreendimento, da seguinte maneira:

<i>Tipo do custo</i>	<i>% do total</i>	<i>% do total (normalizado)</i>	<i>Depreciação</i>
Equipamento de Cogeração, inclusive recuperação de calor	55	61,1	5,5%
Instrumentação, regulação e controle	15	16,7	3,0%
Sistemas auxiliares	5	5,6	4,5%
Conexão à rede	5	5,6	4,5%
Obras civis/ isolamento acústico	10	11,1	4,0%
Instalação e comissionamento	5	--	--
Projeto	5	--	--
Total	100	100	4,8%
<i>Tempo de amortização equivalente (anos)</i>			20,8

Tabela 5-1 Tempo de amortização de uma central de cogeração, baseado na ponderação da depreciação dos equipamentos (“% do total”, COGEN Europe, 2001)^[7].

▪ ***R – valor residual***

O valor residual diz respeito à necessidade de reinvestimento no sistema após o término de sua vida contábil. Na prática, este valor depende do estado de conservação e desempenho dos equipamentos, fatores altamente subjetivos, o que torna aceitável uma estimativa em 10% do investimento inicial.

¹⁷ A Resolução ANEEL nº. 44/1999 estabelece as taxas anuais de depreciação dos equipamentos de centrais geradoras.

- ***i – taxa de juros a.a.***

A taxa de utilizada como referência foi a *Selic* do mês de março de 2006, de 16,5% (*fonte: Banco Central do Brasil*), que se origina de taxas de juros efetivamente observadas no mercado. Esta é uma taxa relativamente alta, porém será considerada como forma de embutir os riscos inerentes ao investimento.

- ***CEM – custo de manutenção***

O custo de manutenção pode ser estimado como sendo um custo fixo, proporcional ao do investimento inicial, por ano de operação, ou alternativamente como um custo variável, proporcional à energia anual produzida. Para os casos estudados, foram considerados os seguintes valores de referência:

<i>Tecnologia</i>	<i>Custo específico de O&M (R\$/kWh)</i>
Cogeração c/ motor a óleo diesel	0,024
Cogeração c/ motor a gás natural	0,018
Cogeração c/ microturbina	0,017
Geração pura de vapor c/ caldeira a combustível	0,004

Tabela 5-2 Custo específico de operação e manutenção, referente às tecnologias de produção de vapor e cogeração (*adaptado de BOYCE, 2002*)^[6].

- ***PEC – preço do combustível***

Os custos dos insumos energéticos utilizados se referem às tarifas aplicadas a consumidores industriais na região do Distrito Federal, com base em março de 2006:

- óleo diesel, 1,75 R\$/L (BR Distribuidora);
- óleo combustível 2A: 1,65 R\$/L (BR Distribuidora);
- gás natural¹⁸: 1,00 R\$/m³ (CEBGÁS).

- ***VS – valor do subproduto***

A utilidade principal considerada será o vapor para o atendimento à demanda térmica do restaurante. Por conseqüência, a eletricidade gerada será o subproduto da central de cogeração, atribuindo-se o mesmo preço cobrado pela CEB. A estimativa do valor médio específico da energia elétrica, em kWh, deverá ser uma ponderação entre as tarifas de demanda (R\$/kW.mês) e de consumo (R\$/kWh), que são diferentes em horário de ponta e

¹⁸ O gás natural liquefeito será comercializado em breve no Distrito Federal pela CEBGÁS. O preço informado é uma previsão da empresa para o setor industrial, e o contrato de fornecimento terá duração de cinco anos (até que seja disponibilizado o gás natural por gasoduto).

fora de ponta, e em períodos seco e úmido. Desta forma, o valor equivalente médio é de 0,74 R\$/kWh em ponta e de 0,184 R\$/kWh em fora de ponta, resultando num valor médio ponderado de 0,253 R\$/kWh, conforme as tarifas praticadas pela CEB com o RU.

Tarifas CEB (2006)	Demanda R\$/kW				Consumo R\$/MWh			
	P	FP	P ultrap.	FP ultrap.	P Seco	P Úmido	FP Seco	FP Úmido
horo-sazonal azul								
A4 (2,3 a 25 kV)	27,48	7,94	82,44	23,82	222,51	200,90	122,29	109,00
Corrigido (+impostos)	39,35	11,37	118,04	34,11	318,59	287,65	175,09	156,07

Tabela 5-3 Tarifas do grupo A4 praticadas pela CEB no ano de 2006. P=horário de ponta; FP=horário fora de ponta; Seco=período seco (maio a novembro); Úmido=período úmido.

Em seguida será desenvolvida a análise custo/benefício para as soluções propostas, utilizando-se a ferramenta computacional “Software para análise econômica de sistemas energéticos”^[21], sob a plataforma *MatLab*. Estes resultados serão indicativos à escolha da melhor solução para o fornecimento de calor e eletricidade ao empreendimento estudado.

SOLUÇÃO Nº 1) CENTRAL DE COGERAÇÃO COM MOTOR A ÓLEO DIESEL

Parâmetros considerados:

Preço Específico do Combustível = 2,05 [R\$/kg]

Poder Calorífico Inferior do Combustível = 11,86 kWh/kg

Rendimento do Equipamento Gerador de Energia Elétrica = 35 %

Potência Instalada (demandada na produção de vapor) = 450 kW

Fator de Capacidade térmico = 27,7 %

Custo Específico de Manutenção = 0,024 R\$/kWh

Valor Específico do Subproduto = 0,253 R\$/kWh

Taxa de Juros = 16,5 % a.a.

Investimento Inicial = 109.350,00 R\$

Valor Residual = 23.175,00 R\$

Tempo de Vida Útil = 20 anos

Fator de Capacidade elétrico = 38,1 %

Potência Instalada de Energia Elétrica = 250 kW

Resultado:

Relação Custo/ Benefício Específico, $C/B_e = 0,28648$ R\$/kWh

O resultado C/B_e corresponde ao custo total da produção simultânea das duas utilidades geradas, calor e eletricidade, já abatida a remuneração pela produção elétrica (como subproduto a 0,253 R\$/kWh). Desta forma, o custo da produção elétrica da central de cogeração foi equiparado ao custo de aquisição desta mesma energia com a CEB. Com isso, o preço de C/B_e resultante é atribuído ao custo do **vapor**, porém em base da produção **elétrica**.

Para calcular-se a razão entre o C/B de base elétrica para a base vapor, multiplica-se a razão do FC pela razão da potência de cada utilidade, da seguinte forma:

$$\frac{C/B_v}{C/B_e} = \frac{P_e \cdot FC_e}{P_v \cdot FC_v} \quad (\text{eq. 5.3.a})$$

Onde:

P_e = potência instalada de energia elétrica (kW)

FC_e = fator de capacidade elétrico (%)

C/B_e = valor da energia elétrica (valor do subproduto, R\$/kWh)

P_v = potência instalada de vapor (kW)

FC_v = fator de capacidade térmico (%)

C/B_v = valor do vapor (R\$/kWh)

O que resulta num multiplicador igual a 0,7641 do C/B_e . Desta forma, a Relação Custo/ Benefício Específico em relação à produção de **vapor** fica $C/B_v = 0,2189$ [R\$/kWh].

Em princípio um sistema de cogeração que utilizasse um grupo gerador existente agregado a uma nova caldeira de recuperação, em substituição à caldeira elétrica, seria uma boa opção por conta da baixa necessidade de investimento inicial. Entretanto esta alternativa se mostrou com baixa atratividade, pois a relação custo/benefício de 0,219 R\$/kWh é pouco inferior (13,4%) ao custo médio da eletricidade (energia + demanda) adquirida da rede, de 0,253 R\$/kWh. A análise de sensibilidade indicou como principal causa o elevado custo do insumo energético selecionado – o óleo diesel, conforme mostra o *gráfico 5-5*. Um possível aumento no fator de capacidade (*gráfico 5-4*) não traria grandes reduções no custo operativo da central, o que não sugere a instalação de acumuladores de vapor. A vida útil da instalação não provocou grandes variações no C/B , desde que superior a dez

anos. A variação dos demais fatores como investimento inicial e taxa de juros não apresentaram preponderante influência na variação do C/B ao ponto de torná-lo inferior à tarifa da CEB. É importante frisar que o objetivo da substituição do sistema atual de produção de vapor é a redução de custos, de forma que qualquer valor de C/B inferior à tarifa da CEB seria economicamente oportuno.

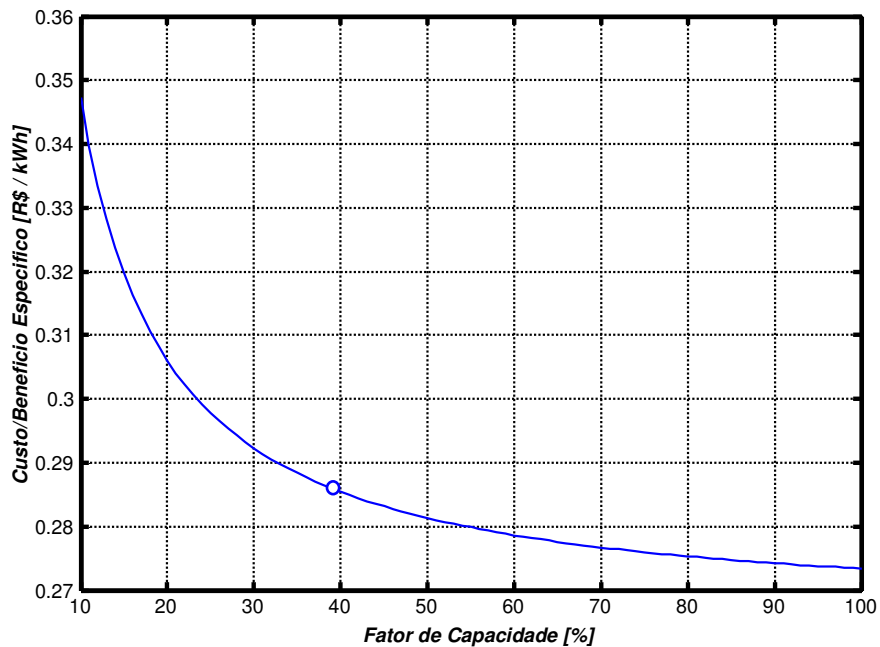


Gráfico 5-4 Análise de sensibilidade do Custo/Benefício da central de cogeração em relação ao seu Fator de Capacidade, utilizando motor Diesel.

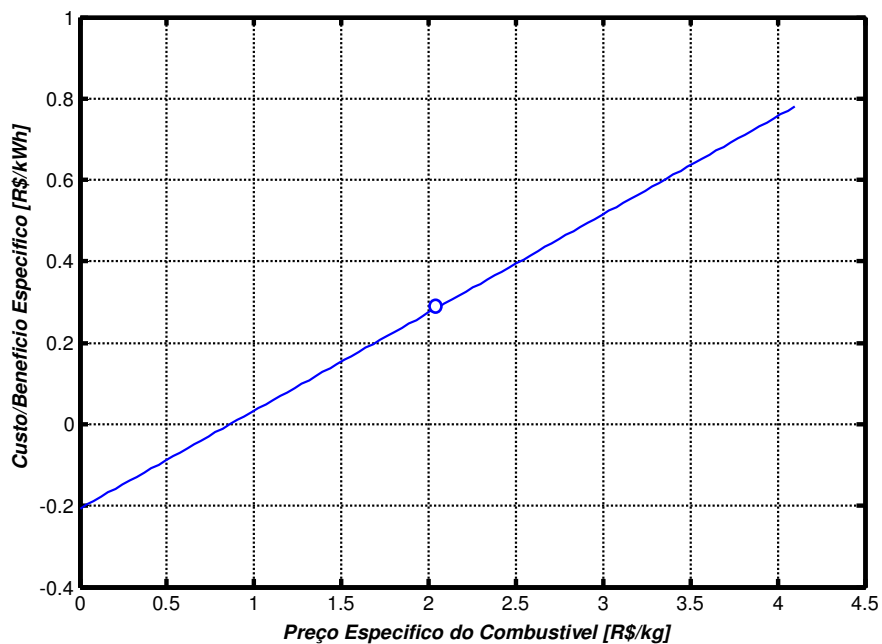


Gráfico 5-5 Análise de sensibilidade do Custo/Benefício da central de cogeração em relação ao preço do combustível, utilizando motor Diesel (grande influência na viabilidade do empreendimento).

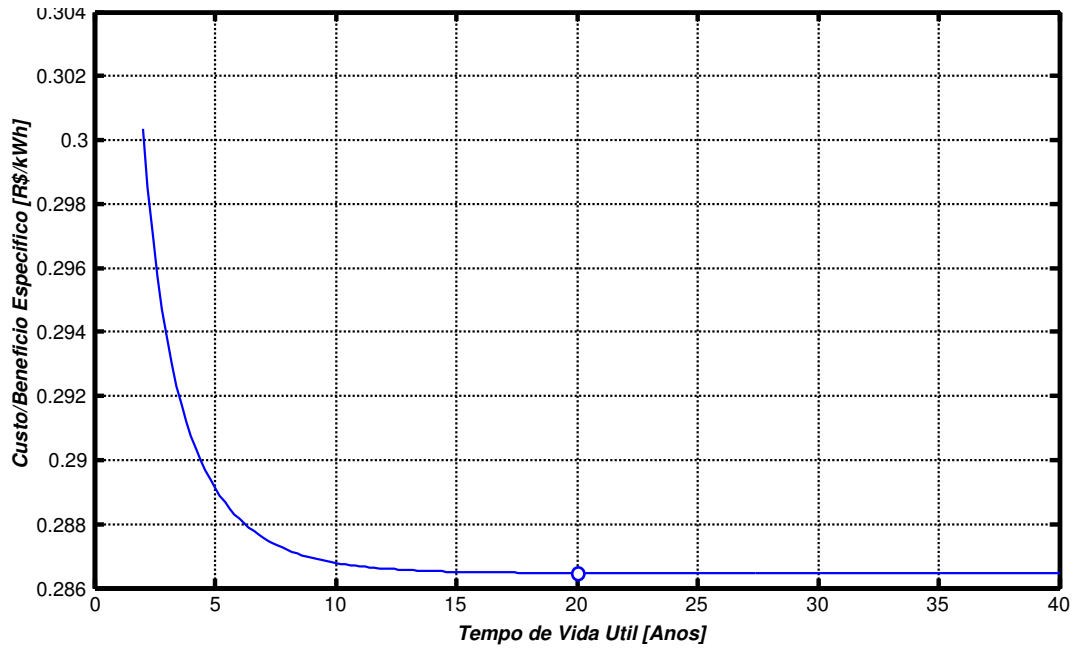


Gráfico 5-6 Análise de sensibilidade do Custo/Benefício em relação à vida útil da central de cogeração, utilizando motor Diesel.

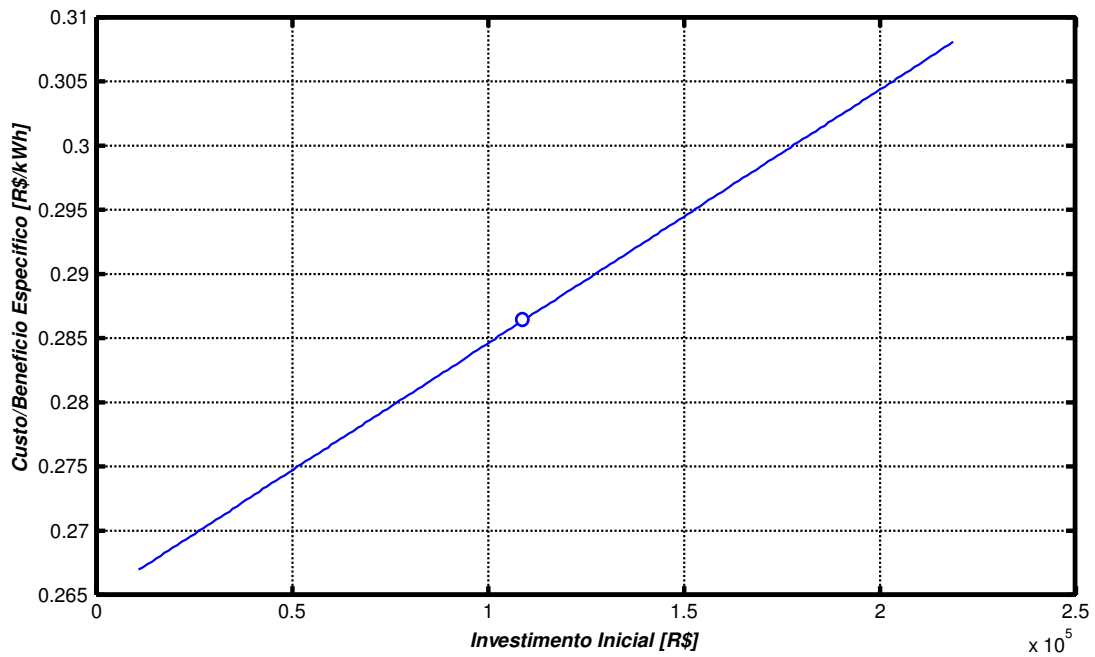


Gráfico 5-7 Análise de sensibilidade do Custo/Benefício em relação ao investimento inicial da central de cogeração, utilizando motor Diesel.

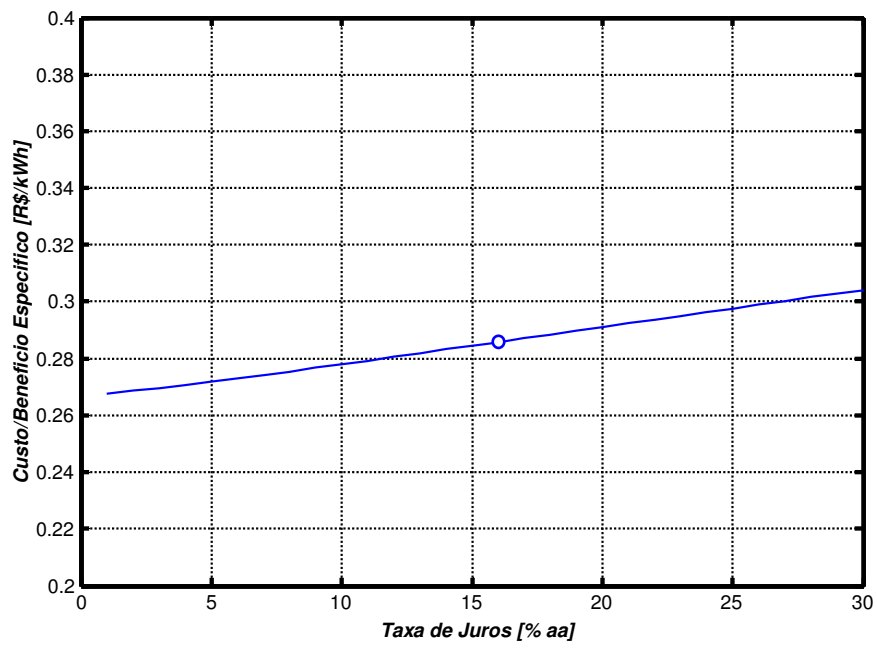


Gráfico 5-8 Análise de sensibilidade do Custo/Benefício da central de cogeração em relação à taxa de desconto, utilizando motor Diesel.

SOLUÇÃO Nº 2) CENTRAL DE COGERAÇÃO COM MOTOR A GÁS NATURAL

Parâmetros considerados:

Preço Específico do Combustível = 1,605 R\$/kg

Poder Calorífico Inferior do Combustível = 16,24 kWh/kg

Rendimento do Equipamento Gerador de Energia Elétrica = 35 %

Razão eletricidade/calor = 0,8

Potência Instalada (demandada na produção de vapor) = 450 kW

Fator de Capacidade térmico = 27,7 %

Custo Específico de Manutenção = 0,018 R\$/kWh

Valor Específico do Subproduto = 0,253 R\$/kWh

Taxa de Juros = 16,5 % a.a.

Investimento Inicial = 752.000,00 R\$

Valor Residual = 75.200,00 R\$

Tempo de Vida Útil = 20 anos

Fator de Capacidade elétrico = 38,1 %

Potência Instalada de Energia Elétrica = 360 kW

Resultado:

Relação Custo/ Benefício Específico, $C/B_e = 0,15062$ R\$/kWh

O resultado C/B_e corresponde ao custo total da produção simultânea das duas utilidades geradas, calor e eletricidade, já abatida a remuneração pela produção elétrica (como subproduto a 0,253 R\$/kWh). Desta forma, o custo da produção elétrica da central de cogeração foi equiparado ao custo de aquisição desta mesma energia com a CEB. Com isso, o preço de C/B_e resultante é atribuído ao custo do vapor, porém em base da produção **elétrica**.

Para calcular-se a razão entre o C/B de base elétrica para a base vapor, utilizou-se a eq. 5.3.a, resultando num multiplicador igual a 1,1004 do C/B_e . Desta forma, a Relação Custo/ Benefício Específico em relação à produção de **vapor** fica $C/B_v = 0,15122$ [R\$/kWh].

A substituição do uso da caldeira elétrica do RU por uma central de cogeração com motor a gás natural para o suprimento de vapor ao restaurante e eletricidade ao campus da UnB se mostra como a solução de maior atratividade econômica entre todas as alternativas, ou de menor

custo, com um valor do C/B em 0,151 R\$/MWh, inferior aos 0,253 R\$/MWh gastos atualmente pela UnB com a CEB. Este resultado se deu principalmente em virtude do baixo valor do gás natural em relação aos outros combustíveis, o que não se repetiria caso o custo fosse semelhante ao do óleo diesel, como pode ser observado no *gráfico 5-10*. Outra condição correlacionante é o regime operativo da central (*gráfico 5-9*), onde o fator de capacidade mostrou-se decisivo para a viabilidade do empreendimento. Neste aspecto, caso a central opere em paridade térmica ($FC = 27,7$), a atratividade do investimento será sensivelmente depreciada. O tempo de vida útil (*gráfico 5-10*) só se mostrou significativo quando inferior a seis anos, o que não é o caso. O custo inicial é relativamente elevado frente às outras alternativas, o que provoca que modificações na taxa de juros influenciem significativamente na relação custo/ benefício do empreendimento. Uma atenção especial deve ser dada valor custo do combustível. A operação da planta em regime de base (todo o tempo), mesmo em horários em que não haja demanda de vapor, se tornaria economicamente atraente para baixos valores de gás natural inferiores a 0,75 R\$/kg, ou 0,467 R\$/m³, como pode ser visto na análise de sensibilidade do *gráfico 5-10*.

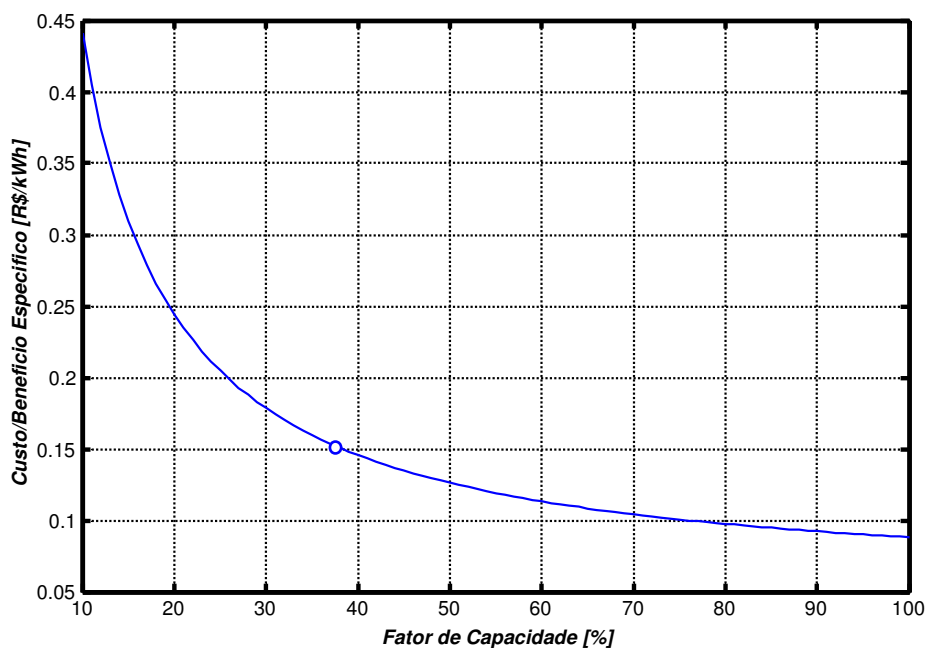


Gráfico 5-9 Análise de sensibilidade do Custo/Benefício da central de cogeração em relação ao seu Fator de Capacidade, utilizando motor a gás natural.

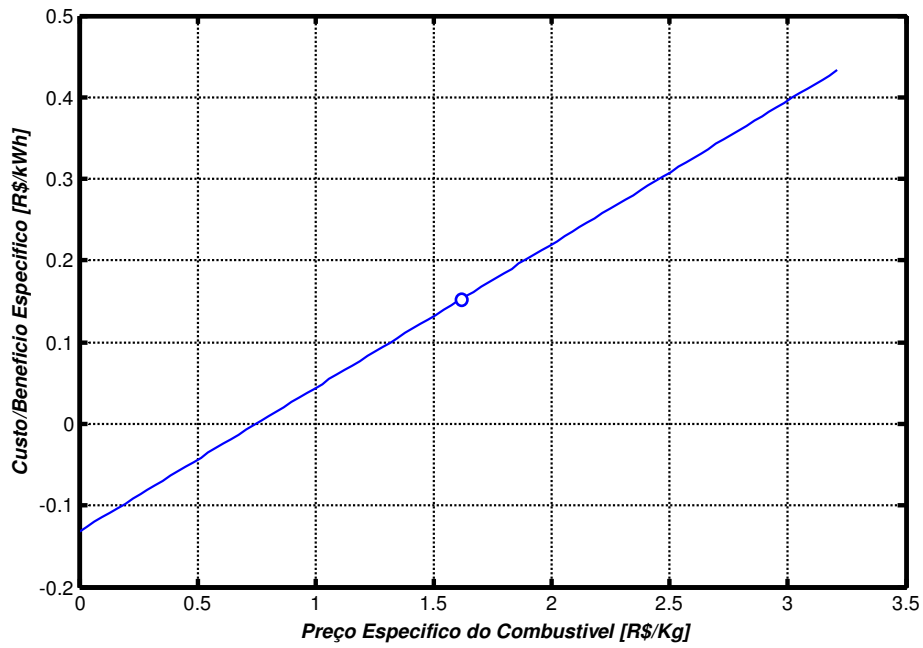


Gráfico 5-10 Análise de sensibilidade do Custo/Benefício da central de cogeração em relação ao preço do combustível, utilizando motor a gás natural (grande influência na viabilidade do empreendimento).

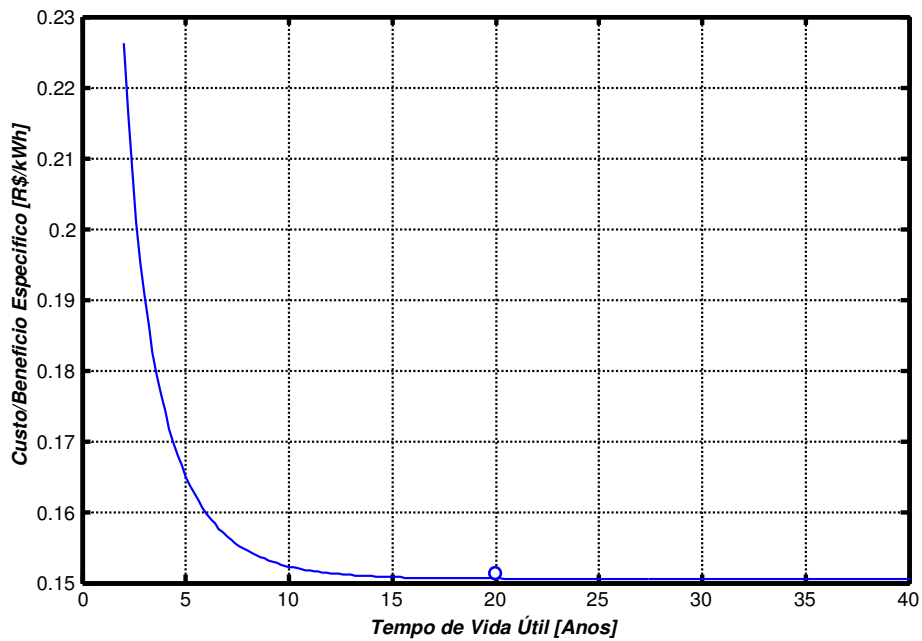


Gráfico 5-11 Análise de sensibilidade do Custo/Benefício em relação à vida útil da central de cogeração, utilizando motor a gás natural.

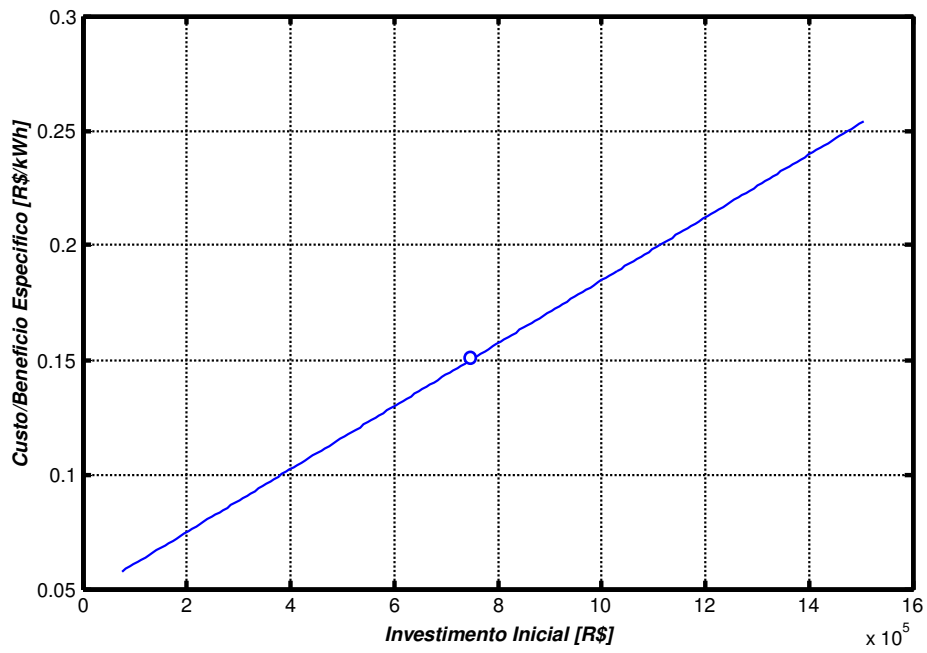


Gráfico 5-12 Análise de sensibilidade do Custo/Benefício em relação ao investimento inicial da central de cogeração, utilizando motor a gás natural.

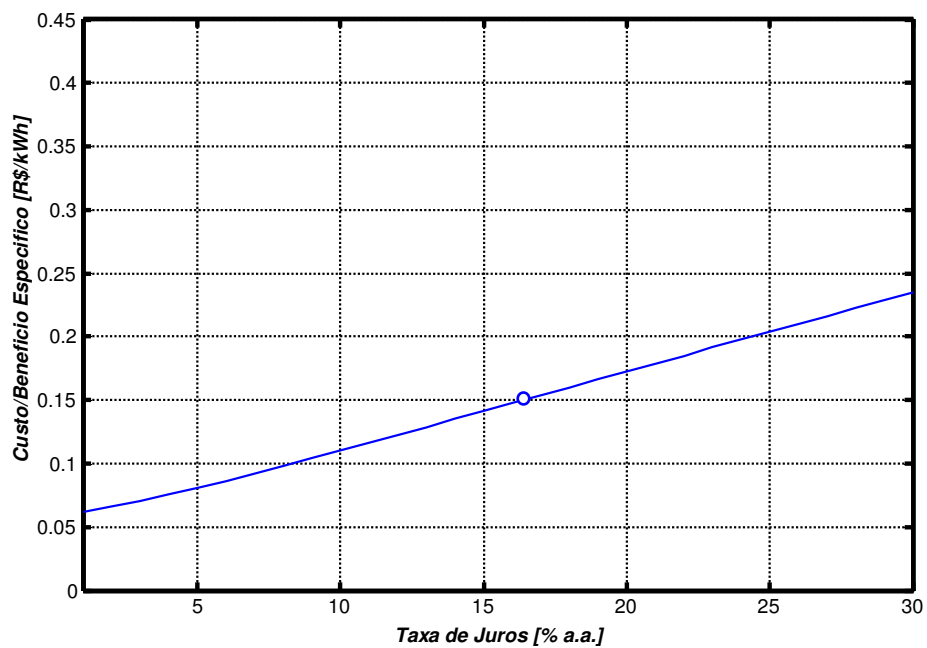


Gráfico 5-13 Análise de sensibilidade do Custo/Benefício da central de cogeração em relação à taxa de desconto, utilizando motor a gás natural.

SOLUÇÃO Nº 3) CENTRAL DE COGERAÇÃO COM MICROTURBINA

Parâmetros considerados:

Preço Específico do Combustível = 1,605 R\$/kg

Poder Calorífico Inferior do Combustível = 16,24 kWh/kg

Rendimento do Equipamento Gerador de Energia Elétrica = 30 %

Razão eletricidade/calor = 0,7

Potência Instalada (demandada na produção de vapor) = 450 kW

Fator de Capacidade térmico = 27,7 %

Custo Específico de Manutenção = 0,017 R\$/kWh

Valor Específico do Subproduto = 0,253 R\$/kWh

Taxa de Juros = 16,5 % a.a.

Investimento Inicial = 658.000,00 R\$

Valor Residual = 65.800,00 R\$

Tempo de Vida Útil = 20 Anos

Fator de Capacidade elétrico = 38,1 %

Potência Instalada de Energia Elétrica = 315 kW

Resultado:

Relação Custo/ Benefício Específico, $C/B_e = 0,19665$ R\$/kWh

Como explicado na *solução nº. 1*, o resultado C/B_e é atribuído ao custo do **vapor**, porém em base da produção elétrica. Utilizando-se a eq. 5.3.a, resulta um multiplicador igual a 0,9628 de C/B_e . Desta forma, a Relação Custo/ Benefício Específico em relação à produção de **vapor** fica $C/B_v = 0,18933$ [R\$/kWh].

Não há muito a explorar nesta alternativa, dada a sua semelhança com a solução da central com motor a gás natural. As implicações sobre o seu fator de capacidade, tempo de vida útil e taxa de juros no resultado de C/B são semelhantes às da *solução nº. 2*, por ter o mesmo combustível e investimento inicial semelhante. Assim, esta alternativa que utiliza microturbina não é conveniente, visto que o valor do seu C/B supera em 25% o valor atribuído à *solução nº. 2*.

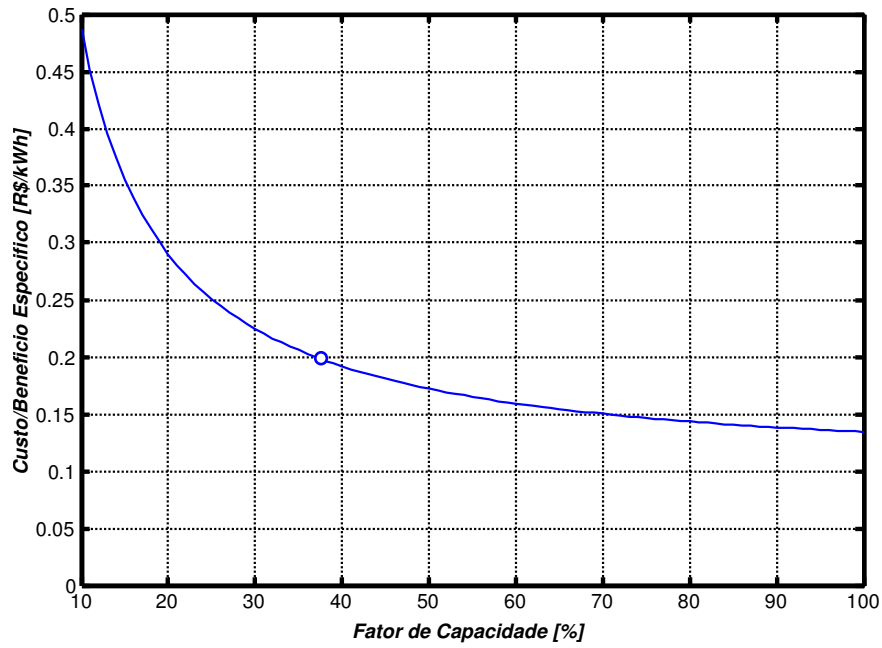


Gráfico 5-14 Análise de sensibilidade do Custo/Benefício da central de cogeração em relação ao seu Fator de Capacidade, utilizando microturbina.

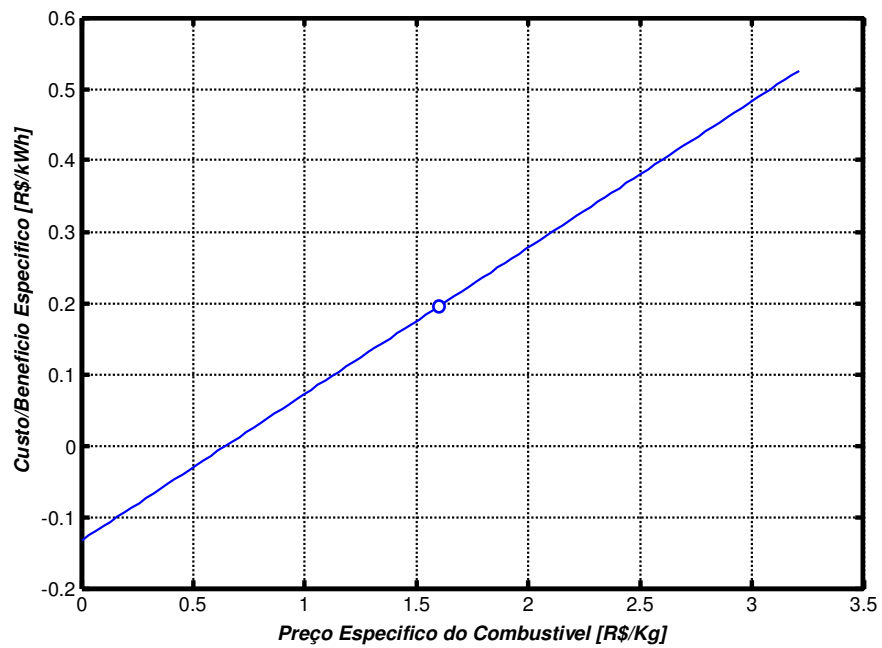


Gráfico 5-15 Análise de sensibilidade do Custo/Benefício da central de cogeração em relação ao preço do combustível, utilizando microturbina (grande influência na viabilidade do empreendimento).

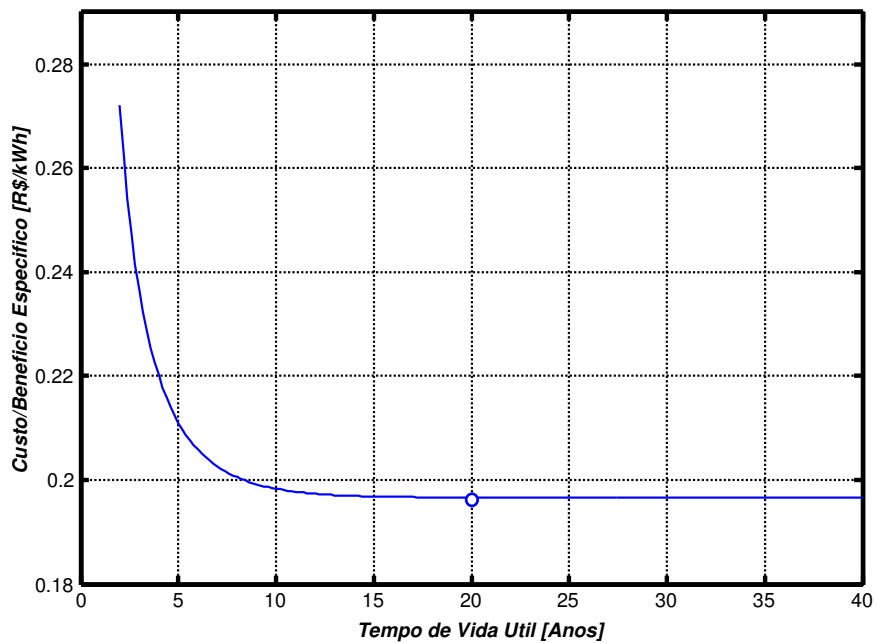


Gráfico 5-16 Análise de sensibilidade do Custo/Benefício em relação à vida útil da central de cogeração, utilizando microturbina.

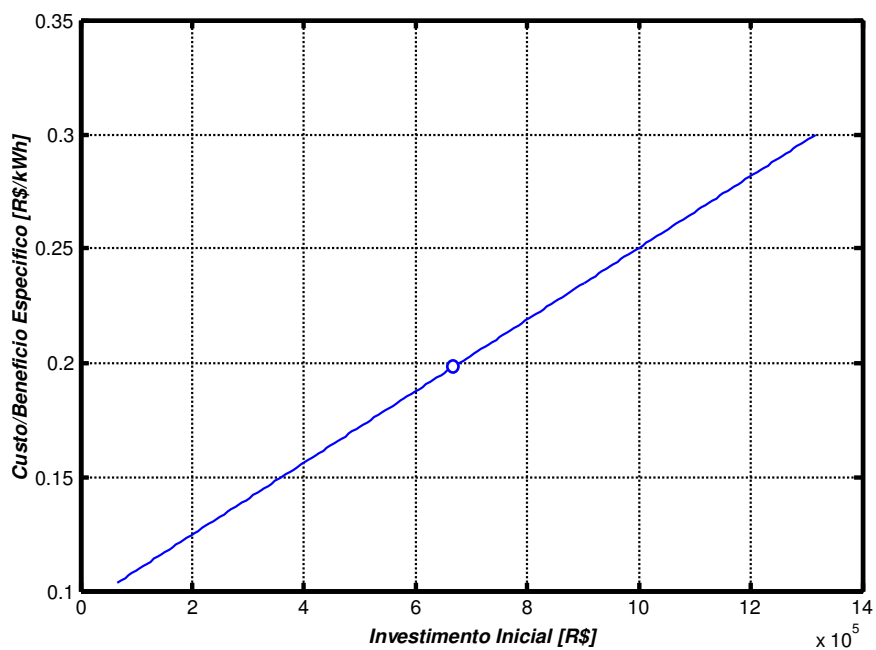


Gráfico 5-17 Análise de sensibilidade do Custo/Benefício em relação ao investimento inicial da central de cogeração, utilizando microturbina.

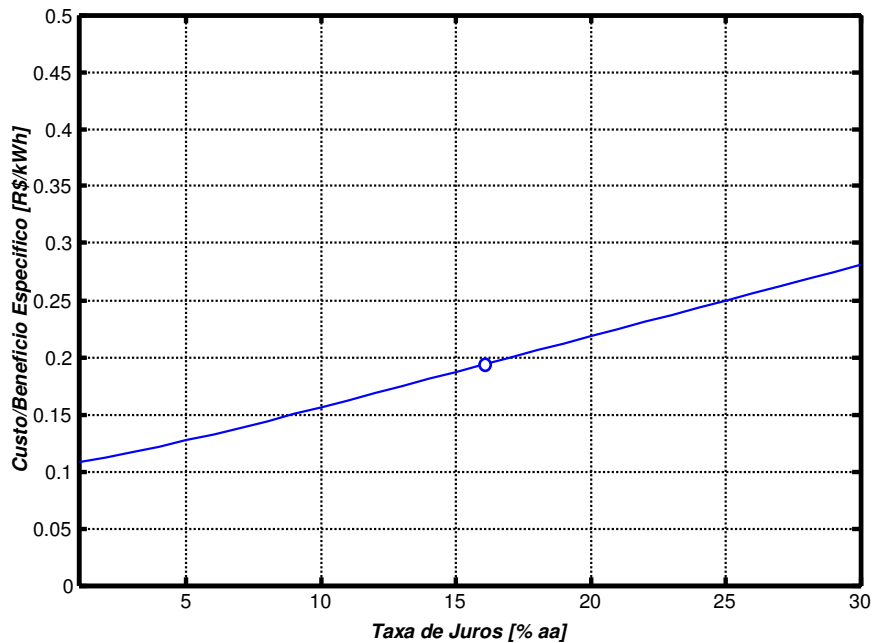


Gráfico 5-18 Análise de sensibilidade do Custo/Benefício da central de cogeração em relação à taxa de desconto, utilizando microturbina.

SOLUÇÃO Nº 4) CALDEIRA CONVENCIONAL A COMBUSTÍVEL

Parâmetros considerados para a caldeira a óleo diesel:

Preço Específico do Combustível = 2,05 R\$/kg

Poder Calorífico Inferior do Combustível = 11,86 kWh/kg

Rendimento do Equipamento Gerador de Energia = 85 %

Custo de Manutenção Específico = 0,004 R\$/kWh

Taxa de Juros = 16,5 % a.a.

Investimento Inicial = 75.000,00 R\$

Valor Residual = 7.500,00 R\$

Tempo de Vida Útil = 20 anos

Fator de Capacidade = 27,7 %

Potencia Instalada = 450 kW

Resultado: Relação Custo/ Benefício Específico, **C/B** = 0,21869 R\$/kWh

Parâmetros considerados para a caldeira a óleo combustível 2A:

Preço Específico do Combustível = 1,62 R\$/kg

Poder Calorífico Inferior do Combustível = 11,12 kWh/kg

Rendimento do Equipamento Gerador de Energia = 85 %

Custo de Manutenção Específico = 0,004 R\$/kWh

Taxa de Juros = 16,5 % a.a.

Investimento Inicial = 150.000,00 R\$

Valor Residual = 15.000,00 R\$

Tempo de Vida Útil = 20 anos

Fator de Capacidade = 27,7 %

Potencia Instalada = 450 kW

Resultado: Relação Custo/ Benefício Especifico, *C/B* = 0,19806 R\$/kWh

As duas alternativas de caldeira convencional a combustível possuem custos inferiores ao valor gasto atualmente para a produção de vapor, a partir da compra de energia da CEB. Observa-se que, apesar de demandar o dobro em investimento inicial, a solução a óleo combustível representa menor custo/ benefício, certamente por utilizar um combustível de custo reduzido. No caso da utilização de caldeiras convencionais para o suprimento de vapor do restaurante, um aumento no valor do fator de capacidade (que é baixo, em 27,7%) seria de grande valia para a redução do *C/B*. O tempo de vida útil do equipamento (*gráfico 5-20*) não representa importância a partir de cinco anos, por conta do baixo valor do investimento inicial. Este, inclusive, mesmo na ocasião de um suposto aumento em 100%, provocaria uma variação de algo em torno de apenas 1,5 centavos por kWh no valor do *C/B* (cerca de 7,5% para ambos os combustíveis, ver *gráfico 5-21*). A taxa de juros segue esta mesma tendência.

Por conta da previsão da breve disponibilidade do gás natural, é interessante que seja examinada a possibilidade da aquisição de uma caldeira bicomcombustível, ou que demande poucas adaptações para operar também com o gás natural. Neste contexto, seria conveniente até mesmo a utilização de uma caldeira a óleo diesel, caso o equipamento a óleo combustível não permita esta flexibilização.

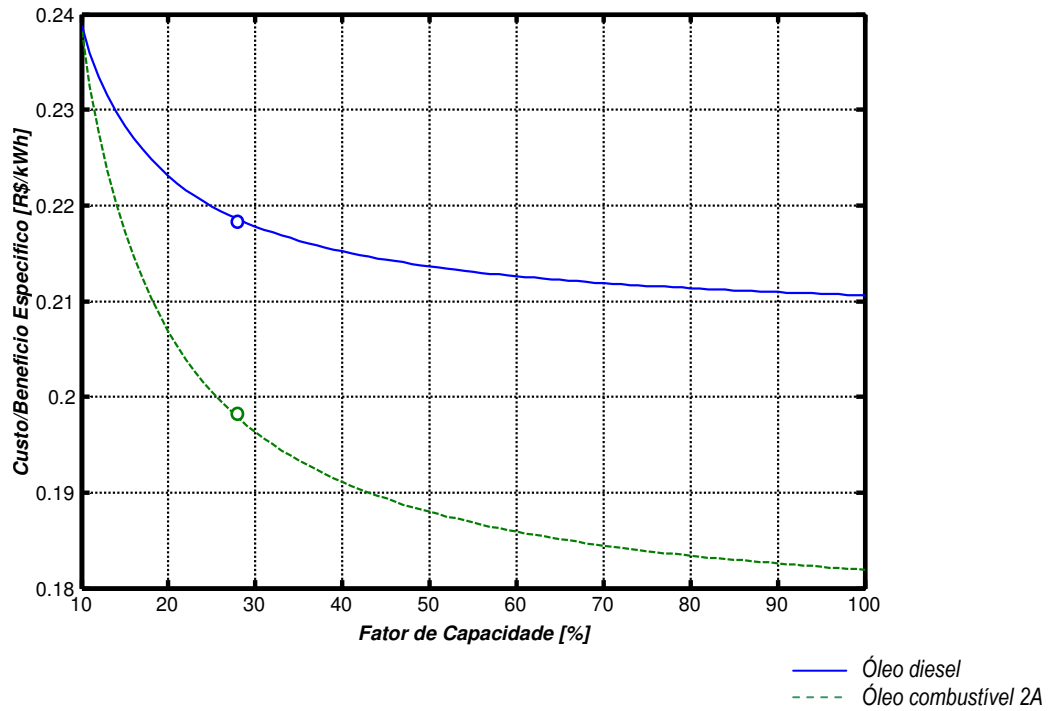


Gráfico 5-19 Análise de sensibilidade do Custo/Benefício da caldeira convencional em relação ao seu Fator de Capacidade.

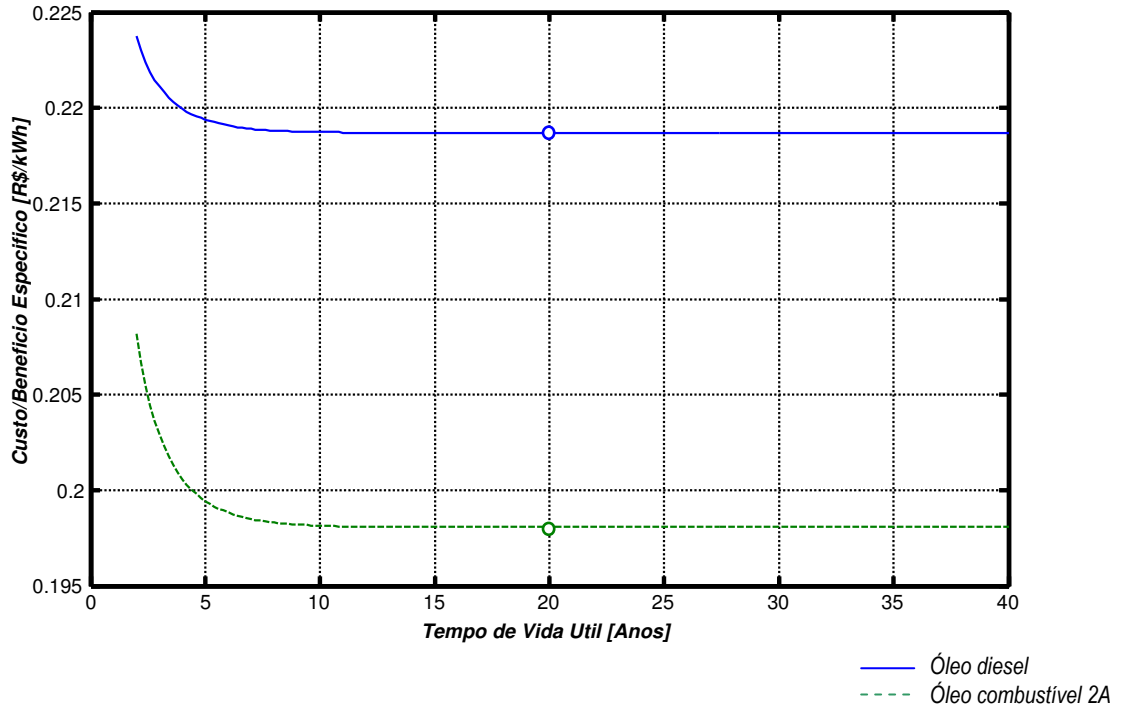


Gráfico 5-20 Análise de sensibilidade do Custo/Benefício em relação à vida útil da caldeira convencional.

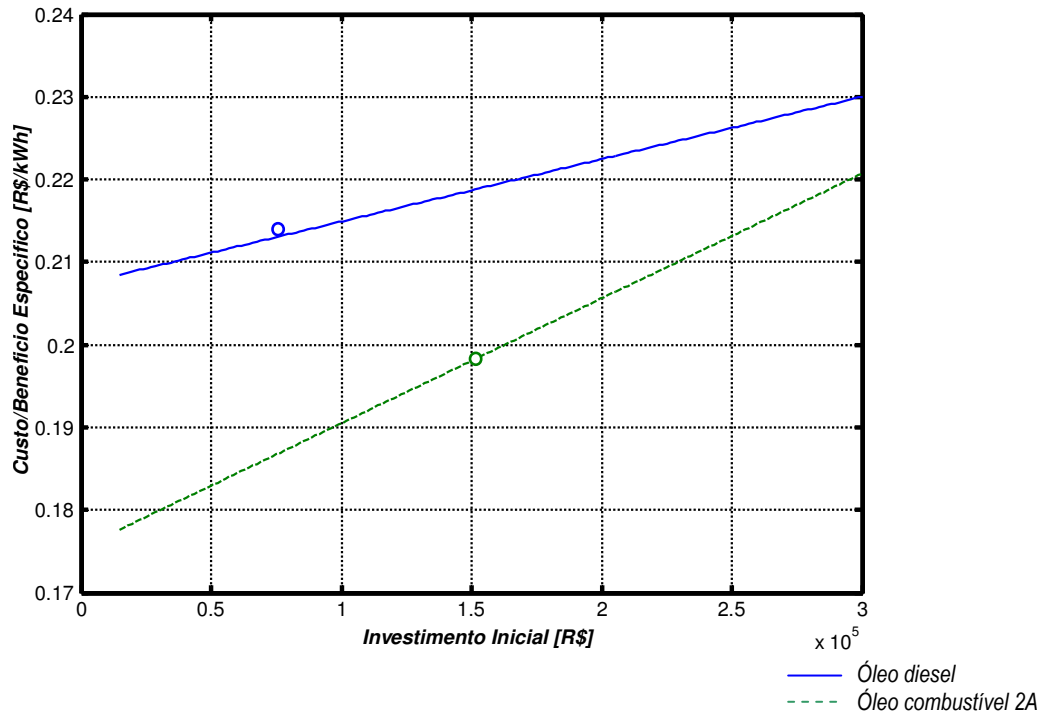


Gráfico 5-21 Análise de sensibilidade do Custo/Benefício em relação ao investimento inicial da caldeira convencional.

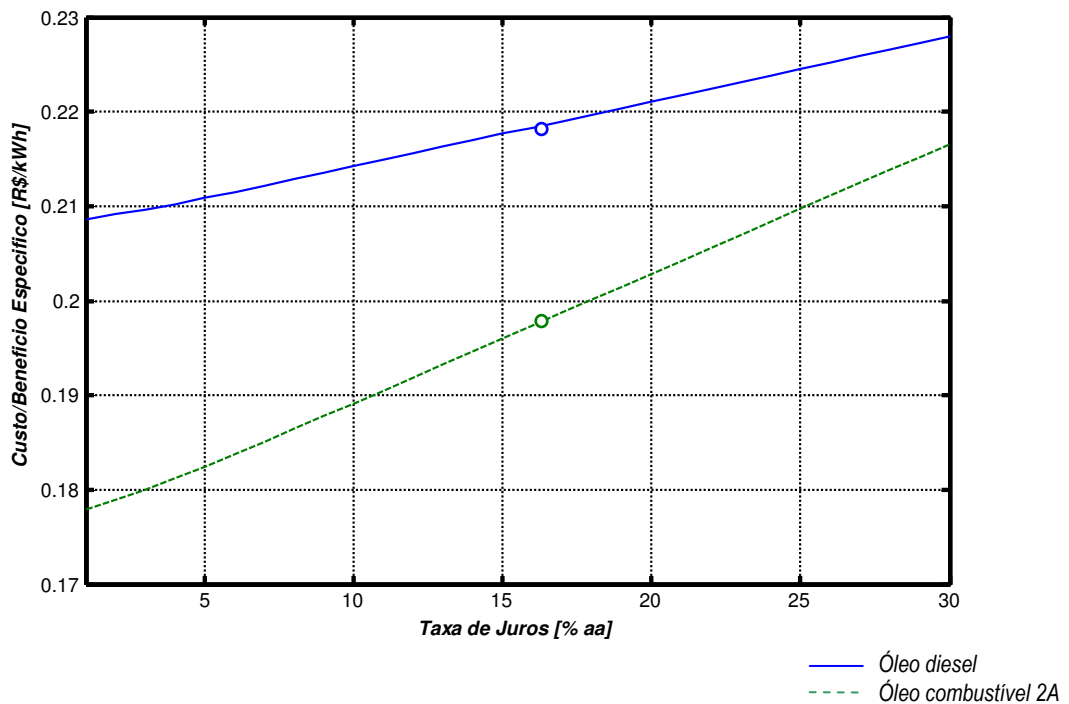


Gráfico 5-22 Análise de sensibilidade do Custo/Benefício da caldeira convencional em relação à taxa de desconto.

5.4 Análise da viabilidade Legal

Depois de selecionadas as soluções que se destacaram com maior atratividade econômica dentre as alternativas propostas, há a necessidade de analisar-se neste momento a viabilidade destas quanto aos aspectos legais envolvidos. Esta preocupação é muito importante antes da realização do investimento, visto que qualquer inconsistência no enquadramento de normas poderá inviabilizar sua operação, ocasionando uma grande perda ao investidor.

Entre as centrais de cogeração, a *solução n.º 2*, constituída na tecnologia com motor a gás natural, mostrou-se como a alternativa de menor custo frente às centrais com motor diesel e com microturbina, à qual deverão ser observados os aspectos legais quanto à emissão de poluentes, geração e transporte de eletricidade. Para a *solução n.º 4*, na qual a caldeira convencional a óleo combustível mostrou-se de menor custo, deverão ser observados os aspectos legais somente quanto à emissão de poluentes, uma vez que não se produzirá energia elétrica.

Quanto ao aspecto ambiental, determinados combustíveis podem não ser permitidos na região onde se encontra a central cogeneradora, assim como a emissão de poluentes pela tecnologia utilizada pode ultrapassar os limites estabelecidos pelos órgãos ambientais. No caso da utilização do gás natural, não há restrições potencialmente impeditivas ao funcionamento da central de cogeração proposta, dado o seu pequeno porte. No caso da utilização do óleo combustível pela caldeira convencional, devem ser observados os limites estabelecidos pela Resolução CONAMA n.º. 008/1990 quanto à emissão de particulados e dióxido de enxofre (SO₂), o que deve ser conferido junto ao fabricante no ato de compra da caldeira.

Quanto à geração de eletricidade, que é o foco deste trabalho, a primeira preocupação deverá se referir à modalidade de exploração do empreendimento. Têm-se os casos de autoconsumo, por exemplo, em que é criada uma empresa de “propósito específico” com a única finalidade de exploração do empreendimento, pelo próprio investidor. Esta solução é considerada como compra e venda de energia (Dec. n.º. 2.003/1996), de modo que incidirão todas as tarifas pertinentes à comercialização e à transmissão da energia, mesmo que a central se encontre inserida no ponto de consumo do proprietário, assunto tratado no *item 3.3.3*. Por isso, é fundamental a outorga da central de cogeração do Restaurante Universitário mediante registro (não paga taxa de fiscalização e não é fiscalizada) ou autorização (paga taxa de fiscalização e é fiscalizada), seja efetuada em nome da própria Universidade

de Brasília. Como se trata de uma potência instalada elétrica inferior a 5 MW, esta poderá ser registrada na ANEEL, com a energia destinada ao consumo próprio (*ver item 3.2 - Outorga da central de cogeração*).

Havendo excedentes elétricos na central de cogeração, como é o caso do empreendimento estudado, torna-se necessário o transporte da energia até o ponto de consumo remoto. Para isso, há duas possibilidades:

- A primeira utilizando-se os sistemas de transporte do Sistema Interligado Nacional. Neste caso a central de cogeração deverá estar conectada na rede de distribuição da CEB (obedecendo aos critérios técnicos por ela estabelecidos) para a exportação de seus excedentes elétricos ao campus universitário. Com isso, haverá a incidência de tarifas de conexão e de uso dos sistemas de distribuição (TUSD, *ver item 3.3.3.*) o que prejudicará a atratividade econômica do investimento. Contudo, esta forma de consumo remoto não possui regulamentação clara, enquanto que o fato da UnB não executar atividades industriais e não estar enquadrada como “consumidor livre” (*ver nota n.º. 6 e tabela 3-1*) representa um elevado risco a esta opção. Podemos citar o caso da UTE Bandeirante, de 20 MW de capacidade instalada num aterro sanitário no Estado de São Paulo, em que o seu proprietário executou o investimento na expectativa de consumir remotamente a energia elétrica em vários pontos do país, sofrendo a frustração da impossibilidade por não possuir cargas industriais, causando-lhe grandes prejuízos;

- A segunda possibilidade utilizando-se uma linha própria de transmissão, que é autorizada pela ANEEL juntamente com a respectiva central cogeneradora, desde que esteja localizada dentro dos limites de propriedade da UnB (*ver item 3.3.2 - A interligação da central*). Esta possibilidade é a mais indicada, visto que não haverá o custo das tarifas referentes ao transporte da energia, associado a um baixo investimento inicial por se tratar de pequenos trechos de linhas.

Fazendo uma estimativa do consumo de combustível e da produção anual de eletricidade e vapor, considerando a capacidade instalada, o rendimento do ciclo e o fator de capacidade da central de cogeração, verifica-se que a mesma se enquadraria na modalidade de “cogeração qualificada” (*ver item 3.5 - Qualificação da cogeração*), obedecendo aos critérios de enquadramento conforme a Res. ANEEL n.º. 21/2000:

$$1^{\text{a}} \text{ condição satisfeita} \rightarrow \frac{E_t}{E_f} = 32\% > 15\%$$

2ª condição satisfeita → $F_c = 50\% > 41\%$

O enquadramento na modalidade “cogeração qualificada” lhe daria o direito a dois benefícios diretos, caso houvesse a obrigação pelo pagamento dos encargos relacionados:

- 50% de desconto na TUSD. Porém esta central cogeneradora não terá despesas com a TUSD, pois não utilizará o sistema da CEB para transportar a energia produzida, o que torna o benefício desnecessário.

- Isenção da obrigação de aplicação em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico. Como a outorga da ANEEL será para fins de autoprodução, a central já estaria isenta desta obrigação, não sendo necessário o benefício concedido mediante a qualificação da cogeração.

Desta forma, conclui-se que as soluções propostas para o suprimento do Restaurante Universitário da UnB, utilizando caldeira convencional ou central de cogeração, não apresentam barreiras legais que possam inviabilizar a sua operação, e podem ser adotadas desde que seguidas as observações aqui descritas.

6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A cogeração é justificada energeticamente pela economia de combustível que o processo traz frente à produção convencional de energia térmica e eletromecânica em separado, o que deste ponto de vista leva a se buscar a tecnologia mais adequada às utilidades de modo a prover a maior eficiência energética possível. Entretanto a estratégia de investimento deve contemplar outros fatores, o primeiro relacionado à “eficiência econômica” ou o retorno econômico do empreendimento, até mais importante que a eficiência energética, diz respeito ao fluxo de caixa de forma a gerar o maior benefício econômico possível. Em seguida, vem a estratégia de mercado, considerando o cenário regulatório do setor elétrico, a qual deve ser bem traçada de forma a não comprometer as premissas anteriores.

A participação da cogeração na matriz energética brasileira ainda é singela quando nos comparamos a outros países industrializados no resto do mundo. Este atraso não é justificável, diante do benefício que a cogeração nos traria ao aumentar a oferta de eletricidade de forma racional, relativamente sem aumentar o custo com combustíveis. Aí estão inseridas a “eficiência energética” e a “eficiência econômica”.

Analisando-se a base regulatória do setor na busca de uma fundamentação à irracional opção brasileira em se gastar mais, verifica-se a existência de alguns pontos restritivos que merecem revisão de modo a tornar o segmento da cogeração mais atrativo e excitar a capacidade ociosa do país. Primeiramente enfatizamos a visão de algumas distribuidoras de eletricidade, senão de todas, que confundem o seu papel de “transportadoras de energia” com “vendedoras de energia”, ao encararem como concorrência ao seu negócio a cogeração ou qualquer outra forma de geração inserida em sua área de concessão, de onde não enxergam o benefício indireto que traz a oferta de energia localizada no centro de carga. Outro ponto diz respeito à contratação de capacidade na rede para *backup* da central de cogeração, estabelecida pela Resolução ANEEL nº. 371/1999, que em alguns casos pode se tornar mais onerosa do que a contratação para uso contínuo, o que não faz sentido. Outra inconsistência ocorre nos encargos associados ao transporte de eletricidade, que para centrais de cogeração localizadas dentro da planta industrial consumidora, porém de diferentes proprietários por uma questão comercial, são cobradas como se estivessem localizadas em outro ponto do país. Nestes casos deveria ser contabilizado apenas o líquido exportado ou importado da rede, dado que a central de cogeração é concebida em paridade com a carga.

O avanço tecnológico trouxe competitividade aos sistemas de cogeração de pequeno porte. Atualmente, os pequenos sistemas de cogeração pouco devem à economia de escala proporcionada pelas centrais de grande porte, concorrendo em eficiência e oferecendo praticidade na instalação, manutenção e operação descomplicada. Entretanto, os segmentos que demandam pequenas potências em geral possuem um baixo fator de carga, onde a utilização da cogeração só se torna viável quando há exportação de excedentes para proporcionar o funcionamento contínuo do equipamento. Com isso, os sistemas de cogeração de pequeno porte seriam aplicáveis a vários setores no Brasil, inclusive no residencial, se não fosse a existência de algumas barreiras como a inexistência de tarifa horo-sazonal e a impossibilidade da exportação de excedentes elétricos; esta última pela necessidade do agente em se modelar como comercializador de eletricidade, o que gera custos superiores ao retorno econômico da geração, no caso do pequeno porte. Uma boa solução seria se a concessionária de distribuição funcionasse como uma “bateria”, onde o excedente gerado durante o dia, por exemplo, pudesse ser consumido durante a noite, em montantes economicamente equivalentes. Neste caso os fluxos energéticos seriam considerados autoprodução, não incidindo os referidos impostos.

Em instalações comerciais e de serviços, como hospitais, hotéis, escolas e universidades, prédios de escritórios, restaurantes, shopping centers e supermercados, a viabilidade econômica da cogeração muitas vezes depende do compartilhamento de uma central entre vários pontos de consumo de um mesmo investidor. Entretanto isto não está sendo permitido, uma vez que a legislação que orienta o autoconsumo remoto restringe a permuta de energia (Decreto nº. 2.003/1996) apenas às cargas enquadradas como “processo industrial”, o que fere o princípio do livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão.

Como forma de incentivar a diversificação da matriz energética brasileira e ao mesmo tempo expandir a oferta de energia, as políticas energéticas direcionam a concessão de benefícios sempre a um bloco tecnológico constituído pelas pequenas centrais hidrelétricas, eólicas, fotovoltaicas, biomassa e cogeração qualificada. Contudo, a possibilidade de venda de energia a consumidores com cargas a partir de 500 kW, estabelecida pelo Decreto nº. 5.163/2004, exclui a participação da cogeração qualificada, lacuna que necessita de complementação.

Da análise econômica de projetos de cogeração, um dos pontos que mais se destacou foi a participação do custo do insumo energético na composição do custo da energia gerada. Seria de fundamental importância ao Distrito Federal a implantação de uma política de preços diferenciados para o fornecimento de gás natural às centrais termelétricas, que está previsto em 1,00 R\$/m³,

enquanto que os projetos exclusivamente termelétricos se viabilizam somente a partir de valores inferiores a 0,47 R\$/m³. Nesse sentido existem políticas de preço regionais que desoneram o valor do combustível destinado às centrais de cogeração, como é o caso do gás natural no estado de São Paulo.

Pelos resultados do estudo realizado para implantação de uma central de cogeração na Universidade de Brasília, onde foram vistos os aspectos da tecnologia, do benefício econômico e da interligação ao sistema elétrico, conclui-se que o empreendimento é viável do ponto de vista técnico, econômico e legal. Contudo, recomenda-se que sejam agregadas a este estudo as cargas térmica e elétrica do Hospital Universitário de Brasília, visando o aumento do fator de carga da planta de cogeração e a conseqüente diluição dos custos de implantação.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CARVALHO, Fabiano da Rosa; NOGUEIRA, Luiz Augusto Horta; TEIXEIRA, Flávio Neves. Cogeração e Geração Distribuída. In: LORA, Electo Eduardo Silva; NASCIMENTO, Marco Antônio Rosa do (2004). *Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação*. Rio de Janeiro: Interciência. 2 volumes. (1296 p.).
- [2] GANIM, Antônio (2003). *Setor elétrico brasileiro: aspectos regulamentares e tributários*. Rio de Janeiro: CanalEnergia. (255 p.).
- [3] CLEMENTINO, Luiz Donizeti (2001). *A conservação de energia por meio da co-geração de energia elétrica*. São Paulo: Érica. (172 p.).
- [4] BALESTIERI, José Antônio Perrella (2002). *Cogeração: geração combinada de eletricidade e calor*. Florianópolis: UFSC. (279 p.).
- [5] CONSELHO MUNDIAL DE ENERGIA (2001); Comitê Brasileiro. *Dicionário de Terminologia Energética 2001*. 3ª ed. Rio de Janeiro: CBCME. (324 p.).
- [6] BOYCE, Meherwan P. (2002). *Handbook for cogeneration and combined cycle power plants*. New York, U.S.: ASME. (557 p.).
- [7] COGEN EUROPE (2001). *Educogen - An educational tool for cogeneration*. 2ª ed. Brussels, Belgium: COGEN Europe.
- [8] ROSA, Luiz Pinguelli; SENRA, Paulo Maurício A. (1995). *Participação privada na expansão do setor elétrico ou venda de empresas públicas?* Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ.
- [9] MATSUDO, Eduardo (2001). *A reestruturação setorial e os reflexos sobre o planejamento e os estudos de mercado das distribuidoras de energia elétrica*. São Paulo. Dissertação (Mestrado em Energia) – Escola politécnica, USP.

- [10] NOGUEIRA, Luiz Augusto Horta; CARVALHO, Fabiano da Rosa; TEIXEIRA, Flávio Neves *et al.* (2004). *Disseminação de Informações em Eficiência Energética – Cogeração*. Rio de Janeiro.
- [11] SCHAEFFER, Roberto; SZKLO, Alexandre Salem (2001). *Uma proposta de áreas relevantes para atividades de P&D a serem implementadas pelo fundo setorial de energia – CTENERG*. Rio de Janeiro: Programa de Planejamento Energético – COPPE/UFRJ.
- [12] STRAPASSON, Alexandre Betinardi; FAGÁ, Murilo Tadeu Werneck (2003). *Impacto da qualidade exergética da energia final no consumo de energia primária: caso gás natural*. In: Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás (2:2003:Rio de Janeiro). Rio de Janeiro.
- [13] CARVALHO, Fabiano da Rosa (2000). *Crêterios de racionalidade energética na qualificação de centrais cogedoras – Nota Técnica nº. 001/2000-SFG/ANEEL*. Brasília: ANEEL.
- [14] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2005). *Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica*. Brasília: ANEEL. (30 p. - Cadernos Temáticos ANEEL; 4).
- [15] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2005). *Acesso e Uso dos Sistemas de Transmissão e de Distribuição*. Brasília: ANEEL. (57 p. - Cadernos Temáticos ANEEL; 5).
- [16] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (2006). *Balanço Energético Nacional*. Brasília: MME. <<http://www.mme.gov.br>>.
- [17] CARVALHO, M. O. M. (2004). *Avaliação econômica de projetos de energia, análise custo-benefício*. In: X Congresso Brasileiro de Energia. Rio de Janeiro: X CBE. (v. III, p. 1431-1442).
- [18] FISK, Robert W., VANHOUSEN, Robert L. (1996). *Cogeneration Application considerations*. Schenectady, NY: GE Power Systems. (19 p.).
- [19] ROHRER, Anton. (1996). *Comparison of combined heat and power generation*. In: ASME Cogen Turbo Expo 95 (Viena, Áustria: 1995). Baden, Switzerland: ABB Power Generation. (14 p.).

- [20] EPE – Empresa de Pesquisa Energética (2005). *O Mercado de Energia Elétrica em 2004*. Rio de Janeiro.
- [21] CARVALHO, M. O. M. (2006). *Software para análise econômica de sistemas energéticos*. In: RIBEIRO, Bruno Borges. *Análise Econômica de Tecnologia de Energia*. Brasília: UnB. Projeto de Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade de Brasília.
- [22] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2006). *Audiência Pública nº 003/2006 – Estabelecimento dos requisitos para a qualificação de centrais termelétricas cogeneradoras de energia*. Brasília: ANEEL.
- [23] BARJA, Gabriel de J. A. et al. (2006). *Aspectos Regulatórios na Qualificação de Cogeneradores e na Geração Distribuída*. In: XI CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA. Rio de Janeiro: XI CBE.
- [24] THURSTON, R. H. *A History of the Growth of the Steam-Engine*. New York: D. Appleton and Co., 1878. 490 p. <<http://www.history.rochester.edu/steam/thurston/1878/index.html>>.

ANEXOS

6.1 Resolução Normativa ANEEL para a qualificação de centrais cogeneradoras de energia

Esta minuta de Resolução, submetida em audiência pública na ANEEL no período de 22/02/2006 a 07/04/2006, objetiva revisar os critérios de avaliação para o enquadramento de centrais na modalidade “cogeração qualificada”, para fins da participação em políticas de incentivo à cogeração, cujo embasamento encontra-se na Nota Técnica em anexo no *item* 6.2.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº _____, DE _____ DE _____ DE 2006

Estabelece os requisitos para a qualificação de centrais termelétricas cogeneradoras de energia e revoga a Resolução nº. 21, de 20 de janeiro de 2000.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto nos incisos IV e IX art. 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, nos arts. 1º, incisos II, IV e VIII e 2º, inciso I, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, o que consta no Processo 48500.004724/2005-41, e considerando:

que a atividade de cogeração de energia contribui para a racionalidade energética, possibilitando melhor aproveitamento e menor consumo de fontes de energia, quando comparada à geração individual de calor e energia elétrica;

que, em função da Audiência Pública nº 003/2006, em caráter documental, realizada no período de 22 de fevereiro a 07 de abril de 2006, foram recebidas sugestões de diversos agentes do setor de energia elétrica, bem como da sociedade em geral, que contribuiram para o aperfeiçoamento deste ato regulamentar, resolve:

Art. 1º Estabelecer, na forma desta Resolução, os requisitos para o reconhecimento da qualificação de centrais termelétricas cogeneradoras, com vistas a participação nas políticas de incentivo ao uso racional dos recursos energéticos.

Art. 2º O disposto nesta Resolução aplica-se a:

I – pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que produzam ou venham a produzir energia elétrica destinada ao serviço público ou à produção independente; ou

II – pessoa física, pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que produzam ou venham a produzir energia elétrica destinada à autoprodução, com excedente para comercialização eventual ou temporária.

DAS TERMINOLOGIAS E DOS CONCEITOS

Art. 3º Para os fins e efeitos desta Resolução são adotadas as terminologias e conceitos a seguir definidos:

I – Cogeração: processo operado numa instalação específica para fins da produção combinada das utilidades calor e energia mecânica, esta geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia disponibilizada por uma fonte primária, observando que:

a) a instalação específica denomina-se central termelétrica cogeneradora, cujo ambiente não se confunde com o processo ao qual está conectada. Excepcionalmente e a pedido do interessado, a cogeração poderá alcançar a fonte e as utilidades no processo, além das utilidades produzidas pela central termelétrica cogeneradora a que está conectado, condicionando aquelas à exequibilidade de sua completa identificação, medição e fiscalização, a critério exclusivo da ANEEL; e

b) a obtenção da utilidade eletromecânica ocorre entre a fonte e a transformação para obtenção da utilidade calor;

II - Cogeração qualificada: atributo concedido a cogeneradores que atendem os requisitos definidos nesta Resolução, segundo aspectos de racionalidade energética, para fins de participação nas políticas de incentivo à cogeração;

III - Energia da fonte (E_f): energia recebida pela central termelétrica cogeneradora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, com base no conteúdo energético específico, que no caso dos combustíveis é o Poder Calorífico Inferior (PCI);

IV - Energia da utilidade eletromecânica (E_e): energia cedida pela central termelétrica cogeneradora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, em termos líquidos, ou seja, descontando da energia bruta gerada o consumo em serviços auxiliares elétricos da central;

V - Energia da utilidade calor (E_t): energia cedida pela central termelétrica cogeneradora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, em termos líquidos, ou seja, descontando das energias brutas entregues ao processo as energias de baixo potencial térmico que retornam à central;

VI - Eficiência Energética: índice que demonstra o quanto da energia da fonte foi convertida em utilidade eletromecânica e utilidade calor;

VII - Eficiência Exergética: índice que demonstra o quanto da energia da fonte foi convertida em utilidades equivalentes à eletromecânica;

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

IX - Fator de ponderação (X): parâmetro adimensional definido em função da potência instalada e da fonte da central termelétrica cogeneradora, obtido da relação entre a eficiência de referência da utilidade calor e da eletromecânica, em processos de conversão para obtenção em separado destas utilidades.

DOS REQUISITOS PARA QUALIFICAÇÃO

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

I - estar regularizada perante a ANEEL, conforme o disposto na legislação específica e na Resolução nº 112, de 18 de maio de 1999; e

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

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

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

§ 1º Os valores de “ X ” e “ F_c ” das fórmulas acima deverão ser aplicados em função da potência elétrica instalada na central de cogeração e da respectiva fonte, conforme tabela abaixo:

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

§ 2º No caso de queima alternada ou mesclada de diferentes fontes, os valores de “ X ” e “ F_c ”, representativos dessa situação, serão obtidos por ponderação dos valores contidos na tabela de que trata o parágrafo anterior, segundo a participação energética de cada fonte.

§ 3º Poderão candidatar-se à qualificação os blocos de cogeração pertencentes a uma central termelétrica contendo blocos de geração pura, desde que se distingam os primeiros dos segundos, e

os blocos de cogeração apresentem medições perfeitamente individualizadas que permitam o cômputo das suas energias E_f , E_e e E_t e a sua fiscalização.

DA SOLICITAÇÃO DE QUALIFICAÇÃO

Art. 5º A qualificação de central termelétrica cogeneradora deverá ser objeto de requerimento à ANEEL, acompanhado de relatório contendo as seguintes informações:

I - memorial descritivo simplificado da central e do processo associado;

II - planta geral do complexo destacando onde está inserida a central;

III - diagrama elétrico unifilar geral da central;

IV - caracterização do calendário do ciclo operativo da central, com indicação do seu regime operativo e o conseqüente fator de utilização média das instalações;

V - balanço da energia elétrica em kWh/h, indicando, tanto para “carga plena” quanto “carga média”, as informações referentes a:

a) geração bruta;

b) consumo em serviços auxiliares da central;

c) consumo no processo industrial associado; e

d) intercâmbio externo, se houver importação ou exportação;

VI - fluxograma do balanço térmico na “carga plena” e na “carga média”, indicando para cada situação a vazão mássica e as variáveis de estado de todos os fluidos envolvidos, na entrada e saída dos principais equipamentos e instalações da central;

VII - demonstração da eficiência energética individual dos principais equipamentos integrantes do ciclo térmico de cogeração; e

VIII - demonstração do atendimento aos requisitos de racionalidade a que se refere o inciso II do art. 4º.

Parágrafo único. A documentação técnica, em todas as suas partes, deverá estar assinada pelo engenheiro responsável pelas informações, incluindo a comprovação de sua carteira-inscrição e certificado de regularidade perante o Conselho Regional de Engenharia, Arquitetura e Agronomia – CREA.

Art. 6º O requerimento da qualificação deverá considerar os dados energéticos extraídos da efetiva operação da central, podendo, na sua falta, ser instruído com as informações do planejamento operativo.

Art. 7º A ANEEL poderá solicitar outros dados e informações adicionais ou a complementação daqueles já apresentados, para melhor instrução e análise da qualificação requerida.

Art. 8º As centrais termelétricas que utilizam exclusivamente a biomassa como fonte primária de energia não necessitam de qualificação para fazer jus aos benefícios previstos na legislação, respeitadas as respectivas condições de aplicação.

AS OBRIGAÇÕES DO COGERADOR QUALIFICADO

Art. 9º Uma vez reconhecida a qualificação, o agente obriga-se a manter em arquivo o registro mensal dos montantes energéticos referentes à *Ef*, *Ee* e *Et*, bem como o demonstrativo da sua apuração, com base na efetiva operação da central termelétrica cogeneradora, observando os seguintes procedimentos:

I - no caso da qualificação tiver sido outorgada com base nas informações do planejamento operativo, o agente deverá encaminhar à ANEEL, até nove meses após o início da operação, a apuração e a demonstração do atendimento aos requisitos de racionalidade a que se refere o inciso II do art.4º desta Resolução, em base mensal, bem como o acumulado dos seis primeiros meses de operação; e

II - os arquivos anteriores aos últimos sessenta meses perdem a validade para fins de comprovação à ANEEL.

Parágrafo único. Deverão ser informadas à ANEEL as alterações que impliquem a violação de qualquer das condições de qualificação da central termelétrica cogeneradora.

Art. 10. O desatendimento às condições de qualificação da central termelétrica sujeitará o agente à revogação do ato de reconhecimento da qualificação, à cessação dos benefícios incorridos e à aplicação da respectiva penalidade conforme os arts. 7º e 15 da Resolução nº. 63, de 12 de maio de 2004.

DAS DISPOSIÇÕES GERAIS E TRANSITÓRIAS

Art. 11. Mantêm-se em vigor todas as qualificações reconhecidas sob a vigência da Resolução nº 21, de 20 de janeiro de 2000, as quais passam a se sujeitar ao disposto nesta Resolução no tocante às condições de manutenção da qualificação e de sua violação, respectivamente, nos termos dos arts. 4º e 10.

Art. 12. Fica revogada a Resolução nº. 21, de 20 de janeiro de 2000.

Art. 13. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JERSON KELMAN

6.2 Nota Técnica para avaliação dos critérios de enquadramento da Norma de qualificação de centrais cogedoras

Esta Nota Técnica foi desenvolvida com a finalidade de subsidiar a revisão da norma e o estabelecimento de novos parâmetros aplicados ao enquadramento de centrais na modalidade “cogeração qualificada” pela ANEEL.

Nota Técnica nº. 058/2005-SRG/SCG/ANEEL

Em 02 de dezembro de 2005.

Processo: 48500.004724/2005-41

Assunto: Estabelece os requisitos necessários à qualificação de centrais termelétricas cogedoras de energia, revoga a Resolução nº. 21, de 20 de janeiro de 2000 e dá outras providências.

I. DO OBJETIVO

Esta Nota Técnica tem por objetivo avaliar os critérios para fins de revisar da Resolução nº. 21, de 21 de janeiro de 2000, referente à qualificação de centrais termelétricas cogedoras.

II. DOS FATOS

2. A Resolução nº. 21, de 20 de janeiro de 2000, estabeleceu os requisitos necessários para qualificação de centrais cogedoras de energia, visando a sua participação nas políticas de incentivo ao uso racional dos recursos energéticos do país mediante os benefícios já disponibilizados:

- redução de encargos de acesso ao sistema de transporte para essas centrais com capacidade instalada até 30 MW.

Esse direito foi introduzido pelo art. 26 da Lei nº. 9.427/96, sucessivamente alterado pelo art. 4º da Lei nº. 9.648/98, art. 17 da Lei nº. 10.438/02 e art. 8º da Lei nº. 10.762/03. A matéria encontra-se regulada pela Resolução Normativa nº. 77 de 2004.

- isenção da aplicação de no mínimo 1% da receita operacional líquida das empresas que gerem energia exclusivamente a partir dessas centrais, sem limitação de capacidade instalada.

Esse direito foi introduzido pelo art. 2º da Lei nº. 9.991/00, alterado pelo art. 24 da Lei nº. 10.438/02. A matéria é auto-aplicável.

3. Em 17 de novembro de 2003, por meio de correspondência s/nº, a empresa Copebrás Ltda.-Filial Catalão requereu à ANEEL autorização para explorar, na condição de autoprodutor de energia elétrica, a Central de Cogeração Copebrás Catalão, assim como reconhecer, em regime precário, o seu enquadramento como cogeração qualificada.

4. A exploração dessa central foi regularizada pela Resolução Autorizativa nº. 193, de 23 de maio de 2005. Entretanto, a regularização não reconheceu o enquadramento dessa central como “cogeneradora qualificada” que foi negado, primeiro pelo Ofício nº. 1.690/2004-SCG/ANEEL, de 24 de novembro, e depois pela Nota Técnica nº. 031/2004-SCG/ANEEL, de 30 de dezembro de 2004, em recurso administrativo impetrado pela empresa detentora da central.

5. Em 23 de maio de 2005, após o julgamento do pleito da Copebrás em reunião da Diretoria da ANEEL, o Processo foi remetido à SRG para que fosse avaliada a necessidade de revisão dos requisitos de qualificação para o enquadramento de centrais cogeneradoras no conceito “bottoming” (arranjos a jusante – vide parágrafo 23).

6. Por sua vez e conforme externado pela Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração - SCG, a revisão deveria também aproveitar a experiência acumulada em quase 5 anos na instrução para qualificação de inúmeras centrais cogeneradoras e introduzir aperfeiçoamentos com a eliminação das diferenças interpretativas, a bem da uniformização da abordagem e procedimentos, e conseqüente economia de tempo e melhora da qualidade processual.

III. DA ANÁLISE

Da Resolução nº 21

7. A Resolução nº. 21, de 20 de janeiro de 2000 inspirou-se na experiência internacional.

8. O critério de racionalidade energética adotado na cogeração consistiu na economia de energia da fonte/ combustível frente a uma configuração convencional composta de processos de produção em separado para a obtenção das mesmas utilidades vapor e eletromecânica.

9. Ressalte-se que esse critério mostrou-se mais simples e direto e acabou substituindo a antiga idéia da qualificação por eficiência energética, que para ser eficaz teria que ser especificada para cada razão entre as utilidades vapor e eletromecânica.

10. Seguindo o critério adotado, fixou-se conforme o tipo de fonte a correspondente “taxa mínima de economia” (*TEC*) que a cogeração deveria observar para ser qualificada, a saber:

- Derivados de Petróleo, Gás Natural e Carvão: 15%;
- Demais Fontes: 5%.

11. Tomou-se como “eficiência para fins de qualificação” a fórmula a seguir:

$$F_c = \left(\frac{E_t}{E_f} \right) \div X + \frac{E_e}{E_f}$$

Essa “eficiência para fins de qualificação” aproxima-se da “eficiência exergética” e é também denominada “fator de cogeração” (F_c).

Na expressão da fórmula aparecem:

As energias envolvidas referidas ao regime operativo da cogeração, respectivamente, a fonte/combustível (E_f), a utilidade eletromecânica (E_e) e a utilidade calor (E_t).

Por conveniência e que prevalecerá doravante, a designação E_f substitui a designação E_c que aparece na normativa.

O “fator de ponderação” (X), adimensional, em geral no entorno de 2, para descontar a energia da utilidade calor (E_t) e homogeneizá-la por equiparação à outra e mais nobre energia, a energia de utilidade eletromecânica.

12. Por outro lado, considerando-se uma configuração convencional composta de processos de produção em separado, tem-se as eficiências de referência η_t e η_e , respectivamente, para obtenção individualizada da utilidade calor e eletromecânica, as mesmas extraídas simultaneamente de um processo de produção unificado – a cogeração. Discretizou-se essas eficiências de referência de produção em separado, sendo mais exigentes com o porte da central cogeneradora e a qualidade da fonte/combustível.

13. Valem então as seguintes relações aplicadas à cogeração:

- Razão entre eficiências de referência calor e eletromecânica = $\eta_t / \eta_e = X$
- Eficiência para fins de qualificação = $\eta_e / (1 - TEC)$

14. A partir desses elementos, construiu-se a **Tabela I** (vide Apêndice, conforme Res. nº. 21/2000) em que a “eficiência para fins de qualificação” (F_c) é um requisito mínimo a ser observado.

15. Adicionalmente, introduziu-se um outro requisito mínimo para salvaguardar o conceito de cogeração, evitando-se a criação de uma fraca produção da utilidade calor a partir de centrais termelétricas originariamente com produção maciça da utilidade eletromecânica.

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

16. Nos casos de uso alternado ou mescla de diferentes fontes/combustíveis, foi adotado um critério de clivagem para caracterização da fonte/combustível dominante. A dominância seria em “Derivados de Petróleo, Gás Natural e Carvão”, se reunisse nessa classe contribuições pelo menos 25% da energia disponibilizada por todas fontes/combustíveis; e se ficasse aquém, a caracterização recairia em “Demais Fontes”.

Da Negação da Qualificação da Central Copebrás Catalão

17. A razão da negação fundamentou-se na Resolução nº. 21, totalmente assente no conceito “topping” (arranjos a montante – vide parágrafo 23), enquanto essa central cogeneradora, ao invés de combustível, utiliza como fonte o calor comunicado por processo industrial conexo, de quem é energeticamente caudatária, caracterizando assim o conceito “bottoming”.

18. Ainda tentou-se suprir a lacuna normativa do conceito “*bottoming*”, ao se recepcionar a fonte dessa central em “Demais Fontes”, a janelar na Resolução nº. 21 que mais se aproximava da situação fática. Apesar disso, a cogeração não conseguiu passar no teste para qualificação, conquanto se ressaltasse os méritos energo-ambientais da central, porém não captados pela normativa.

Das Modificações Pretendidas

19. No total, são 10 modificações pretendidas:

- uma, suscitada pela Diretoria, de avaliar a necessidade de revisão dos requisitos de qualificação para recepcionar centrais cogedoras no conceito “*bottoming*”, a exemplo da reclamante Central de Cogeração Copebrás Catalão e outras desse gênero que venham a surgir;

- nove, expressas pela SCG, de aproveitar a oportunidade da revisão da normativa e suscitada pela modificação anterior, para introduzir aperfeiçoamentos tirados da experiência acumulada em quase 5 anos na instrução para qualificação de inúmeras centrais cogedoras e abordando:

- i) a delimitação do “ambiente” central cogedora;
- ii) fonte e utilidades na cogeração e os conceitos “*topping*” e “*bottoming*”;
- iii) os requisitos para qualificação;
- iv) a mescla de fontes;
- v) a eficiência energética, a eficiência exergética e a economia de fonte na cogeração;
- vi) o período operativo da central, nele o regime operativo da central e o uso médio das instalações;
- vii) a biomassa e o credenciamento automático aos benefícios de política energética;
- viii) o regime precário e definitivo no enquadramento da qualificação;
- ix) a documentação necessária, consistindo do Relatório submetido pelo agente e a Ficha Requerimento.

20. Em auxílio dessas modificações pretendidas foram reforçados os aspectos conceituais.

- A cogeração foi definida como o processo operado numa instalação específica para fins da produção combinada das utilidades calor e energia mecânica, esta geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia disponibilizada por uma fonte primária.

- A mencionada instalação específica denomina-se central termelétrica cogedora, cujo “ambiente” não se confunde com o processo industrial ao qual está conectado.

- Esta abordagem é a internacionalmente aceita, sendo explicitada pelos mais tradicionais fabricantes (em particular, a antiga Asea Brown Boveri - ABB) e vai ao encontro da jurisdição da ANEEL que é sobre a central em si e portanto exclui o processo industrial.

- Nessa abordagem, as energias das utilidades calor e eletromecânica são aquelas cedidas pela central cogedora, em termos líquidos. A energia da fonte é aquela recepcionada pela central cogedora, em termos líquidos. Isto posto, fica afastada a confusão freqüente de não distinguir a fronteira entre o “ambiente” central cogedora e o processo industrial ao qual está conectada.

21. Originariamente, a obtenção da utilidade calor se dava à conta da própria indústria, enquanto adquiria externamente a energia elétrica que necessitava e colocada à disposição pela rede da concessionária.

22. Na cogeração, a transformação para obtenção da utilidade eletromecânica é introduzida entre a fonte e a transformação para obtenção da utilidade calor. Equivale dizer: a partir de uma fonte, as transformações para obtenção das utilidades cogerasdas se dão na invariância de uma mesma seqüência, primeiro a eletromecânica e depois o calor.

23. Visto a invariância dessa seqüência das utilidades cogerasdas, a discussão se deslocou para o tipo de fonte, esta em correspondência com os arranjos a montante (“topping”) e a jusante (“bottoming”):

- *Combustíveis e Arranjo a Montante (“topping”)*

A fonte está sob o domínio da central e segue o seu funcionamento.

O funcionamento da central não depende do processo industrial a que está conectado. Parando este não implica necessariamente na parada daquela.

- *Calor de Processo Industrial e Arranjo a Jusante (“bottoming”)*

O funcionamento da central segue a fonte fora do seu domínio e localizada no processo industrial, que sem esta utilização a sua energia seria integralmente descarregada num corpo natural (ar ou água) e com um impacto ambiental maior.

O funcionamento da central depende do processo industrial a que está conectado. Parando este implica necessariamente na parada daquela.

24. Em geral, o calor descarregado de um processo industrial – a fonte no arranjo a jusante (*bottoming*) – ocorre em temperaturas inferiores às de uma simples queima de combustíveis. Nessa condição os fatores econômicos limitam bastante a recuperação do calor e as eficiências são mais modestas. Daí não faz sentido impor uma *TEC*.

25. Reportando-se às fontes na Resolução nº. 21, as modificações foram:

- “Derivados de Petróleo, Gás Natural e Carvão”: manteve-se a denominação e a *TEC* de 15%. Adicionalmente, revisou-se as eficiências de referência η_t e η_e com valores mais ajustados à realidade, de que resultou em novos e mais adequados valores de *X* e *F_c*, retirando deste último o exagero anterior.

- “Demais Fontes”: rebatizada “Demais Combustíveis” e manteve-se a *TEC* de 5%, as eficiências de referência η_t e η_e , e por conseqüência *X* e *F_c* anteriores.

- “Calor Recuperado de Processo” (novo): indicou-se a *TEC* de 0%, bem como η_t e η_e adequados, de que resultou *X* e *F_c* compatíveis.

26. Em resumo, a “eficiência para fins de qualificação” (*F_c*) e os elementos que a compõem estão mostrados na **Tabela II** (vide Apêndice, modificação pretendida).

27. Neste sentido e em termos de racionalidade energética na cogeração, reitera-se a experiência internacional já observada na Resolução nº. 21, em que o critério para qualificação baseia-se na economia da energia da fonte frente a uma configuração convencional composta de processos de produção em separado para obtenção das mesmas utilidades vapor e eletromecânica.

28. Por outro lado, levantou-se o histórico de todas as centrais cogedoras anteriormente qualificadas submetendo-as aos novos testes impostos pelas modificações, e nenhuma foi desclassificada, além de ficar comprovada maior justeza do requisito.

29. A Central de Cogeração Copebrás Catalão, objeto de solicitação da Diretoria para avaliação da qualificação do conceito “*bottoming*”, passou no teste (com pouca folga), considerando a introdução da rubrica “Calor Recuperado de Processo”.

30. Essa nova rubrica “Calor Recuperado de Processo” segue a mesma sistemática adotada para as rubricas primogênicas, e delas herda a comodidade para caracterizar a fonte dominante nos casos de uso alternado ou mescla de fontes diferentes.

31. Adicionalmente, em lugar do afiado critério da clivagem para caracterização da fonte dominante, considerou-se outro mais balanceado ao uso alternado ou mescla de diferentes fontes, em que os valores de X e F_c representativos dessa situação seriam obtidos por ponderação sobre os correspondentes de cada fonte componente segundo a sua respectiva participação energética.

32. Registrou-se a distinção entre Eficiência Energética e Eficiência Exergética.

- A primeira resulta da soma das participações de utilidades cogeadas com naturezas diferentes: calor e eletromecânica.

- A segunda resulta da soma das participações com naturezas homogêneas, já que a utilidade calor é descontada equiparando-a à outra e mais nobre utilidade eletromecânica.

33. Na prática, o desconto da utilidade calor apresenta uma distorção e a “*eficiência para fins de qualificação*” da normativa, também denominada “fator de cogeração” (F_c), apenas aproxima-se da teórica “eficiência exergética”. Isso porque o “fator de ponderação” (X), ou fator do desconto, representa o ponto central dentro de um espectro de situações, ante a impraticabilidade do cálculo teórico a cada caso.

34. O critério de apuração das energias envolvidas durante os últimos 12 meses não se mostrou prático, tanto pela unidade utilizada (MW.ano) como perante diversos casos de centrais operando sazonalmente. Daí que na modificação pretendida, a apuração dessas energias se dá dentro do período operativo da central e expressando-as pela média em kWh/h, uma unidade com mais “visibilidade”. Adicionalmente, o agente deverá caracterizar o calendário do ciclo operativo da central, nele explicitando o regime operativo e o fator de utilização média das instalações.

35. Registrou-se que pela legislação vigente, o uso de fonte primária exclusivamente a biomassa em centrais termelétricas geradoras e cogedoras credencia-as automaticamente para fins de receber os benefícios de política energética aplicáveis. Esse aviso procura inibir os freqüentes e desnecessários requerimentos de qualificação de cogedoras, excepcionando aqueles, a critério do agente, por motivos diversos que os incentivos previstos na política energética.

36. O critério de enquadramento da central como cogeneradora qualificada em regime precário ou em regime definitivo, não se mostrou prático. O regime precário considerava dados do planejamento da operação da central, e a sua validade era por 18 meses improrrogáveis. Era o mais requerido.

37. A sua posterior conversão em regime definitivo dependia da apresentação de dados extraídos nos últimos 12 meses da efetiva operação da central, raras vezes implementada pelo agente ou fiscalizada, e sempre e tacitamente ignorada (inclusive por terceiros) a condição resolutive que pesava sobre o regime precário. Daí que na modificação pretendida e sem prejuízo dos direitos adquiridos, aboliram-se esses regimes.

38. Neste sentido, uma vez emitida a outorga – não importa se apoiada em dados de planejamento ou da efetiva operação da central – remeteu-se o agente à responsabilidade pela sua manutenção. Em caso de desatendimento, sujeitando-o ao cancelamento da qualificação e às penalidades previstas na legislação, considerando-se o período de apuração dos últimos 24 meses para as situações de declaração espontânea pelo agente ou dos últimos 60 meses se motivada por inspeção da ANEEL.

39. O Relatório submetido pelo agente, para o enquadramento da central como cogeneradora qualificada, compunha um sistema aberto de informações limitadas que não permitia verificar a consistência interna dos dados, e assim ensejava demandas de complementação.

40. A verificação da consistência dos dados é de suma importância para a qualificação, já que a sua outorga dá direito ao agente colher benefícios de política energética, cujo ônus será repartido entre terceiros, sejam usuários ou contribuintes. Daí que na modificação pretendida para o Relatório, construiu-se um sistema fechado de informações mais abrangentes visando verificar a consistência interna dos dados, constatar os seus eventuais desvios e promover os respectivos ajustes, capacitando uma análise sólida.

41. Em particular, passa a prever o memorial descritivo simplificado da central cogeneradora e o processo industrial associado, entre outros explicitando a destinação das “utilidades” que substitui com mais propriedade a Ficha Requerimento, eliminando-a.

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

A legislação pertinente ao assunto inclui:

As Leis:

- nº. 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- nº. 9.648, de 27 de maio de 1998;
- nº. 9.991, de 24 de novembro de 2000;
- nº. 10.438, de 26 de abril de 2002;
- nº. 10.762, de 11 de novembro de 2003.

As Resoluções:

- nº. 21, de 21 de janeiro de 2000;
- Normativa nº. 77, de 18 de agosto de 2004.

V. DA CONCLUSÃO

42. Foi realizada a avaliação dos critérios de racionalidade energética em centrais termelétricas de cogeração com a incorporação do conceito “bottoming” suscitado pela Diretoria e de aperfeiçoamentos inspirados na experiência processual acumulada.

43. Essa incorporação está amparada em estudos acadêmicos e em orientações internacionalmente aceitas aplicáveis à qualificação de cogeneradoras, que resultou em proposta de revisão da Resolução nº. 21, de 20 de janeiro de 2000, conforme apresentada por esta Superintendência.

VI. DA RECOMENDAÇÃO

44. Do exposto, propõe-se o encaminhamento da minuta de Resolução para apreciação da Procuradoria Federal e da Diretoria da ANEEL, visando à revisão da Resolução nº. 21, de 20 de janeiro de 2000.

JOÃO DE DEUS FERNANDES FILHO

Engº SCG/ANEEL

GABRIEL DE JESUS AZEVEDO BARJA

Engº SCG/ANEEL

SHEYLA MARIA DAS NEVES DAMASCENO

Engª SRG/ANEEL

ROSÂNGELA LAGO

Superintendente de Concessões e Autorizações de Geração

RUI GUILHERME ALTIERI SILVA

Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração

APÊNDICE

Tabela I – Eficiências para fins de Qualificação, *Fc% mínimo* na Resolução n.º. 21, de 20 de janeiro de 2000.

Capacidade Instalada	TEC%	$\eta t\%$	$\eta e\%$	X	Fc%
Derivados de Petróleo, Gás Natural e Carvão:					
Até 5 MW	15	80	40	2,00	47
Acima de 5 MW e até 20 MW	15	80	43	1,86	51
Acima de 20 MW	15	80	46	1,74	54
Demais Fontes:					
Até 5 MW	5	75	30	2,50	32
Acima de 5 MW e até 20 MW	5	75	35	2,14	37
Acima de 20 MW	5	75	40	1,88	42

Tabela II – Eficiências para fins de Qualificação, *Fc% mínimo* na Modificação Pretendida.

Capacidade Instalada	TEC%	$\eta t\%$	$\eta e\%$	X	Fc%
Derivados de Petróleo, Gás Natural e Carvão:					
Até 5 MW	15	75	35	2,14	41
Acima de 5 MW e até 20 MW	15	80	37,5	2,13	44
Acima de 20 MW	15	85	42,5	2,00	50
Demais Combustíveis:					
Até 5 MW	5	75	30	2,50	32
Acima de 5 MW e até 20 MW	5	75	35	2,14	37
Acima de 20 MW	5	75	40	1,88	42
Calor Recuperado de Processo:					
Até 5 MW	0	65	25	2,60	25
Acima de 5 MW e até 20 MW	0	65	30	2,17	30
Acima de 20 MW	0	65	35	1,86	35

As alterações em relação à Resolução n.º 21 estão marcadas em negrito-italico.

Em Comum na Resolução n.º. 21 e na Modificação Pretendida:

O outro requisito mínimo para salvaguardar o conceito de cogeração

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