

**UNESP**  
**Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá**

**Guaratinguetá**  
**2003**

ADRIANA APARECIDA DOS SANTOS COSTA

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DA UTILIZAÇÃO DE UM  
GERADOR À GÁS NATURAL EM UM SISTEMA DE COGERAÇÃO:  
ESTUDO DE CASO

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica na área de Transmissão e Conversão de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Oscar Armando Maldonado Astorga

Co-orientador: Prof. Dr. José Luz Silveira

Guaratinguetá  
2003

**DADOS CURRICULARES****ADRIANA APARECIDA DOS SANTOS COSTA**

NASCIMENTO	12.12.1975 – GUARATINGUETÁ / SP
FILIAÇÃO	José Gilberto Costa Maria Benedita dos Santos
1995/1999	Curso de Graduação Engenharia Elétrica– Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá da UNESP
2002/2003	Curso de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, nível de Mestrado, na Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá da UNESP

Dedico este trabalho a todos aqueles que buscam o desenvolvimento da tecnologia pelo bem da humanidade.

## AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradeço a Deus, fonte da vida e da graça. Agradeço pela minha vida, minha inteligência, minha família e meus amigos,

Ao meu orientador *Prof. Dr. Oscar Armando Maldonado Astorga* e co-orientador *Prof. Dr. José Luz Silveira*, pelo incentivo e pelas diretrizes para a realização deste trabalho.

Ao *Prof. Dr. Ronaldo Rossi* e *Prof. Dr. João Andrade*, pelo apoio técnico para o desenvolvimento desta dissertação e ao *Sr. Carlos Eduardo Paes* e a equipe de manutenção da empresa Tekno, pela colaboração na obtenção das informações necessárias para a realização do trabalho.

A empresa Tekno Construções Indústria e Comércio S.A. , e em especial ao *Sr. Edson Rubens Salla*, pela oportunidade de desenvolver uma dissertação de mestrado baseada em um problema real possibilitando com isso uma maior aproximação com a realidade da engenharia.

Ao Centro Técnico Aeroespacial, em especial ao *Ten. Cel Airton Manuel Rodrigues* e ao *Major Paulo Sérgio Godoy Gaddini*, por ter me ajudado com a disponibilidade de tempo para que eu pudesse continuar a desenvolver este trabalho.

A minha família, namorado e aos amigos, pelo estímulo e por acreditarem em mim e que eu seria capaz de atingir meu grande objetivo.

COSTA, A. A. S. **Análise técnico-econômica da utilização de um gerador a gás natural em um sistema de cogeração: estudo de caso.** 2003. 112f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2003.

## **RESUMO**

Neste trabalho é apresentada uma proposta de sistema de cogeração utilizando motor de combustão interna à gás natural, visando otimizar a utilização da energia primária em um estudo de caso de uma empresa produtora de chapas pré-pintadas. Este grupo moto-gerador foi adquirido para suprir a escassez de energia elétrica no ano de 2001 no Brasil, e hoje tem sua operação inviável economicamente se utilizado somente como gerador. Para isso realizou-se uma auditoria energética na empresa em questão, uma análise do mercado energético atual, da legislação vigente sobre cogeração, da viabilidade técnico-econômica da implementação do sistema proposto, das perspectivas de expansão do parque industrial da empresa e dos aspectos estratégicos no que diz respeito a diversificação na obtenção da energia elétrica. Estudou-se também as características do sistema elétrico existente e as características dos equipamentos responsáveis pela geração de energia térmica. O estudo realizado buscou propor a melhor forma de utilização do grupo moto-gerador, com o menor impacto no sistema elétrico atual e sem prejuízos para o processo de produção. Os resultados deste trabalho convergiram para um sistema de cogeração compacto que melhor se adaptou às particularidades da empresa estudada. Além da vantagem financeira que este trabalho constatou, também existem vantagens técnicas e estratégicas. Assim sendo, este trabalho proporciona o suporte técnico necessário para a tomada de decisões de como melhor aproveitar o potencial energético do equipamento adquirido pela empresa em questão e para outras empresas que apresentam um panorama semelhante.

**PALAVRAS-CHAVE:** cogeração, gás natural, conservação de energia, grupo moto-gerador

COSTA, A. A. S. **Analysis technical-economic of the employment of generator natural gas in a cogeneration system: case study**. 2003. 112f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2003.

## **ABSTRACT**

In this work is presented a proposal of a cogeneration system using internal combustion engine using natural gas, with the objective to improve the employment of the primary energy in the case study in a manufacturer company of pre-painted metallic sheets. This moto-generation group was acquired in 2001 in order to supply the lack of providing of the electrical energy that Brazil confronted in the same year and now its utilization is not economic feasibility. An energetic audit has been carried out in the industry, an analysis of current energy market, the rules cogeneration's legislation, a technical–economic feasibility of the cogeneration system proposed an analysis regarding the company's expansion plan and the flexibility for supplying energy of the other sources. This work also analysed the existent electrical system and the characteristics of the equipment responsible for the thermal energy generation. This work has focused on a better utilization of the moto-generation group with a minimum number of changes in the electrical system and without causing any disturbance damages for the manufacture's production process. The results of this work indicated that a compact cogeneration system is the best solution considering the characteristics of the enterprise studied. Besides the financial advantages verified, there are technical and strategic advantages. So, this work will give technical support for decisions about the best advantage the energetic potential of the equipment acquired by company in matter and for other companies that present a similar panorama.

**KEYWORDS:** cogeneration, natural gas, energy conservation , moto-generation group

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1: Cogeração com Ciclo "Topping" .....	20
FIGURA 2: Cogeração com Ciclo "Bottoming" .....	21
FIGURA 3: Sistema de Cogeração Utilizando Turbina á Gás.....	23
FIGURA 4: Cogeração com Ciclo Fechado.....	23
FIGURA 5: Sistema de Cogeração com Ciclo Combinado.....	25
FIGURA 6: Sistema de Cogeração Utilizando Motor de Combustão Interna.....	28
FIGURA 7: Grupo Moto-Gerador da Empresa Tekno.....	28
FIGURA 8: Reservas de Gás Natural com volume medido em $10^9 \text{m}^3$ .....	30
FIGURA 9: Produção de Gás Natural com volume medido em $10^3 \text{m}^3$ .....	30
FIGURA 10: Sistema de Rejeição de Cargas.....	39
FIGURA 11: Arranjos Típicos de Subestações para Interligação.....	40
FIGURA 12: Linha de Pintura 1.....	46
FIGURA 13: Linha de Pintura 2.....	46
FIGURA 14: Consumo de Gás Natural da Tekno.....	49
FIGURA 15: Demanda de Ponta Medido pela Concessionária.....	56
FIGURA 16: Demanda Fora de Ponta Medido pela Concessionária.....	56
FIGURA 17: Consumo de Ponta Medido pela Concessionária.....	57
FIGURA 18: Consumo Fora de Ponta Medido pela Concessionária.....	57
FIGURA 19: Consumo de Ponta e Fora de Ponta do Transformador 1.....	58
FIGURA 20: Consumo de Ponta e Fora de Ponta do Transformador 2.....	58
FIGURA 21: Consumo de Ponta e Fora de Ponta do Transformador 3.....	59
FIGURA 22: Consumo de Ponta e Fora de Ponta do Transformador 4.....	60
FIGURA 23: Consumo de Ponta e Fora de Ponta do Transformador 7.....	61
FIGURA 24: Consumo de Ponta e Fora de Ponta do Transformador 8.....	61
FIGURA 25: Consumo de Ponta e Fora de Ponta do Transformador 9.....	62
FIGURA 26: Consumo Total medido pelo Controlador de Demanda.....	62
FIGURA 27: Sistema de Cogeração do Caso 1.....	64
FIGURA 28: Sistema de Cogeração do Caso 2.....	65
FIGURA 29: Diagrama de Sankey sem aproveitamento da água de arrefecimento	

do motor.....	72
FIGURA 30: Diagrama de Sankey com aproveitamento da água de arrefecimento do motor.....	73
FIGURA 31: Diagrama de Interigação Elétrica 1.....	81
FIGURA 32: Diagrama de Interigação Elétrica 2.....	82
FIGURA 33: Diagrama Unifilar Parte 1/2.....	85
FIGURA 34: Diagrama Unifilar Parte 2/2.....	86

## LISTA DE TABELAS

TABELA 1: Composição Química do gás natural da Bacia de Campos (% em volume).....	29
TABELA 2: Produção de Gás Natural no Brasil.....	31
TABELA 3: Recomendações para interligação de uma central ao sistema.....	41
TABELA 4: Consumo Médio de Gás Natural por Carga.....	48
TABELA 5: Consumo de Gás Natural Mensal.....	48
TABELA 6: Valores Contratuais de Demanda de Energia Elétrica.....	50
TABELA 7: Características dos Transformadores (*Ampliação Futura).....	51
TABELA 8: Contas de Energia Elétrica da Concessionária de Energia.....	52
TABELA 9: Transformador 1 - Controlador de Demanda.....	53
TABELA 10: Transformador 2 - Controlador de Demanda.....	53
TABELA 11: Transformador 3 - Controlador de Demanda.....	53
TABELA 12: Transformador 4 - Controlador de Demanda.....	54
TABELA 13: Transformador 7 - Controlador de Demanda.....	54
TABELA 14: Transformador 8- Controlador de Demanda.....	54
TABELA 15: Transformador 9- Controlador de Demanda.....	55
TABELA 16: Consumo da Fábrica Medido pelo Controlador de Demanda.....	55
TABELA 17: Composição dos Produtos da Combustão do Gás Natural.....	68
TABELA 18: Potência Instalada e Demanda das Estufas do Primer.....	79
TABELA 19: Potência Instalada e Demanda das Estufas do Acabamento.....	80
TABELA 20: Impedância dos Transformadores em Valores Base.....	87
TABELA 21: Impedância de cada Braço em Valores Base.....	88
TABELA 22: Cálculos de Impedâncias em dos Motores.....	96
TABELA 23: Tabela de Orçamentos.....	108

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento

Comb - Combustível

CV - Cavalos

DNAEE- Departamento Nacional de Água e Energia Elétrica

DSR - Demanda Suplementar de Reserva

FIT - Fator de Interferência Transitória

G.N. - Gás Natural

G.N.E. - Gás Natural Equivalente

HP - Horse Power

MAE - Mercado Atacadista de Energia

ONS - Operador Nacional do Sistema

T.G. - Turbina a Gás

TR - Transformador

TOP - Take-or-pay

## LISTA DE SÍMBOLOS

A - Unidade de Corrente Ampère

atm - Unidade de pressão atmosfera

C - Carbono

C<sub>p</sub> - Calor Específico

E - Energia

g - Unidade de massa quilogramas

H - Hidrogênio

I<sub>cc(g)</sub> - Corrente de Curto circuito do gerador

I<sub>ajuste</sub> - Corrente de ajuste do disjuntor

I<sub>carga</sub> - Corrente da Carga alimentada pelo Gerador

I<sub>cc(TR)</sub> - Corrente de Curto circuito do transformador

I<sub>nominal(g)</sub> - Corrente nominal do Gerador

I<sub>nominal(TR)</sub> - Corrente nominal do transformador

I<sub>partida</sub> - Corrente de Partida

J - Unidade de Energia Joules

k - Tempo de Retorno do Investimento

M - Massa

$\dot{m}$  - vazão mássica

N - Nitrogênio

N<sub>2at</sub> - Nitrogênio Atmosférico

O - Oxigênio

p - pressão

$\bar{R}$  - Constante do Gás Perfeito

S<sub>base</sub> = Potência Base

T - Temperatura

T<sub>C</sub> - Temperatura em Graus Celsius

T<sub>input</sub> - Temperatura de entrada

T<sub>K</sub> - Temperatura em Graus Kelvin

T<sub>output</sub> - Temperatura de saída

V- Volume

$\nu$

$\nu$  - Vazão Volumétrica

V - Unidade de Tensão Volts

$V_{\text{base - AT}}$  = Tensão Base para Alta Tensão

$V_{\text{base - BT}}$  = Tensão Base para Baixa Tensão

$V_{\text{base - MT}}$  = Tensão Base para Média Tensão

$V_{(g)}$  - Tensão de saída do gerador

$V_{(TR)}$  - Tensão de saída do transformador

W - Unidade de Energia Watts

$Z_{\text{braço}}$  - Impedância Equivalente do Braço

$Z_{\text{concessionária}}$  - Impedância Equivalente da Concessionária

$Z_{\text{equivalente-cargas-indutivas}}$  - Impedância Equivalente das Cargas Indutivas

$Z_{(g)}$  - Impedância de Subtransitório do gerador

$Z_{\text{motor}}$  - Impedância do Motor

$Z_{(TR)}$  - Impedância do transformador

$\mu$  - Relação Ar/Combustível

$\eta$  - Rendimento

$\rho$  - Massa Específica

$\vartheta$  - coeficiente para o cálculo de calor específico

$\Omega$  - Unidade de impedância ohms

## SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS

LISTA DE TABELAS

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

LISTA DE SÍMBOLOS

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	16
<b>2</b>	<b>COGERAÇÃO</b> .....	20
2.1	TECNOLOGIAS UTILIZADAS EM SISTEMAS DE COGERAÇÃO.....	22
2.1.1	Sistemas de Cogeração com Turbinas à Gás.....	22
2.1.2	Sistemas de Cogeração com Turbinas à Vapor.....	24
2.1.3	Sistemas de Cogeração com Ciclo Combinado.....	25
2.1.4	Sistemas de Cogeração com Motores de Combustão Interna.....	26
2.2	CARACTERÍSTICAS DO GÁS NATURAL.....	29
<b>3</b>	<b>INTERLIGAÇÃO DE SISTEMAS DE COGERAÇÃO COM A CONCESSIONÁRIA DE ENERGIA: ASPECTOS LEGAIS, TÉCNICOS E ECONÔMICOS</b> .....	34
3.1	ASPECTOS LEGAIS.....	34
3.2	ASPECTOS TÉCNICOS.....	36
3.3	ASPECTOS ECONÔMICO.....	43
<b>4</b>	<b>AUDITORIA ENERGÉTICA NA TEKNO</b> .....	45
4.1	APRESENTAÇÃO DA TEKNO.....	45
4.2	AUDITORIA ENERGÉTICA.....	47
4.2.1	<b>Demanda Térmica</b> .....	47
4.2.2	<b>Demanda Elétrica</b> .....	50
4.2.3	<b>Especificação do gerador elétrico a gás natural Cummins modelo GTA 28</b> .....	63
<b>5</b>	<b>ESTUDO DE CASO: ASPECTOS TERMODINÂMICOS</b> .....	64
5.1	SISTEMAS DE COGERAÇÃO PROPOSTOS.....	64
5.1.1	<b>Cálculo Estequiométrico da Reação de Combustão</b> .....	66
5.1.2	<b>Cálculo do Calor Específico (Cp) dos Gases de Exaustão</b> .....	68
5.1.3	<b>Cálculo da Massa Específica (ρ) dos Gases de Exaustão</b> .....	70
5.1.4	<b>Cálculo da Energia Produzida na Cogeração</b> .....	71
5.1.5	<b>Diagrama de Sankey</b> .....	72
5.2	<b>CÁLCULO DA VIABILIDADE ECONÔMICA: ASPECTOS TÉRMICOS</b> .....	74
<b>6</b>	<b>ESTUDO DE CASO: ASPECTOS ELÉTRICOS</b> .....	79
6.1	INTERLIGAÇÕES ELÉTRICAS PROPOSTAS.....	79
6.2	DIMENSIONAMENTO DOS DISPOSITIVOS DE COMANDO E PROTEÇÕES.....	83
6.3	<b>CÁLCULO DA CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO DO SISTEMA ELÉTRICO ATUAL</b> .....	84
6.4	<b>CÁLCULO DA VIABILIDADE ECONÔMICA: ASPECTOS ELÉTRICOS</b> .....	88

6.5	CÁLCULO DA VIABILIDADE ECONÔMICA GLOBAL.....	90
7	<b>CONCLUSÕES</b> .....	93
	REFERÊNCIAS.....	96
	APÊNDICE.....	100
	ANEXO.....	112

# 1 INTRODUÇÃO

Com a crise energética que o Brasil enfrentou em 2001, o Governo Federal teve que estabelecer metas de consumo máximo de energia elétrica para que fosse possível suprir as necessidades energéticas de todos e evitar o "apagão". Contudo, as metas estabelecidas eram insuficientes para a grande maioria dos clientes, principalmente as indústrias, o que acabou fazendo com que as mesmas adquirissem equipamentos de geração para atender as metas impostas pelo Governo e cumprir seus compromissos com os clientes. A partir de então, todos os métodos e processos de operação que considerem a economia de energia nos processos produtivos, tiveram sua importância reforçada.

Atualmente, passado o momento crítico de escassez de energia elétrica e despertada nas indústrias a consciência de que é necessário otimizar o uso da energia, uma das melhores utilizações para os equipamentos de geração adquiridos no período de crise é o uso dos mesmos em sistemas de cogeração. A cogeração é um método de geração de energia alternativo que resulta em um consumo menor de energia primária comparado ao consumo para geração de calor e eletricidade independentes. Em consequência disso os programas de cogeração devem ser avaliados para que ocorra a expansão racional da capacidade instalada do sistema elétrico brasileiro (SOARES; SZKLO; TOLMASQUIM, 2001a, p.205)

A cogeração oferece uma opção de geração descentralizada tanto para o setor industrial como para o comercial. Isso reduz não somente os investimentos públicos em geração, mas também em transmissão e distribuição de energia elétrica. Além do mais, a cogeração pode ser implementada em centros de carga onde o problema do fornecimento de energia é mais acentuado. Isso é uma opção a curto prazo para a expansão do setor privado, que reduz o risco de falhas curtas em sistemas com baixas reservas marginais (SZKLO, SOARES; TOLMASQUIM; 2000, p.247). Outro aspecto que vem sendo considerado ao se optar pela implantação de plantas cogedoras é o estratégico, pois é mais confiável ter-se opções de fontes de energia (SZKLO; SOARES; TOLMASQUIM, 2001b, p.257).

Com a entrada em funcionamento do gasoduto Brasil-Bolívia a cogeração a gás passou a ser uma opção a mais para o Brasil, uma vez que aumentou a oferta deste combustível no país e que a queima do mesmo emite muito menos poluentes para a atmosfera de que outros combustíveis fósseis (TOLMASQUIM; SZKLO; SOARES, 2001, p.663). O aumento do uso do gás natural a um preço competitivo vem favorecendo a cogeração no Estado de São Paulo e principalmente na região do Vale do Paraíba. Do ponto de vista nacional, este fato é importante porque além de proporcionar a postergação de investimentos em expansão do setor elétrico, a qualidade das plantas de processos associadas podem ser melhoradas e, como uma consequência da redução do consumo de combustível devido ao uso da cogeração, haverá uma redução das emissões de poluentes na atmosfera (COSTA; BALESTIERI, 2001, p.524; ROSEN, 1998, p.163).

A pouco tempo atrás, no Brasil, a cogeração era usada somente em grandes indústrias, onde existiam grandes consumos de energia elétrica e vapor, pois caso contrário normalmente era inviável economicamente devido ao baixo custo da energia elétrica, fornecido pelas hidrelétricas, para o consumidor. Hoje, o uso de cogeração compacta utilizando motores de combustão interna tem aumentado, pois é possível otimizar o uso destes equipamentos contribuindo para a conservação de energia (SILVEIRA; LUENGO, 1997, p.447). Por isso, a instalação de plantas cogedoras, compactas ou não, em empresas que já adquiriram grupos moto-geradores para contornar o problema da crise energética, é uma opção que deve ser considerada, devido as vantagens da cogeração e ao fato de que é necessário otimizar o uso do equipamento de forma a obter o máximo retorno do investimento realizado.

Neste trabalho foi realizado um estudo de caso da empresa Tekno Construções Indústria e Comércio S.A., onde existe um grupo moto-gerador à gás natural de 418kW quando opera em modo contínuo, que foi adquirido para suprir o problema da escassez de energia elétrica no Brasil em 2001.

O Capítulo 2 inicia-se apresentando as definições de cogeração, as classificações dos sistemas em função da sequência de geração e utilização das energias obtidas do

mesmo e as tecnologias existentes, enfocando-se principalmente a cogeração utilizando motor de combustão interna à gás natural. Nele também são apresentadas informações sobre as características do gás natural, seu atual modo de comercialização, suas reservas e produção mundial e suas vantagens como combustível para a cogeração.

No Capítulo 3, são apresentados os aspectos legais, técnicos e econômicos da interligação de sistemas de cogeração com a concessionária de energia. Nele é apresentado um histórico da legislação do setor energético relacionado a cogeração e a legislação do setor energético vigente no Brasil na época da elaboração deste trabalho. No que diz respeito aos aspectos técnicos, a operação em paralelo do sistema cogrador com a rede elétrica foi abordado, embora não tenha sido aplicado neste trabalho. A parte econômica apresenta os pontos que devem ser avaliados para um estudo de viabilidade econômica do sistema de cogeração.

No Capítulo 4 é apresentada a auditoria energética que foi realizada para que fosse possível concretizar esse estudo. Nela foram estudadas doze contas de energia elétrica e de gás natural da empresa, foram coletadas medições de demanda e consumo, por transformador, através do controlador de demanda existente na empresa e foram realizadas medições de consumo de gás natural por carga consumidora do mesmo. Neste capítulo também são apresentadas as cargas existentes em cada transformador, e as características térmicas e elétricas do grupo moto-gerador estudado para ser utilizado como unidade cogradora.

O Capítulo 5 mostra o estudo de viabilidade técnico-econômico de duas propostas de utilização do grupo moto-gerador como sistema de cogeração sobre o aspecto térmico. Somente uma das propostas mostrou-se factível para as atuais características do processo produtivo. Para que a elaboração das propostas foram realizados cálculos estequiométricos da reação de combustão, cálculo do calor

específico e da massa específica dos gases de exaustão do motor e da quantidade de energia térmica produzida pelo sistema. A energia térmica originária dos gases de exaustão do motor contribuirá para a produção de vapor para o processo. Em seguida são apresentados os diagramas de Sankey dos sistemas propostos e é calculada a eficiência global de cada um deles.

No Capítulo 6 é feita uma apresentação do sistema elétrico atual através do diagrama unifilar da empresa e é realizada uma explanação do modo de operação das cargas que farão parte da modificação do sistema elétrico. Posteriormente, são mostradas duas propostas de interligação do sistema de cogeração com a rede elétrica da empresa avaliada com os respectivos dimensionamentos das proteções e comandos, seu modo de operação e seus cálculos de viabilidade econômica sobre o aspecto elétrico. Em seqüência é calculada a viabilidade econômica global do sistema cogrador e é apresentado o tempo de retorno do investimento para as duas propostas de interligação elétrica apresentando as vantagens e desvantagens de cada um delas.

No Capítulo 7 são apresentadas as conclusões do trabalho realizado, enfatizando as vantagens e desvantagens encontradas em cada interligação elétrica proposta, apresentando-se o tempo de retorno do investimento, os aspectos técnicos e estratégicos para subsidiar uma análise comparativa entre eles. Neste capítulo foi apresentada contribuição percentual financeira do sistema cogrador para a empresa. Foram feitas recomendações sobre o sistema mais indicado a ser implementado e foram apresentadas propostas de trabalhos futuros que podem ser realizados a partir desta dissertação.

## 2 COGERAÇÃO

Cogeração é a produção combinada de eletricidade e calor obtida pelo uso sequencial de energia a partir de um combustível (Estados Unidos, FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION).

Existem outras duas definições aceitas sobre o termo cogeração que podem ser encontrada em publicações internacionais, livros sobre o tema e sites da internet. São elas:

- Cogeração é uma técnica de conservação de energia primária (combustível) que deve ser aplicada quando economicamente justificável.
- Cogeração é uma técnica de produção simultânea de energia elétrica (ou mecânica) e calor útil (energia térmica de processo) a partir da queima de um único combustível.

Os sistemas de cogeração podem ser classificados de duas maneiras. Esta classificação é função da sequência da geração e utilização das energias obtidas do sistema. Eles são classificados como sistemas do tipo jusante térmico (*topping cycle*) e montante térmico (*bottoming cycle*).

Em um ciclo "*topping*" também conhecido como ciclo de cabeceira a energia elétrica (ou mecânica) é gerada a partir da energia química de um combustível e a energia térmica resultante, ou denominado calor residual, é fornecida ao processo (SANDIM, 1998). Os ciclos "*topping*" são mais frequentemente utilizados nas plantas de cogeração por serem aplicáveis a processos que requerem temperaturas moderadas ou baixas. A Figura 1 apresenta um ciclo "*topping*".

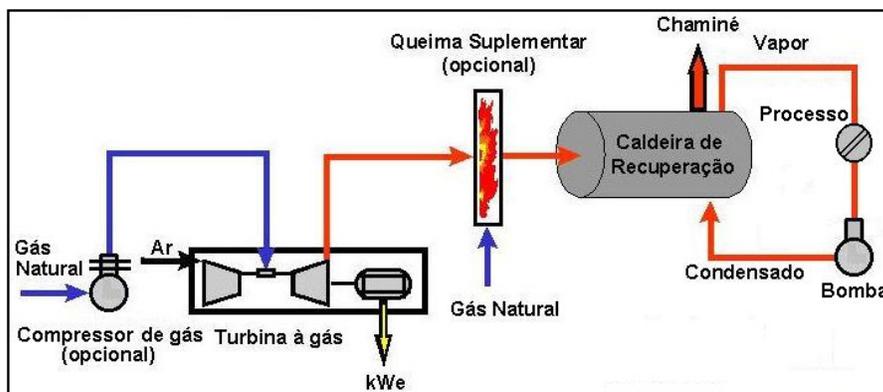


Figura 1: Cogeração com Ciclo "Topping"

Em sistemas de cogeração que utilizam o ciclo "bottoming", a energia residual de um processo para a geração de energia térmica é utilizada para produzir eletricidade ou potência de eixo. Os ciclos "bottoming" normalmente estão associados a processos industriais que apresentam altos níveis de calor rejeitado e por isso são de menor interesse, uma vez que os processos industriais normalmente apresentam baixos níveis de calor rejeitado e na maioria dos casos é mais viável economicamente melhorar o rendimento dos sistemas térmicos através da recuperação térmica convencional. Os calores residuais que são utilizados nos ciclos "bottoming" são, em muitas ocasiões, efluentes corrosivos, o que requer o uso de trocadores de calor muito caros o que em algumas vezes dificulta a implantação da planta (SANDIM; SILVEIRA, 1998). Pode-se observar um ciclo "bottoming" na Figura 2.

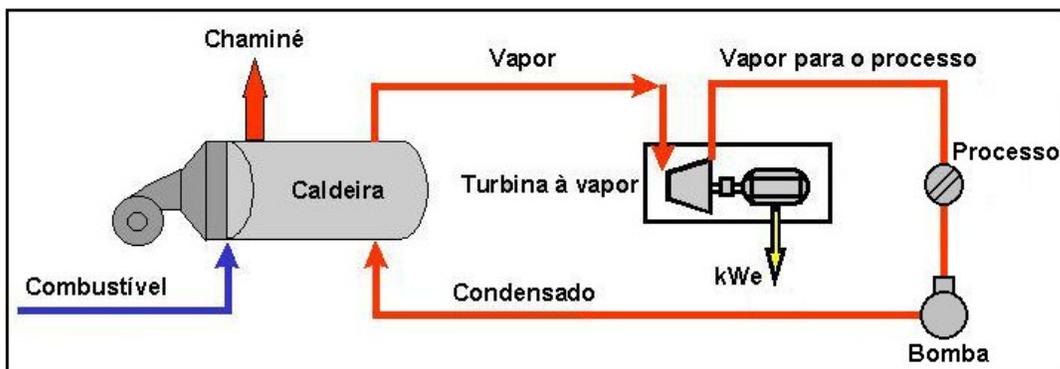


Figura 2: Cogeração com Ciclo Bottoming

A escolha do sistema de cogeração mais adequado é função do perfil de necessidades elétricas e térmicas de cada aplicação. Os sistemas "topping cycle" são mais amplamente difundidos, e podem empregar tanto turbinas como motores a gás (ou a diesel) (GUIMARÃES, 1999). Em um ciclo deste tipo, o calor dos gases de descarga de uma turbina pode ser utilizado para:

- geração de vapor, normalmente em pressões até 40 bar, com amplo uso para instalações industriais e comerciais.
- geração de água quente, muito utilizados nos países nórdicos para aquecimento distrital.
- uso direto em processos industriais como secagem, fornos etc.
- uso em sistemas de refrigeração por absorção (empregando vapor).

Uma das características mais interessantes de um ciclo com turbinas a gás (ou motores a gás) é a possibilidade de uma nova queima de gás após a descarga da mesma (queima suplementar - ver Figura 1).

## 2.1 TECNOLOGIAS UTILIZADAS EM SISTEMAS DE COGERAÇÃO

Os sistemas de cogeração podem ser constituídos pelas seguintes tecnologias:

- Utilização de turbinas à gás;
- Utilização de turbinas à vapor;
- Ciclos Combinados;
- Motores de combustão interna;
- Células combustíveis de ácido fosfórico (fuel cell);
- Ciclos Stirling;
- Ciclos fechados com turbinas à gás;
- Ciclos com turbinas à vapor empregando fluidos orgânicos.

Nesta dissertação foi dado maior enfoque a sistemas de cogeração utilizando motores de combustão interna pois esta é a tecnologia que foi empregada no caso estudado. A seguir será apresentada a conceituação básica das tecnologias mais difundidas, isto é, de sistemas de cogeração utilizando turbinas à gás, turbinas a vapor, ciclos combinados.

### 2.1.1 Sistemas de Cogeração com Turbinas à Gás

As turbinas à gás, segundo o ciclo de operação podem ser classificadas em dois tipos: Ciclo Aberto e Ciclo Fechado (CORREIA FILHO; PAGANI, 2000) .

Os sistemas de cogeração podem utilizar turbinas industriais e turbinas aeroderivativas (provenientes do setor aeronáutico). A Figura 3 apresenta um sistema de cogeração utilizando turbina à gás de ciclo aberto.

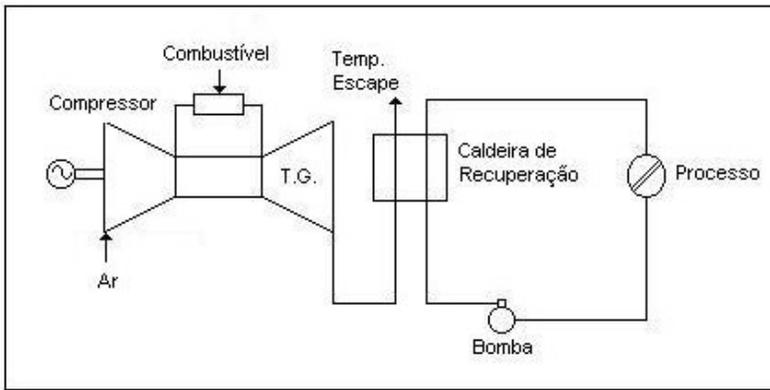


Figura 3: Sistema de Cogeração Utilizando Turbina a Gás

O princípio de funcionamento do sistema de cogeração utilizando turbina a gás é o seguinte: o fluido de trabalho é comprimido pelo compressor e entra na câmara de combustão juntamente com o combustível onde reagem e entram em processo de queima. A queima do combustível com o ar gera energia térmica e aquece o fluido proveniente da queima fazendo com que o mesmo se expanda na turbina à gás gerando eletricidade na forma de potência útil e acionando o compressor. O calor rejeitado pela turbina é recuperado em uma caldeira de recuperação gerando vapor para o processo, caracterizando com isso uma cogeração. As turbinas à gás de ciclo fechado mantêm o fluido de trabalho confinado no equipamento e queimam o combustível fora do sistema de trabalho. Esta configuração apresenta a vantagem de melhor aproveitamento do calor e a possibilidade de operar em alta pressão. Em contrapartida este sistema exige a existência de um sistema externo de aquecimento que requer um ciclo auxiliar. Na Figura 4 tem-se um sistema de cogeração a ciclo fechado. Os fluidos de trabalho utilizados no ciclo fechado são: ar, argônio e hélio (PANUNZIO, 2000).

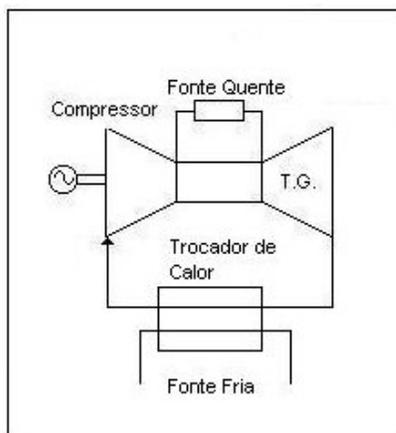


Figura 4: Cogeração com Ciclo Fechado

## 2.1.2 Sistemas de Cogeração com Turbinas à Vapor

As turbinas à vapor são divididas em dois grupos: as de extração ou condensação e as de contrapressão. As principais diferenças entre elas são:

- As turbinas à vapor de condensação são mais caras que as de contrapressão;
- As turbinas à vapor de contrapressão são mais eficientes que as de condensação;
- As turbinas à vapor de condensação permitem maior flexibilidade na geração de vapor enquanto que as de contrapressão ficam dependentes da quantidade de vapor do processo.
- Nas turbinas de contrapressão o vapor na saída da turbina está a uma pressão superior à pressão atmosférica e nas turbinas de condensação a demanda média de vapor de processo extraído da turbina é inferior ao disponível nas caldeiras, sendo necessário expandir o vapor excedente até a pressão de condensação, gerando mais potência.

O princípio de funcionamento das turbinas à vapor é baseado na expansão do vapor de alta pressão procedente de uma caldeira convencional gerando, inicialmente, energia cinética e em seguida energia mecânica que impulsiona as palhetas. Esta energia mecânica gerada pode ser utilizada para gerar eletricidade ou potência de eixo, enquanto o vapor só pode ser utilizado em processos industriais que necessitem de vapor ou energia térmica relativamente baixa, uma vez que, o nível de energia contida neste vapor é determinada pela temperatura de saturação do vapor, que nas condições usuais é inferior à 200°C (PANUNZIO, 2000).

Atualmente, os sistemas de cogeração utilizando turbinas à vapor tem sua tecnologia mais difundida e dominada que os sistemas que utilizam turbinas à gás, embora sua instalação seja mais complexa. Uma característica importante destes sistemas é a capacidade de utilizar praticamente todos os tipos de combustíveis, desde resíduos industriais com bagaço de cana e licor negro até combustíveis nobres como o gás natural. Esta característica só ocorre porque o fluido de trabalho (vapor) não entra em contato com o combustível.

### 2.1.3 Sistemas de Cogeração com Ciclo Combinado

Os sistemas de ciclo combinado elevam a eficiência de conversão de calor em energia elétrica e são aplicáveis em setores com importantes consumos de eletricidade comparados à demanda térmica e nos quais se pode também aproveitar o vapor de baixa pressão. A Figura 5 apresenta um ciclo de cogeração à ciclo combinado.

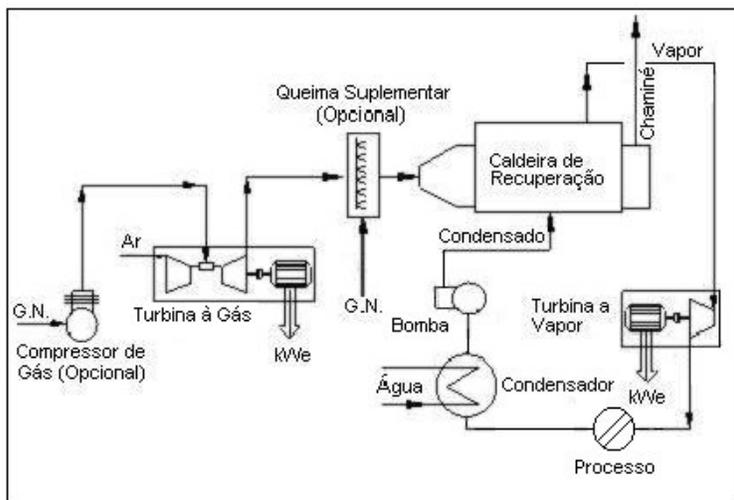


Figura 5: Sistema de Cogeração com Ciclo Combinado

Como pode ser visto na Figura 5 o sistema de cogeração com ciclo combinado é composto por:

- Turbina à gás para a produção de energia mecânica/elétrica;
- Caldeira de recuperação ou caldeira convencional para o aproveitamento dos gases de escape e geração de vapor de alta pressão;
- Turbina a vapor para a produção de energia complementar de energia mecânica/elétrica;
- Aproveitamento do vapor de baixa pressão em processos.

Sobre o aspecto de geração de eletricidade os sistemas de cogeração utilizando ciclo combinado são os mais eficientes da atualidade, chegando a converter ao redor de 50% da energia do combustível em energia elétrica (MARTINS, 1998). É importante salientar que nos ciclos combinados convencionais, o calor rejeitado pela turbina à gás só serve para a geração de eletricidade e conseqüentemente o sistema não pode ser considerado uma cogeração.

### 2.1.4 Sistemas de Cogeração com Motores de Combustão Interna

Os motores à gás ou diesel são disponíveis em modelos especificamente preparados para sistemas de cogeração. Embora, em geral, os motores de combustão interna apresentem maior eficiência elétrica que a de turbinas a gás, conseguindo converter de 32% a 40% do combustível em energia mecânica, enquanto nas turbinas este valor varia entre 22% e 35% (turbinas de maior porte conseguem ser mais eficientes, chegando em alguns casos a 40%), estes apresentam, algumas vezes, inconveniente de ter uma dificuldade maior na recuperação do calor, devido ao nível do calor rejeitado de alguns destes motores (GUIMARÃES, 1999). Contudo, existem inúmeras situações em que o motor de combustão interna apresenta-se como uma excelente solução para sistemas de cogeração, principalmente no setor terciário e industrial com demandas de energia elétrica inferior a 1MW (MARTINS, 2000). Estes sistemas também podem ser utilizados em sistemas de cogeração parcial, ou seja, em instalações em que não se gera nem toda a demanda térmica e nem toda a demanda elétrica.

Estes equipamentos possuem características específicas diferentes dos motores para uso em regime de emergência, principalmente por causa da operação em regime contínuo e do sistema de resfriamento, próprio para permitir a recuperação de calor. Nas turbinas à gás, todo o calor a ser recuperado está disponível nos gases de descarga, o que não acontece nos motores. Neste caso, uma parte considerável da energia térmica é liberada pelo sistema de resfriamento do bloco, do óleo e do "aftercooler". O restante é eliminado pelos gases de descarga.

Além dos motores específicos para sistemas de cogeração, também é possível adaptar motores alternativos de combustão interna para operar com sistemas de cogeração. Estes equipamentos são de grande interesse por serem muito versáteis, já que podem utilizar combustíveis de qualidades distintas e estão disponíveis no mercado em uma ampla faixa de potências e diversos fabricantes.

A distribuição da energia do combustível em um motor de combustão interna ocorre de quatro maneiras distintas, sendo elas: potência de eixo, calor do resfriamento do motor, gases de escape e perdas por radiação. Cerca de 32% da energia é

convertida em trabalho (potência de eixo), enquanto o restante é eliminada em forma de calor. Em um motor alternativo adaptado para cogeração, parte deste calor é recuperado e aplicado a fins úteis, fundamentalmente a produção de água quente e em alguns casos, vapor.

O sistema de refrigeração do motor constitui a fonte de calor recuperável mais importante do mesmo. Este calor representa cerca de 30% da energia fornecida pelo combustível e pode ser recuperado quase que em 100% de sua totalidade. Existe outra fração de calor residual no óleo lubrificante que pode ser recuperada praticamente em sua totalidade. O resto da energia do combustível se encontra nos gases de escape do motor, do que aproximadamente 60% é economicamente recuperável. Uma pequena parte da energia térmica é perdida por radiação.

Quatro configurações básicas podem ser empregadas para associação em série e/ou paralela dos fluxos de calor provenientes de cada uma das fontes:

- Sistemas de água quente de baixa temperatura;
- Sistemas de vapor e água quente;
- Sistemas de água quente de alta temperatura e vapor de baixa pressão com "flash-boiler";
- Sistemas do tipo "ebullient cooling" com geração direta de vapor de baixa pressão no bloco.

Sistemas de recuperação podem gerar água quente pressurizada, a temperaturas ao redor de 115°C, com possibilidade de uso na produção de água gelada, através de unidades de absorção. Por causa das limitações de temperaturas máximas suportáveis pelo resfriamento do óleo e do "after cooler", o arranjo do fluxo de água através dos diversos pontos de transferência de calor deve ser organizado conforme o tipo de equipamento selecionado (GUIMARÃES, 1999).

Na Figura 6 tem-se um sistema de cogeração utilizando motor de combustão interna.

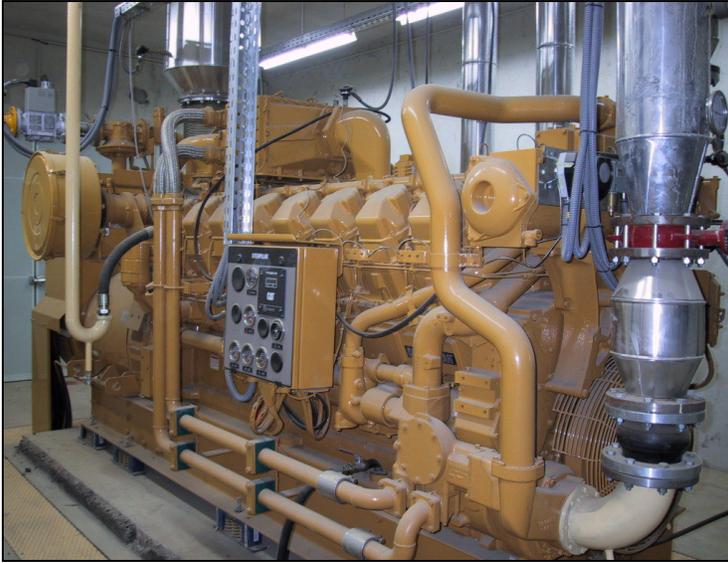


Figura 6: Sistema de Cogeração Utilizando Motor de Combustão Interna

Na Figura 7 pode-se observar o grupo moto-gerador à gás natural que foi objeto de estudo deste trabalho.



Figura 7: Grupo Moto-Gerador da Empresa Tekno

Os motores de combustão interna são passíveis de controle de emissões de óxidos de nitrogênio, monóxido de carbono e hidrocarbonetos não queimados. Este controle pode ser feito através de catalisadores ou do controle da combustão com o uso de misturas pobres. Sob o ponto de vista ambientalista deve ser ressaltado que os motores de combustão interna devem ter um controle das emissões de óxido de enxofre se estes utilizarem combustíveis pesados.

## 2.2 CARACTERÍSTICAS DO GÁS NATURAL

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos saturados com predominância de metano e etano e pode ser associado, se extraído de um reservatório produtor de petróleo, e não associado se extraído de um reservatório produtor de gás natural.

O custo de produção do gás natural associado é significativamente maior que o do não associado. Isso ocorre devido ao fato que o teor de impurezas do gás natural associado ser muito superior ao do não associado.

A composição química do gás natural pode variar dependendo do fato do gás estar associado ou não ao óleo, ou de ter sido ou não processado em unidades industriais. A composição básica inclui metano, etano, propano e hidrocarbonetos de maior peso molecular (em menores proporções). Normalmente ele apresenta baixos teores de contaminantes como nitrogênio, dióxido de carbono, água e compostos de enxofre.

Na Tabela 1 está apresentado as características típicas da composição do gás natural produzido pela PETROBRÁS, na Bacia de Campos.

Tabela 1: Composição Química do gás natural da Bacia de Campos (% em volume) (TUNA, 1999)

Composição	% em Volume	g/mol	% em Massa
CH <sub>4</sub>	89,35	16,04	80,92
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	8,03	30,07	13,64
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,78	44,10	1,94
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,07	58,124	0,23
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,01	72,15	0,04
CO <sub>2</sub>	0,48	44,01	1,20
N <sub>2</sub>	1,28	28,013	2,03
Gás Natural	100,00	17,708	100,00

A distribuição das reservas mundiais de gás natural, assim como as de petróleo é desigual. Todavia, a produção de gás natural difere em muito do gráfico de reserva. Os

Estados Unidos, por exemplo, aparecem como maior produtor mundial, sem ao menos aparecer no gráfico de detentor de reservas. Isso ocorre, devido ao fato dos Estados Unidos ter um forte trabalho de exploração de suas empresas em territórios estrangeiros. A seguir serão apresentados os Figuras 8 e 9 mostrando a situação das reservas de gás natural e a produção mundial do mesmo.

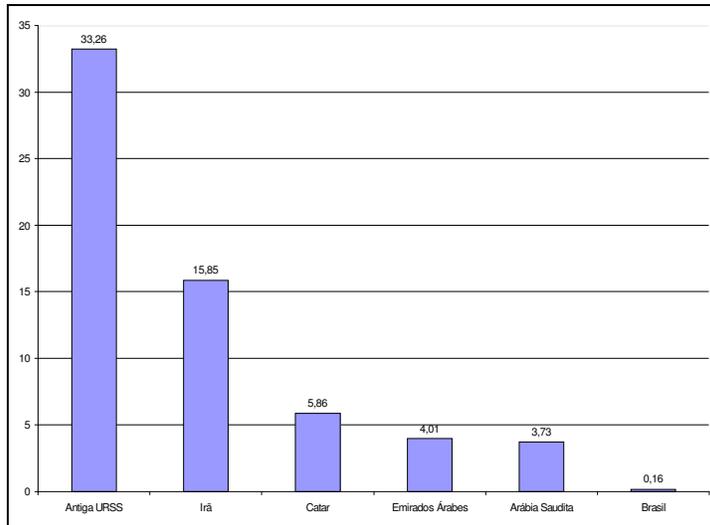


Figura 8: Reservas de Gás Natural com volume medido em  $10^9 \text{ m}^3$  (MARTINS, 2000, p.50)

Na Figura 8 tem-se uma comparação das reservas de gás natural do Brasil comparado com a dos países com as maiores reservas do mundo.

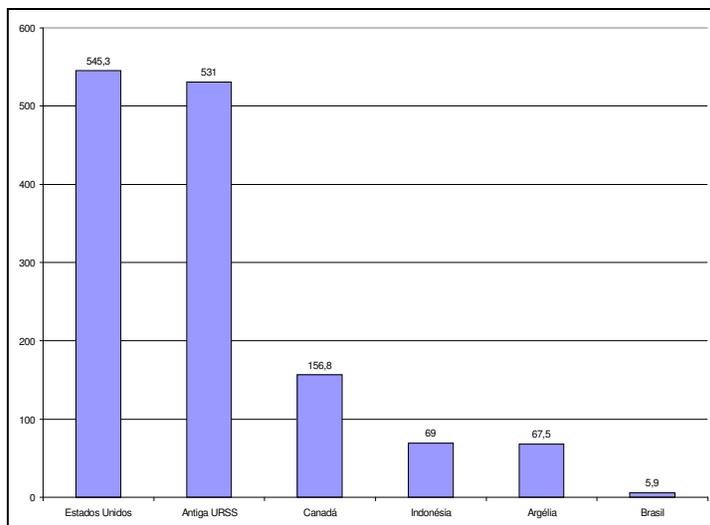


Figura 9: Produção de Gás Natural com volume medido em  $10^3 \text{ m}^3$  (MARTINS, 2000, p.50)

A Figura 9 apresenta o "ranking" dos maiores produtores de gás natural no mundo comparados a produção do Brasil.

Nos últimos anos, as reservas brasileiras de gás natural conhecidas aumentaram significativamente. De 1970 a 1996, o volume de reservas de gás natural exploráveis provadas passou de 27 para 150 bilhões de m<sup>3</sup> (MARTINS, 2000). Deste total, 69% é de gás associado, mais caro que o não associado, e estão concentradas na Bacia de Campos no Estado do Rio de Janeiro que detêm 39,4% da produção nacional. As reservas de gás não associado localizam-se no Nordeste, principalmente nos estados da Bahia e Alagoas. A Tabela 2 mostra a produção de gás natural no Brasil (mil m<sup>3</sup>/dia).

Tabela 2: Produção de Gás Natural no Brasil (MARTINS, 2000, p.51)

<b>Estado</b>	<b>Terra</b>	<b>Mar</b>	<b>Total</b>
Rio de Janeiro	0	9.771	9.771
Bahia	4.692	76	4.678
Rio Grande do Norte	680	1.928	2.608
São Paulo	0	2.147	2.147
Sergipe	175	1.820	1.995
Alagoas	1.722	35	1.757
Amazonas	1.014	0	1.014
Espírito Santo	706	13	719
Ceará	2	247	249
Paraná	127	0	127
<b>TOTAL</b>	<b>9.118</b>	<b>16.037</b>	<b>25.155</b>

A comercialização do gás natural se assemelha à da energia elétrica em muitos aspectos. Ambos são comercializados em territórios demarcados onde os preços estão ligados às restrições de oferta dentro destes mercados.

Os preços do gás natural é composto por um somatório de vários preços, que são o preço do produto, do transporte e da distribuição.

O gás natural é comercializado em metro cúbico de gás natural equivalente (GNE) ou simplesmente normal metro cúbico ( $\text{Nm}^3$ ) e os padrões de pressão e temperatura adotados no Brasil são relativos a 101kPa e 20°C respectivamente.

O gás natural é um dos combustíveis comerciais mais limpos e esta é uma das vantagens ambientais da utilização do mesmo. Quando queimado o gás natural produz basicamente dióxido de carbono, vapor d' água e uma pequena quantidade de óxidos de nitrogênio ( $\text{NO}_x$ ). Ele não produz material particulado ou dióxido de enxofre ( $\text{SO}_2$ ) que são elementos associados a chuva ácida.

Atualmente, no Brasil, o gás natural é fornecido em larga escala nos poços da Bacia de Campos (RJ), Santos (SP), Potiguar (RN/CE) e na Bolívia (Gasoduto Bolívia-Brasil). Em decorrência disto, existem condições diferenciadas para a comercialização do gás natural, sendo elas os contratos do tipo *take-or-pay* (TOP) e os do tipo *ship-or-pay*.

Nos contratos com base nos preços *take-or-pay*, consumos diários, mensais e anuais são firmados primeiramente para um determinado comprador. Um percentual do consumo fica garantido como firme e deverá ser impreterivelmente fornecido pela concessionária de distribuição de gás e consumido pelo comprador. Em caso da concessionária deixar de efetuar o fornecimento de gás, a mesma sofrerá punições e no caso do comprador não consumir a quantidade de gás solicitada é permitida uma certa flexibilidade dentro de um prazo pré-fixado em contrato. Esta flexibilidade pode ser com um contrato com 70% do TOP anual e 50% de TOP mensal.

Já nos contratos do tipo *ship-or-pay* existe uma aumento dos custos fixos que pode ser comparado ao custo de demanda existente nas tarifas binômicas de energia elétrica. Neste tipo de contrato é pago à concessionária fornecedora um montante mensal relativo a disponibilização de uma potência relativa a uma volume de gás. Este montante independe do consumo de gás da usina (MARTINS, 2000).

O gás natural é um combustível fóssil que não produz material particulado, sendo a fonte de energia fóssil mais correta ambientalmente na atualidade. Os resíduos sólidos originários da queima de outros combustíveis fósseis, tais como o petróleo, são responsáveis pela geração de fuligem, poluição atmosférica, chuva ácida, aquecimento do globo terrestre (efeito estufa) e deterioração da camada de ozônio.

Além das vantagens ambientais já citadas anteriormente, o Brasil vem adotando uma política de incentivo para a instalação de plantas de cogeração com a utilização do gás natural como combustível. Este incentivo está sendo feito através da redução da tarifa do gás natural utilizado para cogerar e através da regulamentação da compra e venda de energia de plantas de cogeração.

Observa-se que o sistema de cogeração proposto para a indústria considerada nesta dissertação deverá ser do tipo "topping", visto que o gás natural queimado gerará inicialmente energia elétrica e a energia térmica será obtida pela recuperação do calor residual do processo de combustão no motor. A energia térmica no caso estudado está disponível nos gases de escape do motor e na água de arrefecimento da jaqueta do motor. Foi necessário estudar as características do gás natural, que foram fundamentais para os cálculos da energia térmica presente nos gases de escape do motor e conseqüentemente para os cálculos de viabilidade técnico-econômica apresentados no capítulo 5.

### **3 INTERLIGAÇÃO DE SISTEMAS DE COGERAÇÃO COM A CONCESSIONÁRIA DE ENERGIA: ASPECTOS LEGAIS, TÉCNICOS E ECONÔMICOS**

#### **3.1 ASPECTOS LEGAIS**

A primeira legislação sobre a cogeração que surgiu no Brasil foi o decreto 1872 de 21/05/1981 que dispõe sobre a aquisição, pelas concessionárias, de energia elétrica excedente gerada por autoprodutores. Após essa normalização surgiu em 1985 a Portaria número 283, a qual criou a chamada demanda suplementar de reserva (DSR), também chamada de "backup", que tem por finalidade garantir o fornecimento de energia pela concessionária, para o autoprodutor quando este necessitar comprar energia na ocorrência de interrupção ou redução da sua energia produzida. Esta tarifa deve ser paga mensalmente pelo autoprodutor à concessionária, mesmo que não tenha sido utilizada, dificultando a viabilização de projetos de cogeração (CLEMENTINO, 2001)

Em 1988, o Departamento Nacional de Água e Energia Elétrica ( DNAEE ), através da Portaria numero 187 de 1988, dividiu os produtores de energia elétrica em três faixas de potências: uma primeira faixa que vai até 500kW, a seguinte de 500kW a 10MW e a última que é para empreendimentos acima de 10 MW. Quanto maior a potência de trabalho, maiores as exigências que os geradores têm que atender (CLEMENTINO, 2001).

Em 23/12/1988 a cogeração foi introduzida na Portaria 246 do DNAEE, que regulamenta a aquisição de energia elétrica excedente de autoprodutor pelas concessionárias (CLEMENTINO, 2001).

A Portaria do DNAEE número 246 de 23/12/1988 regulamenta a aquisição de energia elétrica excedente de autoprodutor pelas concessionárias, e estabelece limites para o preço a ser pago por esta energia. Ela autoriza a aquisição de energia elétrica de autoprodutores em contratos de longo prazo que:

- Não usem derivados de petróleo como combustível, com exceção dos sistemas de cogeração;

- Assegurem contratos de no mínimo dez anos de suprimentos (CLEMENTINO, 2001).

A lei 9427 de 26/12/1996 instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL ), que passou a regulamentar o setor de energia elétrica do Brasil. Com isso passou a depender da autorização da ANEEL a comercialização, eventual e temporária, pelos autoprodutores, de seus excedentes e de energia elétrica.

Com o objetivo de se estabelecer um mercado de livre comercialização no setor da energia elétrica, criou-se a lei numero 9648 em 1998, que institui o Operador Nacional do Sistema Elétrico ( ONS ) e o Mercado Atacadista de Energia ( MAE ).

A regulamentação dessa Lei deve prever que produtor independente de energia de base térmica poderá vender parte ou a totalidade de sua energia, poderá celebrar contratos num montante reduzido e buscar no MAE oportunidades comerciais mais interessantes, bem como será chamado a fornecer energia ao MAE quando se avizinha um período crítico ou uma estação de baixa hidraulicidade. Não será vedada ao Produtor Independente de Energia a prática da especulação com energia elétrica no MAE (CLEMENTINO, 2001).

Em 25/07/2000 foi criada uma Portaria (MME 212) que estabelece vantagens para o s cogeneradores que entrarem em operação até 31/12/2003, a saber:

- Garantia do suprimento de gás natural por vinte anos pela PETROBRÁS S.A.;
- Garantia do fornecimento de três milhões de m<sup>3</sup>/dia (dois milhões para região Sul, Sudeste e Centro-Oeste e um milhão para a região Nordeste);
- Aplicação garantida do Valor Normativo por vinte anos;
- Garantia do BNDES em investimentos na construção da planta e conexão à rede elétrica.

Como pode ser observado através da evolução da legislação relacionada a sistemas cogeneradores, que este tipo de utilização energética tem sido reconhecida como uma opção inteligente e vantajosa do aproveitamento dos recursos energéticos. Contudo, esta legislação, bem como toda legislação do setor elétrico brasileiro ainda

encontra-se em processo de aprimoramento e a Agência Nacional de Energia Elétrica, associada com os demais órgãos do setor energético estão empenhados em estudar diretrizes que colaborem para uma regularização dos processos produtivos de energia do Brasil mais racional a realidade do país.

### 3.2 ASPECTOS TÉCNICOS

A interligação de unidades geradoras de energia ao sistema elétrico, seja ela para atender as próprias necessidades do produtor, seja ela para a oferta de energia em caso de centrais geradoras, é de grande interesse sob o aspecto de se estar disponibilizando energia elétrica para o sistema como um todo.

Em ambos os casos, os efeitos de uma interligação de unidades geradoras com o sistema elétrico são sentidos tanto pela unidade geradora como pela a central. Isto ocorre devido as alterações das características elétricas no ponto de interligação serão alterados, e estas mudanças exigem um estudo elétrico da nova configuração instalada.

Existem seis estudos elétricos indispensáveis para que se realize a interligação de uma unidade geradora ao sistema elétrico. São eles: análise de curto-circuito, fluxo de carga, estabilidade dinâmica e transitória, sobretensão e ressonância sub-síncrona.

- *Estudo de curto-circuito:* A introdução de uma nova unidade geradora representa em uma nova fonte de curto-circuito para o sistema elétrico. Assim sendo, devem ser analisados os novos níveis de curto-circuito trifásico, fase-fase, fase-terra e fase-fase-terra, em vários pontos do sistema, que darão suportes para o ajuste da proteção, verificação dos equipamentos existentes sujeitos às correntes de curto-circuito, tais como, disjuntores, transformadores de corrente (TCs) e malha de terra estão adequados e especificação para novos equipamentos que vierem a ser necessários.

- *Estudo de fluxo de carga:* Este estudo permite verificar a adequação dos equipamentos existentes, assegurar a operação satisfatória dentro dos limites de carregamento e verificar a regulação de tensão da nova configuração.

- *Análise de estabilidade dinâmica:* A estabilidade dinâmica estuda a maneira como, e em que tempo as cargas serão distribuídas entre o sistema e as unidades geradoras. Para isso é necessário o conhecimento das características dos reguladores de velocidade, notadamente o estatismo permanente, ganhos e constantes de tempo.

- *Análise de estabilidade transitória:* No estudo de estabilidade transitória o sistema é avaliado em curtos intervalos de tempo, isto é, antes que o mesmo atinja o regime permanente. Neste caso estuda-se o comportamento do sistema frente à entradas e saídas bruscas de carga, a resposta a contingências tais como, curto-circuito, perda de linhas importantes ou unidades geradoras. Esta análise dá as diretrizes para o ajuste da proteção, de parâmetros e limites de reguladores de tensão e de velocidade que, em geral, são submetidos à avaliação pela concessionária e compatibilização com os critérios de proteção e estabilidade da mesma.

- *Análise de sobretensões:* Este estudo permite dimensionar pára-raios e isolamentos para a proteção dos equipamentos do sistema.

- *Análise de ressonância sub-síncrona:* Centrais com turbogeradores com um ou dois pares de pólos são muito susceptíveis, quando conectadas a sistemas de transmissão que possuam compensação série, podendo gerar oscilações com frequências inferiores à correspondente à velocidade síncrona. A análise de ressonância sub-síncrona serve para especificar equipamentos para o amortecimento destas oscilações, eliminando seus efeitos nocivos.

Para que seja possível efetuar a conexão de um gerador com o sistema elétrico as condições de paralelismo devem ser observadas para que seja possível a entrada e saída da unidade geradora sem que haja geração ou consumo de potência ativa ou reativa no sistema. Se as condições de paralelismo não forem observadas haverá transientes elétricos que resultarão em torques elétricos e mecânicos danosos à máquina. As condições de paralelismo comparando a máquina com o sistema são:

- Mesma forma de onda da tensão;
- Mesmo valor eficaz da tensão;
- Mesma frequência;
- Mesma sequência de fases;

- Defasamento angular nulo entre fases correspondentes.

Quando trabalha-se com geradores de pequeno porte a tensão gerada não é puramente senoidal devido as limitações dimensionais e de projeto e isso acarreta o não cumprimento do primeiro requisito para o paralelismo, resultando em um pequeno consumo de reativos sempre que a máquina é colocada em paralelo com o sistema. Existe um índice normalizado chamado de fator de interferência transitória (FIT) que mostra o quanto uma forma de onda se aproxima de uma onda senoidal.

Já o requisito relacionado com a sequência de fases é verificado no momento do comissionamento da central e conseqüentemente já pode ser considerado como pré-atendido.

Em relação aos itens restantes, estes são verificados através de uma coluna de sincronismo composta por um voltímetro, um frequencímetro e um sincronoscópio, normalmente presente nos painéis de controle de uma central, ou através de um sistema automatizado, quando os reguladores de tensão permitem serem controlados remotamente.

O sistema de proteção é outro item de suma importância que deve ser analisado quando deseja-se interligar unidades geradoras com o sistema elétrico. O sistema de proteção deve ficar localizado em um ponto comum entre o sistema de geração e a concessionária de energia e deve atender as seguintes necessidades:

- Garantia da integridade da rede da concessionária de energia elétrica em caso de faltas no domínio do produtor de energia elétrica;
- Garantia da integridade do produtor de energia elétrica em caso de faltas no domínio da concessionária de energia elétrica;
- Garantia da integridade dos consumidores conectados à rede elétrica.

O sistema de proteção deve também ser capaz de detectar a perda de paralelismo e gerenciar a questão do religamento automático, pois sabe-se que a maioria das falhas em sistemas elétricos são de curta duração, e portanto, o religamento automático é muito utilizado com a finalidade de aumentar os índices de qualidade e confiabilidade

do sistema. Contudo, devem ser tomadas medidas para evitar o religamento fora do sincronismo a fim de se evitar torques elevados nos eixos dos geradores.

Em muitos casos não é permitido, após a perda de sincronismo, que a central isolada passe a atender os clientes desassistidos pela abertura do religador.

De forma geral, podemos dizer que o sistema de proteção baseia-se na detecção da perda de sincronismo e na limitação da carga atendida à capacidade nominal do gerador. Este processo de desligamento de cargas não prioritárias em caso de perda de alguma fonte de energia é conhecido como sistema de rejeição de cargas e é encontrado em sistemas de cogeração. A Figura 10 mostra um sistema de rejeição de cargas, onde em caso de perda do paralelismo o disjuntor conectado entre o barramento 1 e 2 abre, de modo que somente as cargas prioritárias continuarão a ser alimentadas.

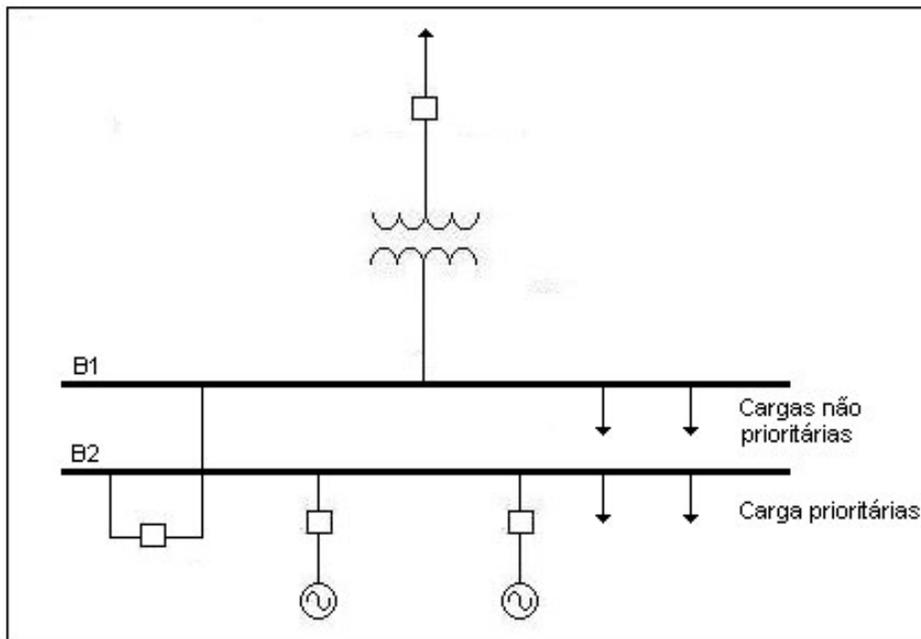


Figura 10: Sistema de Rejeição de Cargas

Existem aplicações em que são utilizados relés de taxa de variação de frequência a fim de se detectar mais rapidamente a perda do fornecimento da concessionária de energia.

Normalmente, a potência do gerador ou central é quem determina em qual barra do sistema será realizada a conexão. Geradores acima de 5MVA quase sempre são conectados em barramentos com tensões superiores a 13,8kV. Nestes casos, o arranjo

da subestação deve ser compatível com a flexibilidade desejada. O Operador Nacional do Sistema (ONS) orienta os seguintes arranjos em função do nível de tensão:

- 230kV - Barra Principal e Transferência;
- 345kV - Barra Dupla;
- 440kV e acima - Disjuntor e Meio

A Figura 11 mostra os arranjos típicos de subestações para interconexão.

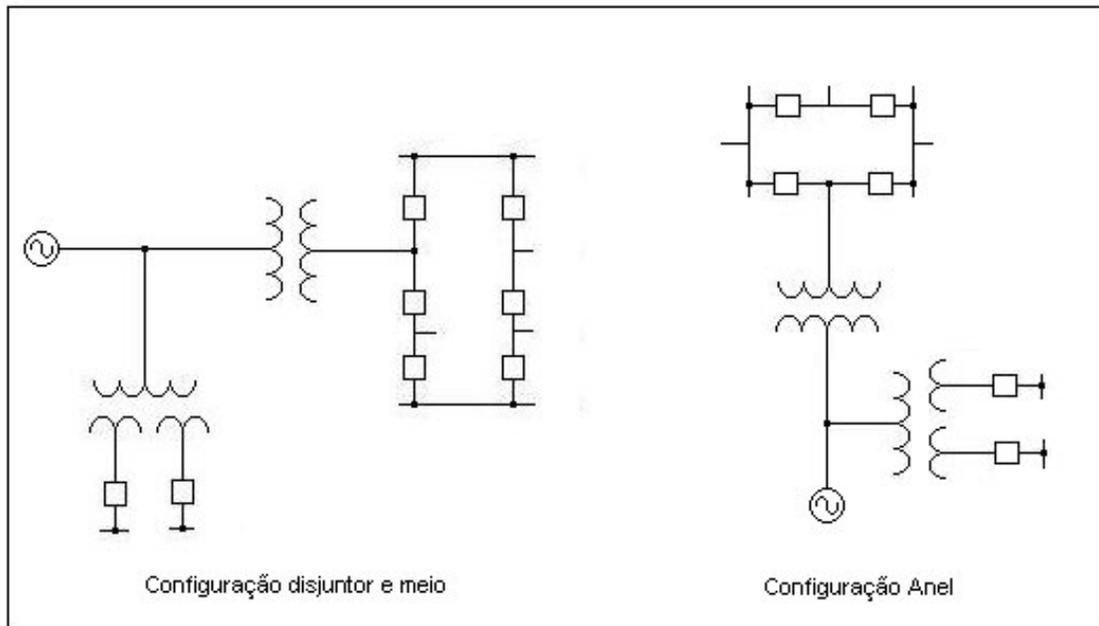


Figura 11: Arranjos Típicos de Subestações para Interligação

As centrais de pequeno porte, normalmente são conectadas ao nível de distribuição, com tensão até 13.8kV, ou diretamente na subestação de distribuição, ou em um ramal específico ou ainda em uma derivação dos alimentadores do sistema.

Nestes casos, onde não ocorrerem vendas de excedentes de energia elétrica, pode-se utilizar um relé direcional de fluxo de potência para monitorar o sentido do fluxo no ponto de interconexão.

Na Tabela 3 será apresentada algumas recomendações gerais que beneficiarão a integração de unidades geradoras e uma central com o sistema quando interligado a rede (GOMES; MARTINS; SANTOS, 1999).

Tabela 3: Recomendações para interligação de uma central ao sistema

<b>Requisitos</b>	<b>Descrição</b>	<b>Benefício</b>
Operação em Regime de Frequência não Nominal	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Operação entre 56,5 e 66Hz sem atuação dos relés de sub e sobre-frequência instantâneos;</li> <li>2. Operação abaixo de 57,5Hz por até 5s;</li> <li>3. Operação abaixo de 58,5Hz por até 10s;</li> <li>4. Operação entre 58,5 e 62Hz sem atuação dos relés de sub e sobre-frequência temporizados;</li> <li>5. Operação acima de 62Hz por até 30s;</li> <li>6. Operação acima de 63,5Hz por até 10s.</li> </ol>	Evitar o desligamento dos geradores quando de déficits de geração, antes que o esquema de alívio de carga atue completamente ou em condições de sobre-frequência controláveis.
Regulação Primária da Frequência	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Estatismo ajustável entre 4 e 8%;</li> <li>2. Banda morta <math>\leq 0,1\%</math>;</li> <li>3. Tempo de estabilização necessário para entrar na faixa de <math>\pm 10\%</math> do valor final do laço de regulação de velocidade da ordem de 60 segundos.</li> </ol>	Permitir a participação da usina no controle transitório da frequência.
Regulação Secundária da Frequência	1. Recursos necessários para a integração com o sistema de supervisão e controle visando participação no Controle Automático de Geração - CAG.	Permitir a participação da usina no controle automático da frequência e intercâmbio entre áreas.
Participação em Sistemas Especiais de Proteção	1. Possibilidade para desconexão automática de geração, para atender esquemas de ilhamento da usina.	Minimizar consequências de perturbações no sistema.
Geração Absorção de Reativos	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Em plena carga a máquina deve ser capaz de operar com: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Fator de potência mínimo de 0,90 (sobree excitado);</li> </ul> </li> </ol>	Participação efetiva no controle da tensão, com consequente melhorias nas margens de estabilidade de tensão.

	- Fator de potência mínimo de 0,95 (subexcitado).	
Desempenho durante Curto-Circuito (Corrente de Sequência Inversa)	1. Cada gerador deve suportar a circulação da corrente de sequência inversa correspondente a uma falta assimétrica próxima à usina durante o tempo decorrido desde o início da falta até a atuação da última proteção de retaguarda.	Garantir que as máquinas não sejam desligadas durante curtos-circuitos.

Existem alguns parâmetros que devem ser supervisionados para o acompanhamento operacional da central geradora, para que se possa aproveitar o máximo da capacidade da mesma, sem que comprometa seu bom funcionamento. Os parâmetros mínimos sob o aspecto de instrumentação são:

- Temperatura: Deve-se monitorar as temperaturas do pacote magnético do gerador, dos enrolamentos da armadura, da carcaça do gerador, do gás refrigerante na entrada da máquina, da água que entra em sistemas de refrigeração, da saída de óleo de mancais, do enrolamento do rotor.

- Pressão: Verifica-se as pressões absolutas e/ou diferenciais do hidrogênio, dióxido de carbono, água de resfriamento do estator, óleo dos mancais, água e hidrogênio nos enrolamentos do estator e de entrada e saída do ventilador.

- Vazão: Mede-se a vazão de água de resfriamento do estator e de hidrogênio;
- Condutividade da água do estator;
- Pureza do hidrogênio;
- Umidade do hidrogênio;
- Composição dos gases;
- Presença de particulados de hidrogênio;
- Potências ativa, reativa e aparente;
- Energias ativa, reativa e aparente;
- Tensões, correntes e fator de potência;
- Tensão e corrente de excitação;

- Vibração: Monitora-se a vibração de mancais, eixo e da extremidade de enrolamentos.

Todos os parâmetros citados anteriormente são armazenados em forma digital e/ou impressa e o sistema deve ser capaz de comparar os valores medidos com o valor esperado informando quando houver discrepâncias .

### 3.3 ASPECTOS ECONÔMICOS

A análise de viabilidade econômica, consiste na comparação dos custos operacionais sem cogeração com as alternativas de cogeração. Para isso, os sistemas de cogeração devem ser submetidos a uma detalhada análise técnico-econômica para verificação de sua viabilidade. Assim sendo, faz-se necessário o levantamento das cargas elétricas e térmicas da planta em questão. Em sistemas existentes, um dos procedimentos que é utilizado, com resultados adequados para determinação dos dados, é a verificação das contas de energia por um período mínimo de 12 meses, observando os picos de demanda e sua curva horária, semanal e mensal de consumo (MATA, 2001). Já em sistemas em fase de projeto, estas informações devem ser avaliadas através de provisões e sempre que possível com auxílio de programas de computador para simulação energética. A simulação deverá analisar de forma dinâmica fatores como a meteorologia da região, tipos de tarifação de energia elétrica, sazonalidade das cargas elétricas e térmicas, e o desempenho dos equipamentos que compõe cada alternativa (inclusive em carga parcial).

O investimento no sistema de cogeração é um fator econômico muito importante e ele inclui o custo inicial do sistema de cogeração propriamente dito e dos elementos auxiliares, tais como caldeiras, trocadores de calor, unidades de absorção, bombas, controladores, etc.

Os custos de operação e manutenção são característicos de cada tecnologia, assim como seus parâmetros físicos de desempenho energético. Os elementos básicos de custo operacional são:

- Análise dos custos de energia elétrica e térmica no sistema convencional e no de cogeração. Devem ser considerados todos os produtos gerados pelo sistema de cogeração (vapor, água quente, água gelada e eletricidade);
- Análise dos custos com operação e manutenção incluindo pessoal, combustível e material sobressalente para substituição nos dois casos.
- Análise financeira incluindo os seguintes fatores: o capital próprio investido, a taxa de juros para financiamento, correção monetária, os prazos de carência, incentivos (depreciação acelerada, impostos, etc).

A partir da realização das análises acima é possível determinar-se a taxa interna de retorno e o prazo de amortização, que são dois números procurados por quem deseja implementar uma planta de cogeração. Outro recurso importante que pode ser utilizado por quem deseja investir em cogeração é o financiamento do BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento) que pode chegar em 85% do total, dependendo da linha de crédito. Taxas de juros atrativas com prazos de amortização e carência adequados estão disponíveis hoje em dia para os projetos de cogeração (PINTO; MARTONE, 2001).

Embora, a potência elétrica do grupo moto-gerador deste trabalho seja inferior a demanda elétrica da empresa estudada e conseqüentemente não haja energia elétrica para ser comercializada, este capítulo apresentou os aspectos legais, técnicos e econômicos da interligação do sistema cogrador com a concessionária com o objetivo de apresentar a possibilidade de conectar o sistema de cogeração em paralelo ao barramento da concessionária o que provocaria uma operação em paralelo do sistema cogrador com a rede elétrica. Este fato implica na análise da legislação vigente sobre o paralelismo de sistemas cogradores com a concessionária de energia, no dimensionamento dos dispositivos necessários para a efetivação do paralelismo e da viabilidade econômica deste sistema.

## 4 AUDITORIA ENERGÉTICA NA TEKNO

### 4.1 APRESENTAÇÃO DA TEKNO

A Tekno é uma S.A. de capital aberto, totalmente nacional, fundada em 1939. A empresa nasceu para atender o mercado da construção civil, e até a década de 60 trabalhou neste ramo, principalmente no mercado de estruturas e coberturas metálicas. A partir de meados da década de 70 a empresa passou a produzir as chapas pré-pintadas destinadas principalmente ao mercado de eletrodomésticos e da construção civil. Atualmente a empresa domina o mercado nacional e ainda exporta seus produtos para países vizinhos (TEKNO CONSTRUÇÕES, INDÚSTRIA E COMÉRCIO S. A., 2001).

Atualmente a empresa está estruturada basicamente em 3 divisões:

- DIVISÃO Kroma: industrialização e comercialização de chapas pré-pintadas;
- DIVISÃO Perkrom: industrialização e comercialização de telhas metálicas;
- DIVISÃO Tintas Kroma: industrialização e comercialização de tintas industriais.

Também fazem parte ainda do Grupo Tekno, as seguintes empresas controladas:

- PROFINISH: dedicada à fabricação de produtos químicos para tratamento da superfície;
- TEKROM: dedicada ao setor de transportes;
- MSC/TEKNO: Joint Venture com a MSC Laminates and Composites Inc. para produção de laminados metálicos (Quiet Steel) para redução de ruído, vibração e calor.

Estes produtos são utilizados principalmente na indústria automobilística, informática e eletrodomésticos.

As Figuras 12 e 13 apresentam respectivamente a linha de pintura 1 e a linha de pintura 2 da empresa que serão as possíveis consumidoras dos produtos oriundos do sistema de cogeração.

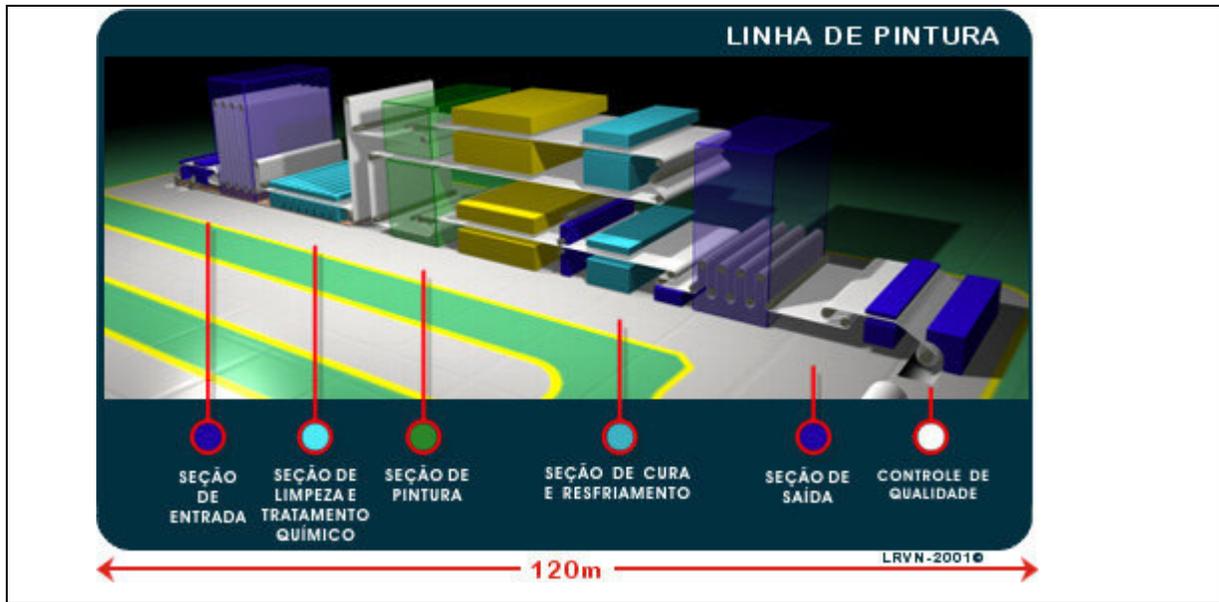


Figura 12: Linha de Pintura 1

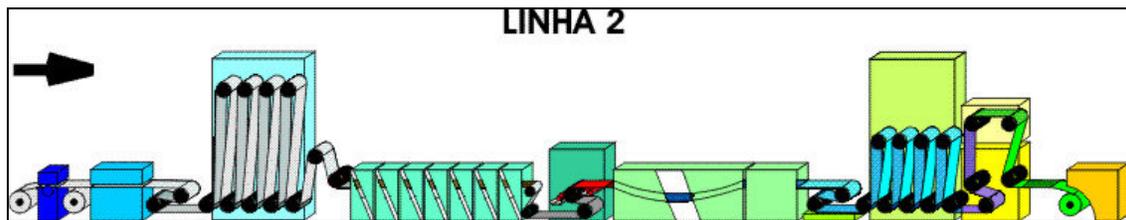


Figura 13: Linha de Pintura 2

O processo compreende basicamente as seguintes etapas:

*Sessão de entrada:* desenrolamento e união sucessiva de várias bobinas que compõe uma mesma ordem de fabricação, técnica que permite trabalhar todo o material de forma contínua e uniforme.

*Sessão de limpeza:* limpeza e desengraxe das chapas, através de rolos giratórios, com aplicações de detergentes adequados e duchas de água quente. Operação realizada em quatro etapas.

*Sessão de tratamento químico:* imersão da chapa em soluções cromáticas e fosfáticas que tem a propriedade de formar sobre sua superfície uma camada protetora não metálica. Esta camada permite a perfeita aderência do revestimento que será aplicado e aumenta a resistência à corrosão.

*Sessão de pintura e secagem:* aplicação da pintura de base, seguida de pintura de acabamento, em uma ou em ambas as faces, por um sistema de rolos que permite o ajuste uniforme e micrométrico da espessura de camada aplicada. Depois de cada aplicação, o revestimento é secado em estufas de altas temperaturas, controladas eletronicamente. A chapa pode também ser revestida com filme plástico (PVC).

*Sessão de saída:* uma vez terminada o processo de pintura, a chapa é enrolada em uma embobinadeira até que se atinja os pesos especificados pelos clientes. Ao atingir o peso solicitado um guilhotina corta a chapa e inicia-se uma nova bobina de chapa pré-pintada.

A diferença básica de processo entre as linhas de pintura 1 e 2 está no fato de que a linha 1 possui duas pintadoras e duas estufas destinadas a aplicação da pintura de primer e de acabamento, enquanto a linha de pintura 2 possui somente uma pintadora e uma estufa. Com isso se houver necessidade de efetuar-se a pintura de acabamento das chapas metálicas na linha 2 será necessário que a mesma passe pela linha duas vezes. Existem diferenças de consumo térmico para os banhos de tratamento químico entre as duas linhas de pinturas. Esta diferença deve-se ao tipo de material que normalmente é utilizado em cada uma delas e ao equipamento que produz a água quente destinadas ao processo. Estas diferenças são apresentadas na Tabela 4.

## 4.2 AUDITORIA ENERGÉTICA

### 4.2.1 Demanda Térmica

As cargas térmicas do processo são compostas por um boiler e uma caldeira convencional que são responsáveis pela produção da água quente necessária para o tratamento químico do processo, dois incineradores utilizados para queima do solvente que se evapora durante a cura da chapa pintada e uma caldeira utilizada na fábrica de resinas. Todas as cargas térmicas da linha de produção são alimentadas por gás natural. Na Tabela 4 é apresentado o consumo médio de cada carga térmica.

Tabela 4: Consumo Médio de Gás Natural por Carga

<b>Carga</b>	<b>Consumo Médio(m<sup>3</sup>/h)</b>	<b>Observações</b>
Caldeira Linha de Pintura 1	33,4	Já foram registrados picos de 42m <sup>3</sup> /h ao iniciar-se o aquecimento
Incinerador Linha de Pintura 1	63	-
Boiler Linha de Pintura 2	16,75	Já foram registrados picos de 31m <sup>3</sup> /h ao iniciar-se o aquecimento
Incinerador Linha de Pintura 2	71	-
Caldeira - Fábrica de Resinas	11	-

Além do levantamento do consumo médio de cada carga também foi realizado o levantamento das 12 contas de gás natural compreendidas entre os meses de agosto de 2001 à julho de 2002. A Tabela 5 apresenta os valores consumidos neste intervalo de tempo.

Tabela 5: Consumo de Gás Natural Mensal

<b>Meses</b>	<b>Consumo (Nm<sup>3</sup>/mês)</b>
Jul/02	203.059,00
Jun/02	300.901,00
Mai/02	289.580,00
Abr/02	327.329,00
Mar/02	286.397,00
Fev/02	264.373,00
Jan/02	239.637,00
Dez/01	239.204,00
Nov/01	288.299,00
Out/01	215.679,00
Set/01	253.651,00
Ago/01	178.205,00
<b>Média</b>	257.192,83
<b>Total</b>	3.086.314,00

Na Figura 14 pode-se observar mais claramente o comportamento do consumo de gás natural apresentado na Tabela 5.

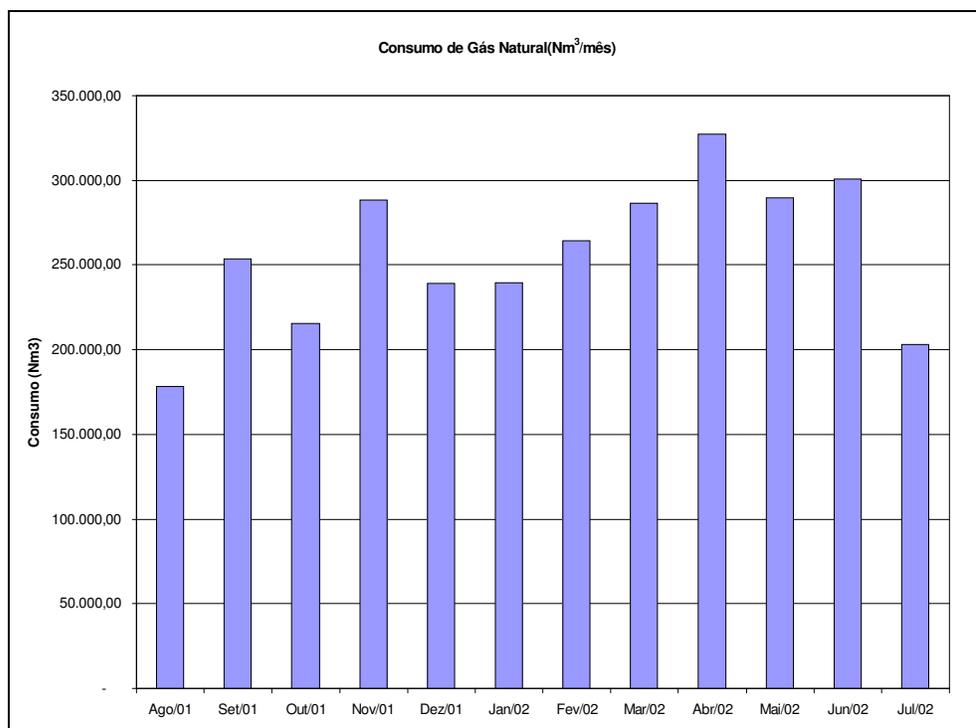


Figura 14: Consumo de Gás Natural da Tekno

Observando-se na Figura 14 nota-se uma tendência de crescimento do consumo de gás natural de agosto de 2001 até abril de 2002 e a partir de então inicia-se um decréscimo do consumo. Este fato ocorre porque a produção da empresa estudada é sazonal, visto que um de seus maiores clientes é a indústria de eletrodomésticos e nos períodos que antecedem o datas festivas, tais como o Natal e o Dia das Mães ocorre um aumento da produção.

Atualmente o gás natural utilizado pela Tekno tem sido comprado da Comgás e o contrato é do tipo "Take or Pay".

Algumas informações consideradas relevantes para o estudo sobre os equipamentos térmicos são:

#### Caldeira:

- Capacidade de troca térmica máxima = 1.600.000kcal/h
- Vazão máxima de Vapor = 2180kg/h
- Pressão Máxima de Trabalho Permitida = 30PSIG
- Rendimento da Caldeira = 70%

Boiler:

- Capacidade de troca térmica máxima = 1.288.000kcal/h
- Vazão de água quente = 163.500 litros/h
- Temperatura de operação = 150°C
- Pressão Máxima de Trabalho Permitida = 150PSIG

#### 4.2.2. Demanda Elétrica:

A Tekno é um cliente do grupo A2, isto é, recebe energia em alta tensão no valor de 88kV. Ela possui um contrato com a empresa Bandeirante de energia do tipo horo-sazonal azul e tem os valores contratados conforme a Tabela 6.

Tabela 6: Valores Contratuais de Demanda de Energia Elétrica

<b>Demanda de Ponta (kW)</b>	<b>Demanda Fora de Ponta (kW)</b>
3500	4100

A empresa possui 10 transformadores, sendo que dois estão disponíveis para a ampliação futura da empresa. O transformador 6 não se encontra instalado na empresa. As características de cada transformador são apresentadas na Tabela 7.

Tabela 7: Características dos Transformadores (\*Ampliação Futura)

<b>Transformador</b>	<b>Potência (kVA)</b>	<b>Tensão Secundário (V)</b>	<b>Cargas</b>
1	2000	380	Estufa do Acabamento - Linha de Pintura 1
2	2000	380	Estufa do Primer - Linha de Pintura 1
3	750	380	Motorização Linha Pintura 1 + Linhas Auxiliares + Perkrom
4	750	380	Motorização Linha Pintura 1 + Manutenção + Ar Condicionado
5	225	220	Escritórios
7	500	380	Fábrica de Tintas + Fábrica de Resinas + Vendas
8	1000	380	Motorização - Linha de Pintura 2
9	1000	380	Estufa - Linha de Pintura 2
10*	1000	380	-
11*	1000	380	-

A Tekno possui um controlador de demanda destinado a monitorar seu sistema elétrico e evitar que ocorra ultrapassagem da demanda contratada de energia elétrica. A fim de melhorar a confiabilidade do estudo de caso levantou-se as contas de energia dos meses compreendidos de agosto de 2001 à julho de 2002 e verificou-se a energia consumida por cada transformador, através do controlador de demanda, a fim de estabelecer-se um comparativo entre os valores pagos e os medidos pelo sistema interno. Observou-se uma pequena diferença entre os valores medidos pelo controlador e os encontrados na conta de energia da concessionária, mas esta diferença ocorre devido aos intervalos de dias serem um pouco diferentes (o controlador mede

os valores do primeiro dia do mês até o último, enquanto a concessionária normalmente mede após o dia 5 de cada mês), ao fato de que o controlador estar operando com uma precisão de aproximadamente 10% e porque o transformador 5 não está sendo controlado pelo controlador de demanda. Nas Tabelas que são apresentadas (8 à 16) é possível observar os valores de consumo e demanda de energia elétrica do período analisado.

Tabela 8: Contas de Energia Elétrica da Concessionária de Energia

	<b>Jul/02</b>	<b>Jun/02</b>	<b>Mai/02</b>	<b>Abr/02</b>	<b>Mar/02</b>	<b>Fev/02</b>	<b>Jan/02</b>
Dem. Contr. Ponta (kW)	3.500,00	3.500,00	3.500,00	3.500,00	3.500,00	3.500,00	3.500,00
Dem. Reg. Ponta (kW)	3.424,00	3.424,00	3.385,00	4.192,00	3.449,00	3.820,00	3.417,00
Dem. Contr. FPonta (kW)	4.100,00	4.100,00	4.100,00	4.100,00	4.100,00	4.100,00	4.100,00
Dem. Reg. FPonta (kW)	4.128,00	4.019,00	4.044,00	3.884,00	4.057,00	4.032,00	4.064,00
Consumo Ponta (kWh)	149.381,00	131.195,00	143.091,00	147.275,00	127.386,00	146.984,00	105.134,00
Consumo FPonta (kWh)	1.223.264,00	1.106.986,00	1.323.838,00	1.252.576,00	1.144.901,00	1.284.848,00	1.061.803,00

	<b>Dez/01</b>	<b>Nov/01</b>	<b>Out/01</b>	<b>Set/01</b>	<b>Ago/01</b>	<b>Média</b>	<b>Total</b>
Dem. Contr. Ponta (kW)	3.500,00	3.500,00	3.500,00	3.500,00	3.500,00	<b>3.500,00</b>	
Dem. Reg. Ponta (kW)	3.404,00	3.449,60	3.424,00	3.462,40	2.905,60	<b>3.479,72</b>	
Dem. Contr. FPonta (kW)	4.100,00	4.100,00	4.100,00	4.100,00	4.100,00	<b>4.100,00</b>	
Dem. Reg. FPonta (kW)	4.051,00	3.852,80	4.006,00	3.916,80	3.827,20	<b>3.990,15</b>	
Consumo Ponta (kWh)	138.059,00	142.496,00	143.003,00	156.347,00	99.466,00	<b>135.818,08</b>	1.872.890,92
Consumo FPonta (kWh)	1.213.965,00	1.366.979,00	1.131.453,00	1.165.872,00	921.451,00	<b>1.183.161,33</b>	16.257.489,23

A Tabela 8 mostra que a relação entre a demanda utilizada e contratada está muito boa, pois mantêm-se superior a 95% e que o controlador de demanda tem atuado conforme o esperado, pois houveram somente duas ultrapassagens que acarretaram em multa para empresa. (fevereiro e abril 2002). As Tabelas de 9 à 16 são representadas graficamente e comentadas logo a seguir.

Tabela 9: Transformador 1 - Controlador de Demanda

	<b>Jul/02</b>	<b>Jun/02</b>	<b>Mai/02</b>	<b>Abr/02</b>	<b>Mar/02</b>	<b>Fev/02</b>	<b>Jan/02</b>
Consumo FPonta (kWh)	420.122,00	411.912,00	509.486,00	475.283,00	495.362,00	397.851,00	438.992,00
Consumo Ponta (kWh)	49.584,00	50.968,00	61.241,00	53.958,00	58.684,00	43.684,00	52.653,00

	<b>Dez/01</b>	<b>Nov/01</b>	<b>Out/01</b>	<b>Set/01</b>	<b>Ago/01</b>	<b>Média</b>	<b>Total</b>
Consumo FPonta (kWh)	361.691,00	521.078,00	555.020,00	512.820,00	490.916,00	465.877,75	6.130.425,54
Consumo Ponta (kWh)	37.822,00	57.618,00	59.939,00	63.099,00	66.842,00	54.674,33	712.491,23

Tabela 10: Transformador 2 - Controlador de Demanda

	<b>Jul/02</b>	<b>Jun/02</b>	<b>Mai/02</b>	<b>Abr/02</b>	<b>Mar/02</b>	<b>Fev/02</b>	<b>Jan/02</b>
Consumo FPonta (kWh)	307.481,00	290.869,00	334.687,00	298.273,00	351.707,00	264.788,00	301.630,00
Consumo Ponta (kWh)	36.547,00	37.009,00	39.706,00	37.591,00	42.629,00	26.668,00	36.795,00

	<b>Dez/01</b>	<b>Nov/01</b>	<b>Out/01</b>	<b>Set/01</b>	<b>Ago/01</b>	<b>Média</b>	<b>Total</b>
Consumo FPonta (kWh)	243.515,00	351.153,00	363.411,00	288.389,00	254.468,00	304.197,58	3.989.536,92
Consumo Ponta (kWh)	26.528,00	40.050,00	39.168,00	32.378,00	35.650,00	35.893,25	467.171,38

Tabela 11: Transformador 3 - Controlador de Demanda

	<b>Jul/02</b>	<b>Jun/02</b>	<b>Mai/02</b>	<b>Abr/02</b>	<b>Mar/02</b>	<b>Fev/02</b>	<b>Jan/02</b>
Consumo FPonta (kWh)	202.775,00	185.965,00	218.716,00	221.185,00	225.788,00	191.694,00	217.262,00
Consumo Ponta (kWh)	23.648,00	21.309,00	26.649,00	25.642,00	25.733,00	19.438,00	24.717,00

	<b>Dez/01</b>	<b>Nov/01</b>	<b>Out/01</b>	<b>Set/01</b>	<b>Ago/01</b>	<b>Média</b>	<b>Total</b>
Consumo FPonta (kWh)	16.638,00	15.320,00	254.851,00	217.164,00	215.195,00	181.879,42	2.399.451,38
Consumo Ponta (kWh)	1.742,00	1.191,00	27.240,00	24.479,00	27.433,00	20.768,42	273.165,85

Tabela 12: Transformador 4 - Controlador de Demanda

	<b>Jul/02</b>	<b>Jun/02</b>	<b>Mai/02</b>	<b>Abr/02</b>	<b>Mar/02</b>	<b>Fev/02</b>	<b>Jan/02</b>
Consumo FPonta (kWh)	215.925,00	210.336,00	242.576,00	245.378,00	260.152,00	210.033,00	231.948,00
Consumo Ponta (kWh)	24.365,00	23.481,00	27.573,00	26.525,00	27.749,00	22.039,00	26.715,00

	<b>Dez/01</b>	<b>Nov/01</b>	<b>Out/01</b>	<b>Set/01</b>	<b>Ago/01</b>	<b>Média</b>	<b>Total</b>
Consumo FPonta (kWh)	55.758,00	13.582,00	237.657,00	196.566,00	164.489,00	190.366,67	2.499.945,54
Consumo Ponta (kWh)	5.907,00	1.119,00	25.309,00	22.860,00	21.322,00	21.247,00	278.502,00

Tabela 13: Transformador 7 - Controlador de Demanda

	<b>Jul/02</b>	<b>Jun/02</b>	<b>Mai/02</b>	<b>Abr/02</b>	<b>Mar/02</b>	<b>Fev/02</b>	<b>Jan/02</b>
Consumo FPonta (kWh)	59.001,00	54.915,00	63.518,00	63.310,00	58.751,00	53.744,00	63.817,00
Consumo Ponta (kWh)	9.445,00	8.131,00	9.710,00	9.946,00	8.450,00	7.591,00	8.881,00

	<b>Dez/01</b>	<b>Nov/01</b>	<b>Out/01</b>	<b>Set/01</b>	<b>Ago/01</b>	<b>Média</b>	<b>Total</b>
Consumo FPonta (kWh)	39.968,00	59.816,00	58.200,00	42.242,00	55.790,00	56.089,33	736.799,54
Consumo Ponta (kWh)	5.341,00	8.172,00	7.858,00	5.638,00	8.981,00	8.178,67	107.265,85

Tabela 14: Transformador 8- Controlador de Demanda

	<b>Jul/02</b>	<b>Jun/02</b>	<b>Mai/02</b>	<b>Abr/02</b>	<b>Mar/02</b>	<b>Fev/02</b>	<b>Jan/02</b>
Consumo FPonta (kWh)	143.872,00	173.371,00	242.198,00	246.697,00	296.598,00	246.926,00	189.501,00
Consumo Ponta (kWh)	15.594,00	16.419,00	25.359,00	26.373,00	26.082,00	22.148,00	22.693,00

	<b>Dez/01</b>	<b>Nov/01</b>	<b>Out/01</b>	<b>Set/01</b>	<b>Ago/01</b>	<b>Média</b>	<b>Total</b>
Consumo FPonta (kWh)	215.311,00	129.268,00	172.748,00	130.944,00	182.483,00	197.493,08	2.556.013,38
Consumo Ponta (kWh)	23.105,00	12.644,00	20.047,00	17.774,00	26.621,00	21.238,25	275.569,54

Tabela 15: Transformador 9- Controlador de Demanda

	<b>Jul/02</b>	<b>Jun/02</b>	<b>Mai/02</b>	<b>Abr/02</b>	<b>Mar/02</b>	<b>Fev/02</b>	<b>Jan/02</b>
Consumo FPonta (kWh)	16.004,00	19.925,00	27.497,00	24.645,00	22.162,00	24.559,00	28.579,00
Consumo FPonta (kWh)	1.635,00	1.456,00	2.244,00	2.230,00	2.471,00	2.130,00	3.157,00

	<b>Dez/01</b>	<b>Nov/01</b>	<b>Out/01</b>	<b>Set/01</b>	<b>Ago/01</b>	<b>Média</b>	<b>Total</b>
Consumo FPonta (kWh)	48.284,00	15.792,00	21.781,00	39.297,00	46.402,00	27.910,58	362.837,58
Consumo FPonta (kWh)	4.631,00	1.139,00	3.078,00	6.544,00	6.762,00	3.123,08	40.600,08

Tabela 16: Consumo da Fábrica Medido pelo Controlador de Demanda

	<b>Jul/02</b>	<b>Jun/02</b>	<b>Mai/02</b>	<b>Abr/02</b>	<b>Mar/02</b>	<b>Fev/02</b>	<b>Jan/02</b>
Consumo FPonta (kWh)	1.365.180,00	1.347.293,00	1.638.678,00	1.574.771,00	1.710.520,00	1.389.595,00	1.471.729,00
Consumo Ponta (kWh)	160.818,00	158.773,00	192.482,00	182.265,00	191.798,00	143.698,00	175.611,00

	<b>Dez/01</b>	<b>Nov/01</b>	<b>Out/01</b>	<b>Set/01</b>	<b>Ago/01</b>	<b>Média</b>	<b>Total</b>
Consumo FPonta (kWh)	981.165,00	1.106.009,00	1.663.668,00	1.427.422,00	1.409.743,00	1.423.814,42	18.762.901,42
Consumo Ponta (kWh)	105.076,00	121.933,00	182.639,00	172.772,00	193.611,00	165.123,00	2.165.754,00

As Figuras de 15 a 18 apresentam o comportamento da demanda e do consumo de energia elétrica segundo as medições realizadas pela concessionária de energia. Já os Figuras de 19 à 25 mostram o comportamento do consumo de energia elétrica de cada transformador e segundo o controlador de demanda enquanto o de número 26 representa o consumo total medido pelo mesmo.

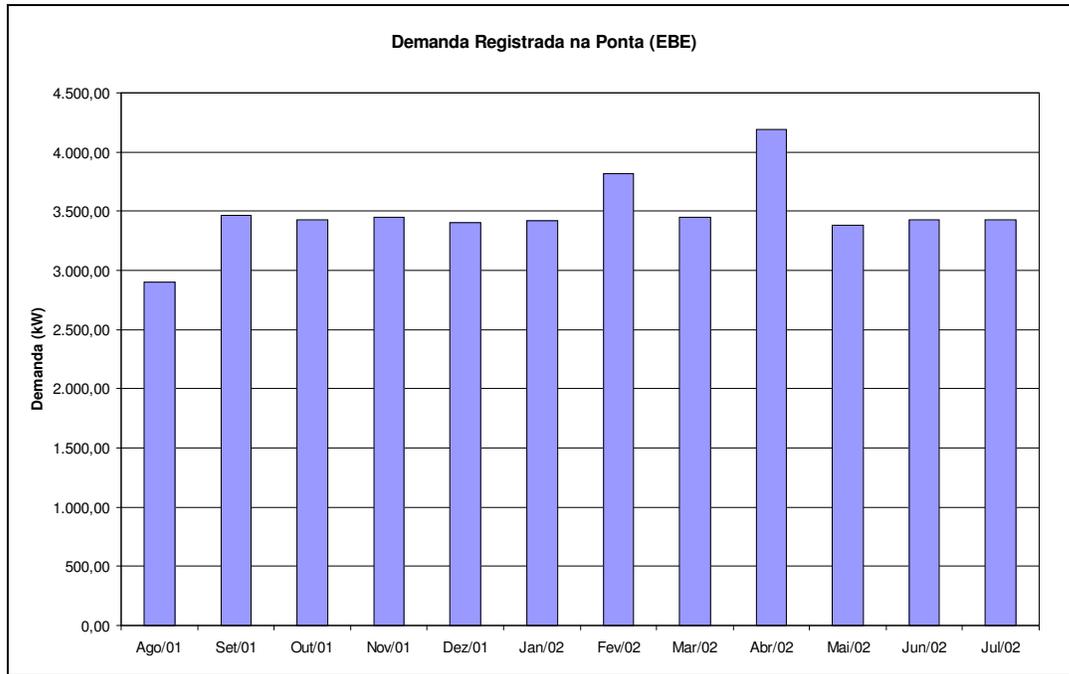


Figura 15: Demanda de Ponta Medido pela Concessionária

Através do Figura 15 observa-se uma constância da demanda de ponta medida pela concessionária de energia. Isso demonstra uma utilização racional da energia elétrica contratada.

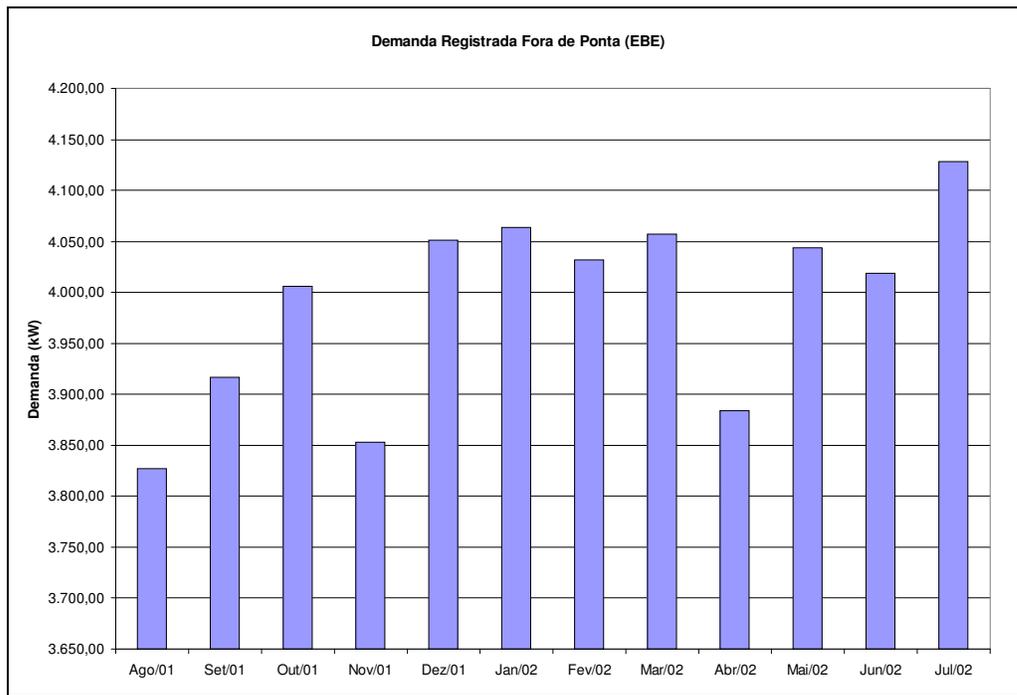


Figura 16: Demanda Fora de Ponta Medido pela Concessionária

A Figura 16 mostra uma relação entre a demanda utilizada e a contratada menor que a da Figura 15. Provavelmente, este fato deve-se a energia fora de ponta ter um custo menor que a de ponta o que acaba reduzindo os cuidados com o controle da mesma.

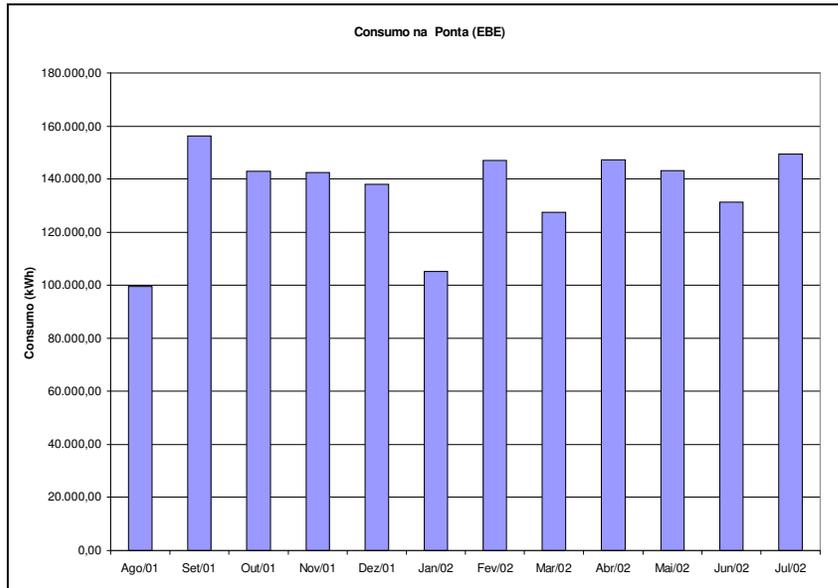


Figura 17: Consumo de Ponta Medido pela Concessionária

O consumo de ponta apresentado na Figura 17, confirma a constância observada pela demanda de ponta na Figura 15.

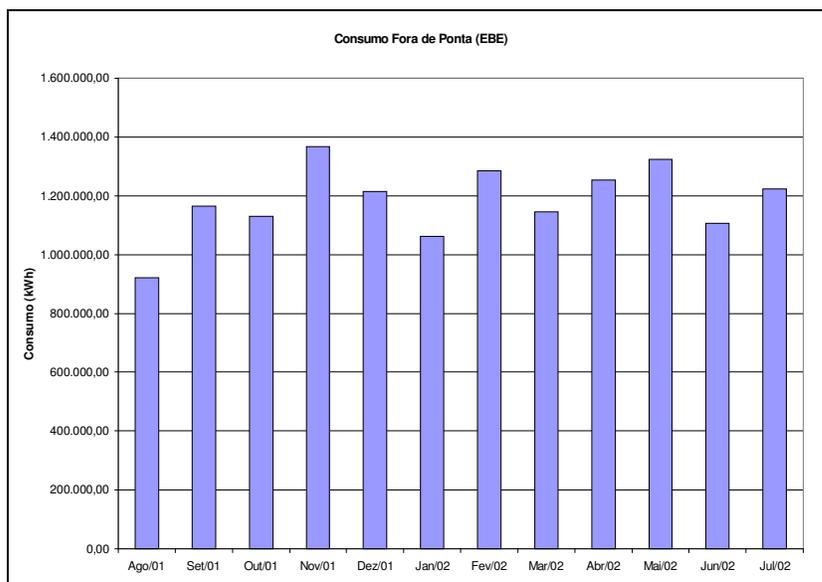


Figura 18: Consumo Fora de Ponta Medido pela Concessionária

Na Figura 18 pode-se observar um comportamento relativamente constante do consumo de energia fora de ponta.

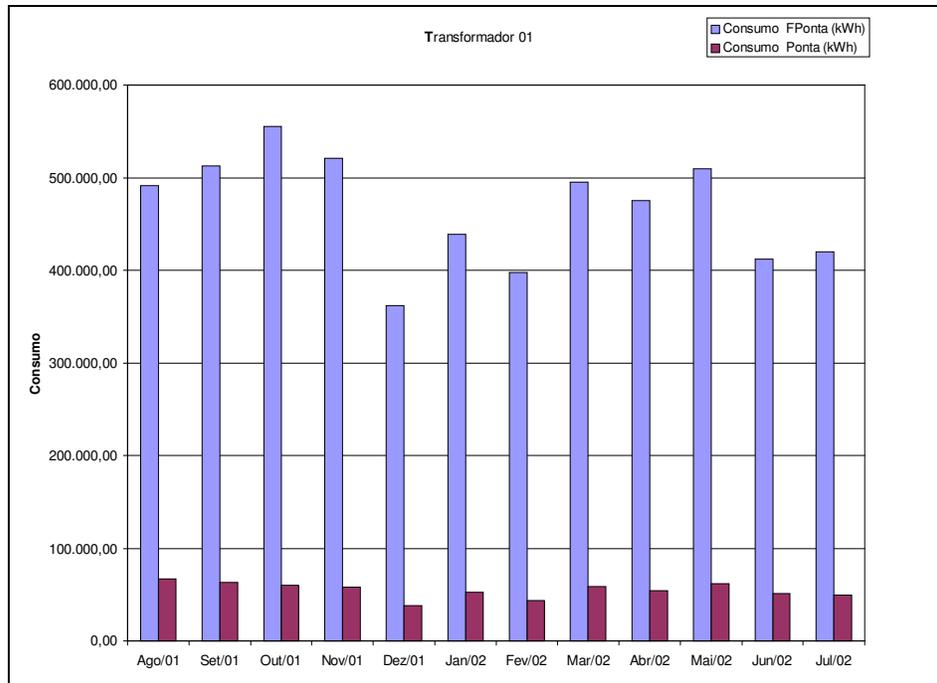


Figura 19: Consumo de Ponta e Fora de Ponta do Transformador 1

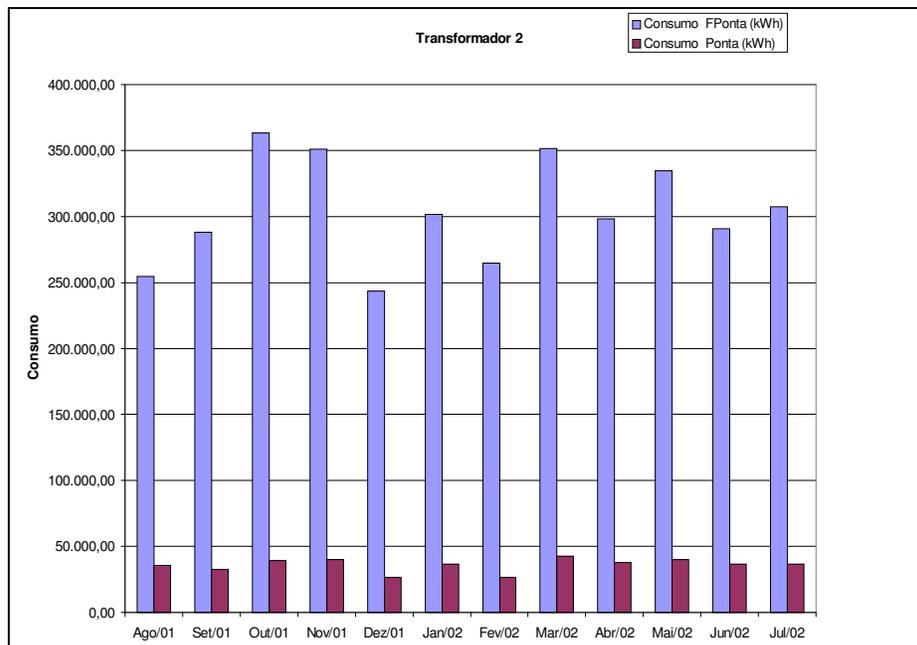


Figura 20: Consumo de Ponta e Fora de Ponta do Transformador 2

As Figuras 19 e 20 apresentam o consumo das maiores cargas da empresa. A Figura 19 mostra o consumo da estufa de acabamento e a 20 da estufa de "primer". Nota-se que o consumo da estufa de acabamento é maior que o da estufa de "primer". Isso está coerente com o esperado uma vez que necessita-se de maiores temperaturas no estágio de secagem das tintas de acabamento, demandando, conseqüentemente, um maior consumo de energia elétrica.

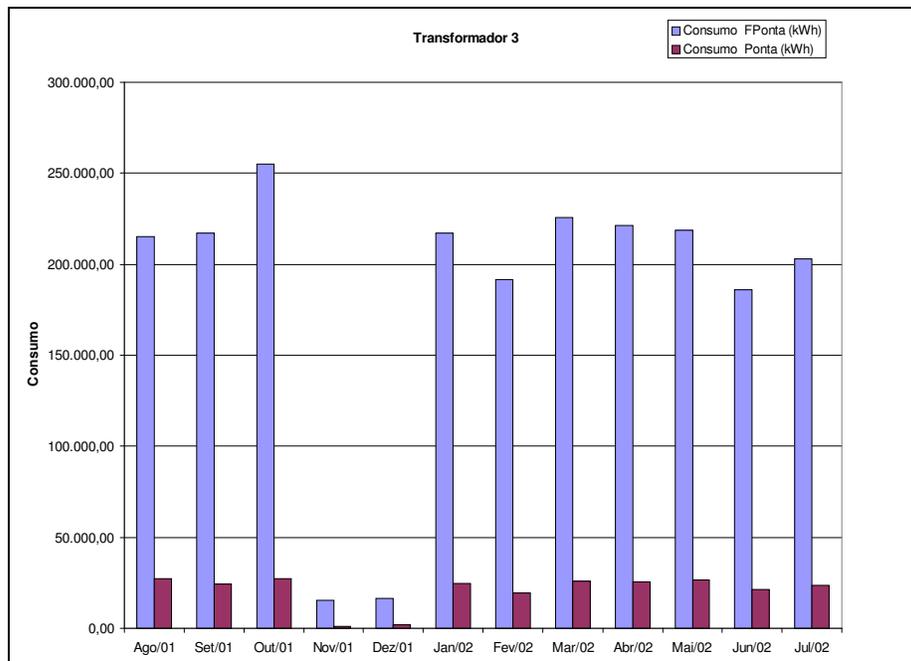


Figura 21: Consumo de Ponta e Fora de Ponta do Transformador 3

Além de alimentar parte da motorização da linha de pintura 1, o transformador 3, representado pela Figura 21, alimenta a linha de perfilação de chapas que não trabalham de maneira constante e é totalmente sazonal, o que ocasiona variações sensíveis no consumo. Pode-se notar também, comparando-se com as Figuras 19 e 20, que nos meses de novembro e dezembro de 2001 houve uma diminuição de consumo da linha de pintura 1. Contudo, esta diminuição não corresponde aos valores apresentados nestes meses pelo controlador de demanda, (comparando-se com os valores medidos pela concessionária de energia) indicando um problema nestes meses na aquisição destes dados.

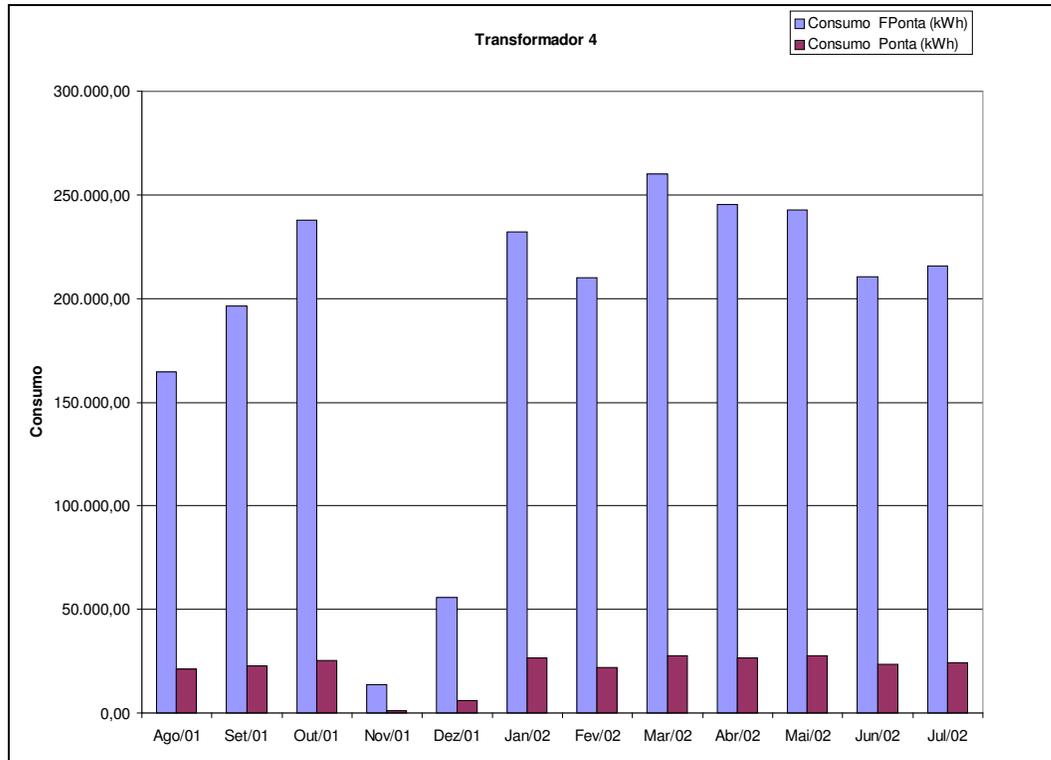


Figura 22: Consumo de Ponta e Fora de Ponta do Transformador 4

A Figura 22 representa o restante da parcela de motorização da linha de pintura 1. Também nota-se uma queda no consumo dos meses de novembro e dezembro de 2001. Assim como na Figura 21, esta diminuição não corresponde aos valores apresentados nestes meses pelo controlador de demanda, (comparando-se com os valores medidos pela concessionária de energia) indicando um problema nestes meses na aquisição destes dados.

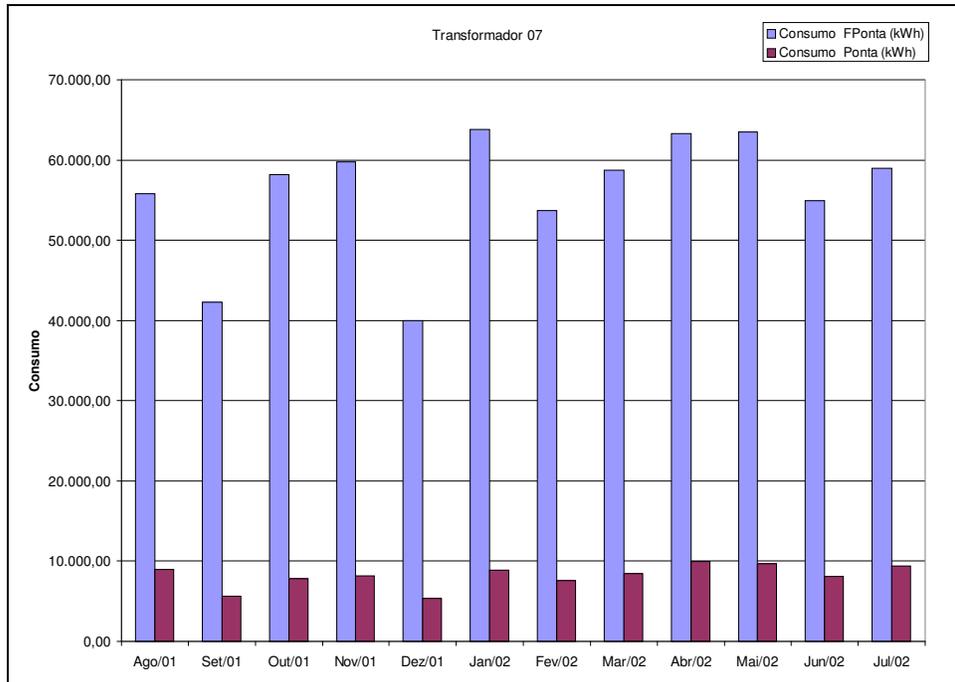


Figura 23: Consumo de Ponta e Fora de Ponta do Transformador 7

Pode-se verificar, que o consumo do transformador 7 acompanha o consumo das linhas de pintura e mantém com uma constância coerente.

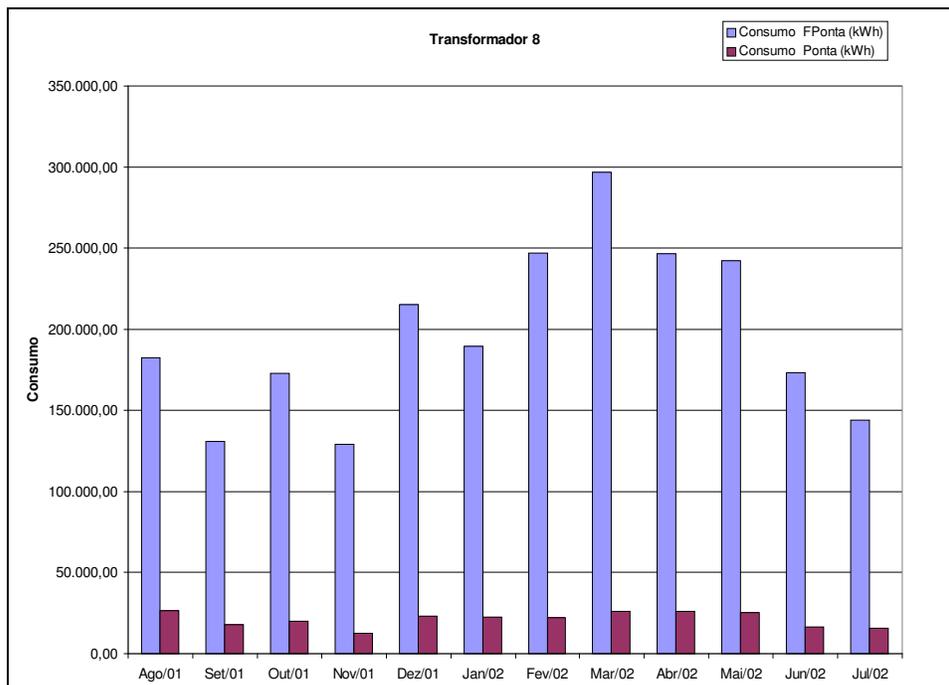


Figura 24: Consumo de Ponta e Fora de Ponta do Transformador 8

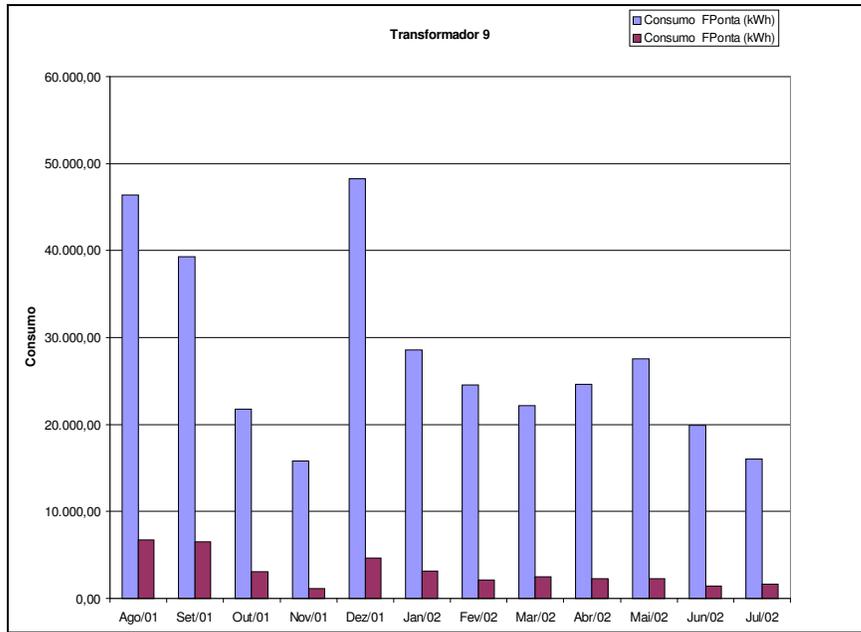


Figura 25: Consumo de Ponta e Fora de Ponta do Transformador 9

As Figuras 24 e 25 correspondem as medições relativas a linha de pintura 2 que opera para suprir a demanda quando a linha de pintura 1 não é suficiente ou não encontra-se operacional.

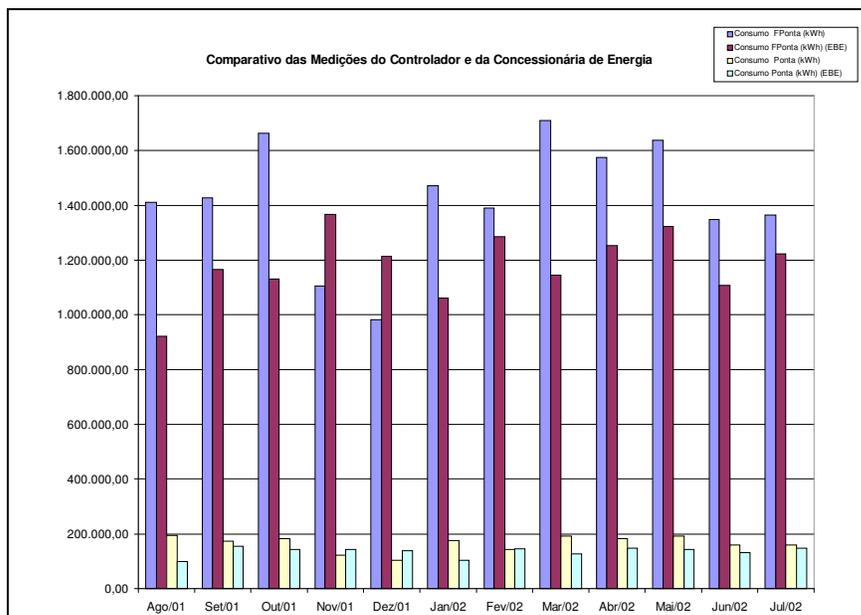


Figura 26: Consumo Total medido pelo Controlador de Demanda

Observa-se, através da Figura 26, que o perfil do consumo medido pelo controlador de demanda e o perfil obtido através de medições realizadas pela

concessionária de energia elétrica, são semelhantes principalmente no consumo de ponta. As diferenças detectadas foram justificadas, visto que o transformador 5 não está sendo medido pelo controlador, os períodos de medições são diferentes e houve perda de medida pelo controlador nos meses de novembro e dezembro de 2001. Portanto as medições individuais dos transformadores realizada pelo controlador podem ser consideradas confiáveis.

#### **4.2.3 Especificação do gerador elétrico a gás natural Cummins modelo GTA 28**

As especificações técnicas do gerador utilizadas no estudo foram (DE CUMMINS, 2000):

- Potência do Motor = 418kW em modo contínuo
- Tensão de Saída do Gerador = 480V
- Rotação = 1800RPM
- Taxa de Compressão = 10:1
- Temperatura dos Gases de Exaustão = 732°C
- Vazão dos Gases de Escape = 2,031 m<sup>3</sup>/s
- Máximo Calor Rejeitado = 609kW
- Temperatura de saída da água na jaqueta = 93°C
- Temperatura de entrada da água na jaqueta = 71°C
- Consumo do motor para 100% de carga = 157,2Nm<sup>3</sup>/h

Neste capítulo foram apresentados os dados necessários para a realização deste trabalho. Foram medidos consumos e demandas de energia elétrica através do controlador de demanda e através das contas de energia fornecidas pela empresa. As informações sobre o consumo de gás natural foram obtidos através da análise de doze contas de gás natural do mesmo período analisado para as contas de energia elétrica e através de medições do consumo nos equipamentos de geração de energia térmica considerados relevantes para a elaboração das propostas de cogeração. Todas as informações obtidas nesta auditoria energética deram suporte para os cálculos necessários para o estudo de viabilidade técnica e econômica dos sistemas propostos apresentados nos capítulos 5 e 6.

## 5 ESTUDO DE CASO: ASPECTOS TERMODINÂMICOS

### 5.1 SISTEMAS DE COGERAÇÃO PROPOSTOS

Este trabalho propõe alternativas de cogeração capazes de otimizar a utilização do grupo moto-gerador da Tekno. Com esta finalidade, foram estudadas duas possibilidades diferenciadas em função do tipo de equipamento de recuperação de calor residual e da finalidade destinada. As configurações são as seguintes:

**Sistema Cogedor Proposto 1:** Utilização do motor à gás natural para gerar energia elétrica para a estufa e energia térmica para a caldeira que alimenta a linha de pintura 1. Neste caso desprezou-se a energia térmica decorrente do arrefecimento do motor por ser insuficiente e inviável para alimentar o boiler da linha de pintura 2.

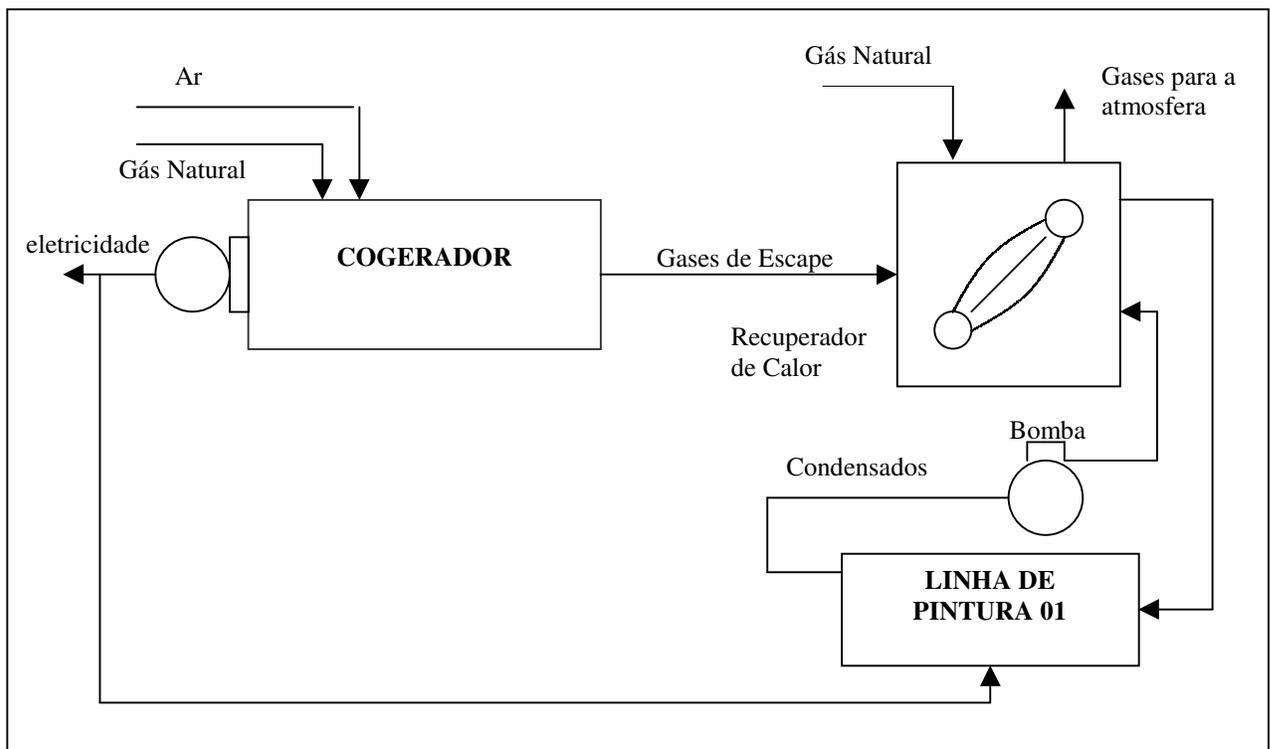


Figura 27: Sistema de Cogeração Proposto 1

**Sistema Cogedor Proposto 2:** Utilização do motor à gás natural para gerar energia elétrica, energia térmica para a caldeira que alimenta a linha de pintura 1 e

água quente à 80°C que poderá ser utilizado em processos futuros de expansão da fábrica. Esta proposta não apresenta aplicação imediata por não ter-se ainda a real necessidade desta água quente.

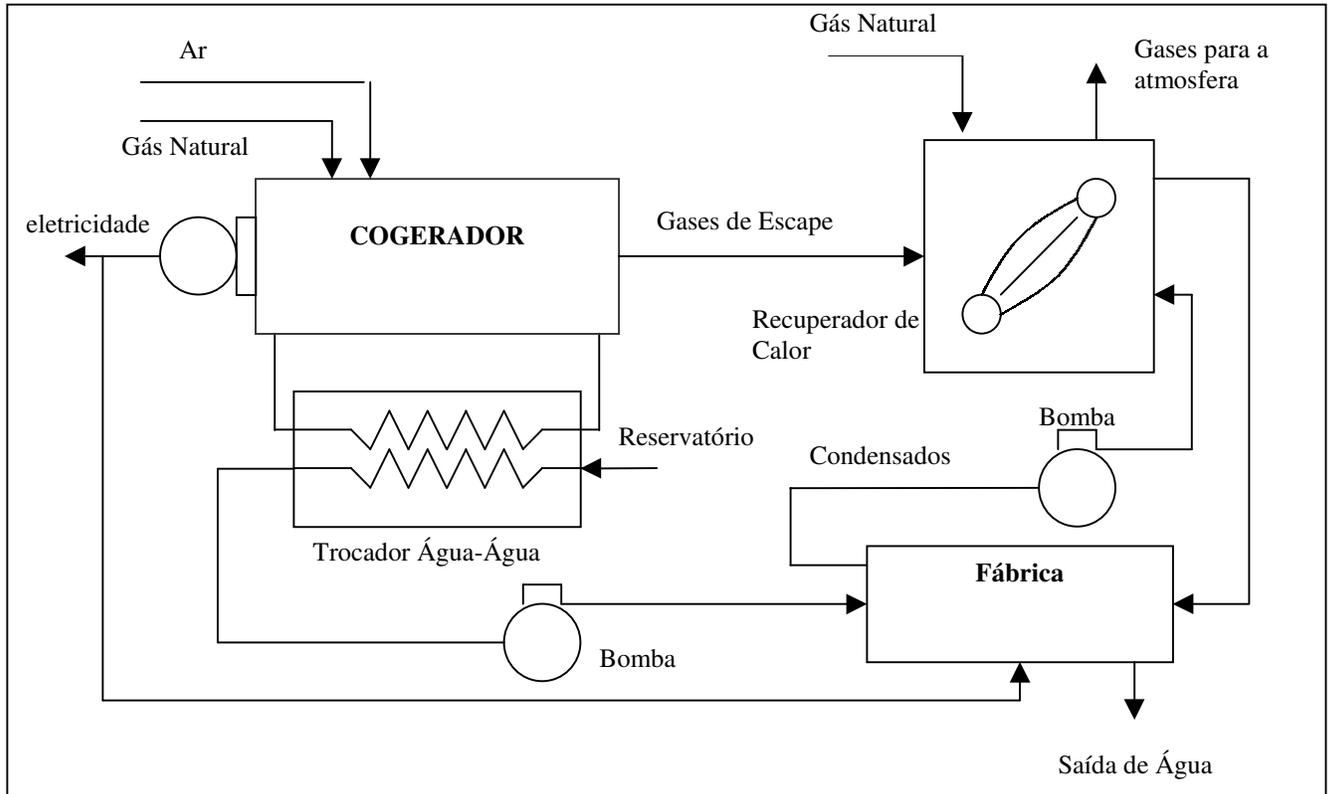


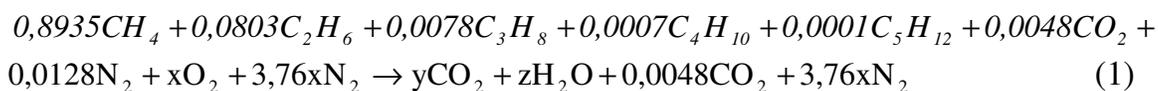
Figura 28: Sistema de Cogeração Proposto 2

Os dois casos propostos utilizam basicamente a mesma tecnologia. Em ambos os casos aproveita-se a energia dos gases de escape como entrada de ar da caldeira convencional. No primeiro caso o arrefecimento do motor será feito por um radiador a ar e no segundo caso, será utilizado um trocador de calor água/água para gerar água quente à 80°C. As Figuras 27 e 28 mostram as duas propostas de cogeração, sendo que a Figura 28 não utiliza a água quente do arrefecimento do motor e a 27 aproveita esta água para um processo a ser definido pela Tekno futuramente. Portanto, o caso que foi efetivamente estudado foi o que recupera somente o calor dos gases de escape do motor, visto que ele apresentou aplicação viável e imediata.

### 5.1.1 Cálculo Estequiométrico da Reação de Combustão

Neste processo de combustão foi considerado ar seco na entrada do compressor nas seguintes condições: pressão de 0,101325MPa, temperatura de 25°C (298,15K). O ar seco é composto de 21% de oxigênio e 79% de nitrogênio atmosférico em volume. O nitrogênio atmosférico ( $N_{2at}$ ) inclui o argônio e os gases raros a 0,93% e possui um peso molecular de 28,15g/mol (TUNA,1999). A relação de número de moles para o ar é de 3,76 moles de nitrogênio atmosférico para 1 mol de oxigênio. A Tabela 1 apresentada no capítulo 2, item 2.2 foi utilizada no cálculo estequiométrico para 1 mol de gás natural.

Conhecendo-se a composição percentual de cada componente presente após a combustão do gás natural é possível calcular-se a quantidade de ar necessário para a combustão estequiométrica da reação e conseqüentemente é possível determinar-se a relação ar/combustível necessária.



Portanto:

$$y = 1,0808; z = 2,0632; x = 2,1124$$

Onde:

C - Carbono

H - Hidrogênio

O - Oxigênio

N - Nitrogênio

x = quantidade de ar atmosférico

y = quantidade de dióxido de carbono

z = quantidade de água

Portanto, para 1 mol de combustível tem-se:

$$Ar = xO_2 + 3,76xN_{2at} \quad (2)$$

$$Ar = 2,1124O_2 + 7,9426N_{2at}$$

Com os resultados obtidos pode-se determinar a relação ar/combustível ( $\mu$ ) molar da reação estequiométrica que é dada pelo número de mols dos componentes do ar calculado na reação de combustão pela quantidade de mols de combustível.

$$\mu_{molar} = \frac{N^o \text{ mols Ar}}{N^o \text{ mols Comb.}} \quad (3)$$

$$\mu_{molar} = 10,055$$

Para calcular-se a relação ar/combustível ( $\mu$ ) mássica é necessário determinar-se a massa molecular do ar e do combustível (TUNA, 1999). Para isso tem-se:

$$M_{ar} = \frac{N^o \text{ mols } O_2 * \text{Massa Molecular } O_2 + N^o N_{2at} * \text{Massa Molecular } N_{2at}}{N^o \text{ mols TotalAr}} \quad (4)$$

$$M_{ar} = 28,959 \text{ g/mol}$$

Onde:

Massa Molecular Oxigênio = 32g/mol

Massa Molecular do Nitrogênio Atmosférico = 28,15g/mol

A massa molecular do combustível é obtida pela Tabela 1 apresentada no capítulo 2 item 2.2.

$$M_{comb} = 17,708 \text{ g/mol}$$

A razão mássica de ar/combustível ( $\mu$ ) é dada pela razão das massas de ar/combustível multiplicada pela razão molar ar/combustível.

$$\mu_{mássica} = \mu_{molar} * \frac{M_{ar}}{M_{comb}} \quad (5)$$

$$\mu_{mássica} = 16,44$$

A combustão de motores de combustão interna sempre ocorrem com excesso de ar e no caso estudado será considerado 20% de excesso de ar que é um valor típico de operação dos motores de combustão interna. Para esta quantidade de ar teremos a relação ar combustível aumentada para 19,728, valor este compatível com os encontrados na prática.

### 5.1.2 Cálculo do Calor Específico (Cp) dos Gases de Exaustão

Para que seja calculada a energia gerada devido ao gases de exaustão do motor é necessário conhecer-se o calor específico equivalente da queima do gás natural. Na Tabela 1 do capítulo 2, item 2.2 é apresentada a composição percentual de cada componente do gás natural

Usando-se a mesma metodologia de cálculo da reação de combustão utilizada no item 5.1.1 determina-se o número de moles de cada substância que compõe os gases de exaustão com 20% de excesso de ar (TUNA, 1999). A relação entre o número de mols de cada substância pelo número de mols total da mistura dos gases determina o percentual em volume de cada substancia. O percentual de massa é dado por:

$$\% \text{ Massa} = \frac{N^{\circ} \text{ mols Substancia} * \text{Massa Molecular Substancia}}{\text{Massa Molecular da Mistura}} \quad (6)$$

A Tabela 17 mostra a composição dos produtos da reação de combustão do motor à gás natural estudado.

Tabela 17: Composição dos Produtos da Combustão do Gás Natural com 20% de excesso de ar

Substância	Nº mols	% em Volume	Massa (g)	% em Massa
H <sub>2</sub> O	2,0632	15,73%	2,834	10,12%
CO <sub>2</sub>	1,0856	8,28%	3,643	13,01%
N <sub>2</sub>	9,5439	72,77%	20,485	73,18%
O <sub>2</sub>	0,4225	3,22%	1,030	3,68%

O calor específico de cada substâncias presente na composição dos gases de escape é dada pelas equações a seguir: (VAN WYLEN; SONNTAG, 1994)

$$\bar{C}_{P(H_2O)} = 143,05 - 183,54\vartheta^{0,25} + 82,751\vartheta^{0,5} - 3,6989\vartheta \quad (7)$$

$$\bar{C}_{P(CO_2)} = -3,7357 + 30,529\vartheta^{0,5} - 4,1034\vartheta + 0,024198\vartheta^2 \quad (8)$$

$$\bar{C}_{P(N_2)} = 39,06 - 512,79\vartheta^{-1,5} + 1072,7\vartheta^{-2} - 820,4\vartheta^{-3} \quad (9)$$

$$\bar{C}_{P(O_2)} = 37,432 + 0,020102\vartheta^{1,5} - 178,57\vartheta^{-1,5} + 236,88\vartheta^{-2} \quad (10)$$

Com,

$$\vartheta = \frac{T_{kelvin}}{100} \quad (11)$$

A temperatura utilizada para o cálculo de  $\vartheta$  é a média das temperaturas de entrada e saída da caldeira. A temperatura de entrada da caldeira é de 732°C (temperatura de escape do motor) e a temperatura média de saída é de 181,4°C, logo:

$$T = \frac{T_{input} + T_{output}}{2} = 456,7^\circ C \quad (12)$$

$$T_k = T_c + 273,15 = 729,85K \quad (13)$$

Onde :

$T_k$  = temperatura em graus Kelvin

$T_c$  = temperatura em graus Celsius

Portanto:

$$\vartheta = 7,2985$$

De acordo com a Tabela 18 pode-se calcular o Cp dos gases de exaustão. Foi considerado:

$$H_2O = 18,015g/mol, CO_2 = 44g/mol, N_{2at} = 28,15g/mol, O_2 = 32g/mol$$

Portanto:

$$\bar{C}_{P(H_2O)} = 37,94 \text{ kJ} / \text{kmol.K} \rightarrow \bar{C}_{P(H_2O)} = 2,11 \text{ kJ} / \text{kg.K}$$

$$\bar{C}_{P(CO_2)} = 50,08 \text{ kJ} / \text{kmol.K} \rightarrow \bar{C}_{P(CO_2)} = 1,14 \text{ kJ} / \text{kg.K}$$

$$\bar{C}_{P(N_{2at})} = 31,08 \text{ kJ} / \text{kmol.K} \rightarrow \bar{C}_{P(N_{2at})} = 1,11 \text{ kJ} / \text{kg.K}$$

$$\bar{C}_{P(O_2)} = 33,22 \text{ kJ} / \text{kmol.K} \rightarrow \bar{C}_{P(O_2)} = 1,04 \text{ kJ} / \text{kg.K}$$

Considerando a contribuição percentual em massa de cada elemento tem-se:

$$C_{P_{gases (natural gas)}} = 1,212 \text{ kJ/kg.K}$$

### 5.1.3 Cálculo da Massa Específica ( $\rho$ ) dos Gases de Exaustão

Para calcular a massa específica dos produtos da combustão utilizou-se:

- Temperatura dos gases de escape (T) = 732°C = 1005,15K
- Pressão dos gases de escape (p) = 50mmHg = 0,0658atm
- Constante universal do gás perfeito ( $\bar{R}$ ) = 0,08206atm.lt/K.mol
- H<sub>2</sub>O = 18,015g/mol
- CO<sub>2</sub> = 44g/mol
- N<sub>2at</sub> = 28,15g/mol
- O<sub>2</sub> = 32g/mol

Através da equação 14 é possível calcular a massa específica de cada componente dos gases de exaustão do motor.

$$\rho = \frac{p^* M}{\bar{R} * T} \quad (14)$$

Onde:

$\rho$  = Massa específica

p = pressão dos gases de escape

M = massa molecular de cada substância

–  
 R = Constante universal do gás perfeito  
 T = Temperatura dos gases de Escape

Logo tem-se:

$$\rho_{H_2O} = 0,0144 \text{ kg / mol}$$

$$\rho_{CO_2} = 0,0351 \text{ kg / mol}$$

$$\rho_{N_{2at}} = 0,0225 \text{ kg / mol}$$

$$\rho_{O_2} = 0,0255 \text{ kg / mol}$$

A massa específica dos gases de escape é calculada pela contribuição mássica percentual de cada substância presente no mesmo com a sua respectiva massa específica.

$$\rho_{GasesdeEscape} = 0,0234 \text{ kg / m}^3$$

Como a vazão volumétrica dos gases de escape é de  $2,031 \text{ m}^3/\text{s}$  conclui-se que:

$$\rho_{GasesdeEscape} = \frac{m_G}{V_{Gs}} \quad (15)$$

$$m_G = 0,0475 \text{ kg/s}$$

#### 5.1.4 Cálculo da Energia Produzida na Cogeração

A energia térmica recuperada dos gases de escape é calculada por:

$$E_{Gases} = m_G * C_{P_{Gases}} * (T_{input} - T_{output}) \quad (16)$$

$$E_{Gases} = 31,72 \text{ kW}$$

Onde:

$E_{Gases}$  = Energia dos gases de escape

$m_G$  = vazão mássica específica dos gases de escape

$C_{P_{Gases}}$  = Calor específico dos gases de escape

$T_{input}$  = Temperatura de entrada dos gases de escape na caldeira

$T_{output}$  = Temperatura de saída dos gases de escape na caldeira

A quantidade de água quente a 80°C gerada é calculada por:

$$\eta = \frac{E_{\text{água útil}}}{\text{Calor Rejeitado}} \quad (17)$$

$$E_{\text{água útil}} = 487,2 \text{ kW}$$

$$E_{\text{água útil}} = m_{\text{água}}^o * C_{P_{\text{água}}} * (T_{\text{output}} - T_{\text{input}}) \quad (18)$$

$$m_{\text{água}}^o = 7621,76 \text{ kg/h}$$

Onde:

$$C_{P_{\text{água}}} = 4,184 \text{ kJ/kg, K}$$

$$\eta = \text{Rendimento do Trocador de Calor} = 0,8 \text{ (Valor Típico)}$$

$$\text{Calor Rejeitado} = 609 \text{ kW}$$

$$E_{\text{água útil}} = \text{Energia da água útil}$$

$$m_{\text{água}} = \text{vazão de água}$$

### 5.1.5 Diagrama de Sankey

A seguir, nas Figuras 29 e 30 são apresentados os diagramas de Sankey dos dois sistemas cogeneradores propostos e em seguida são calculadas as respectivas eficiências globais de cada sistema. A área hachurada nos diagramas representam as energias aproveitadas do sistema cogenerador e a soma destas energias fornece a eficiência global do mesmo.

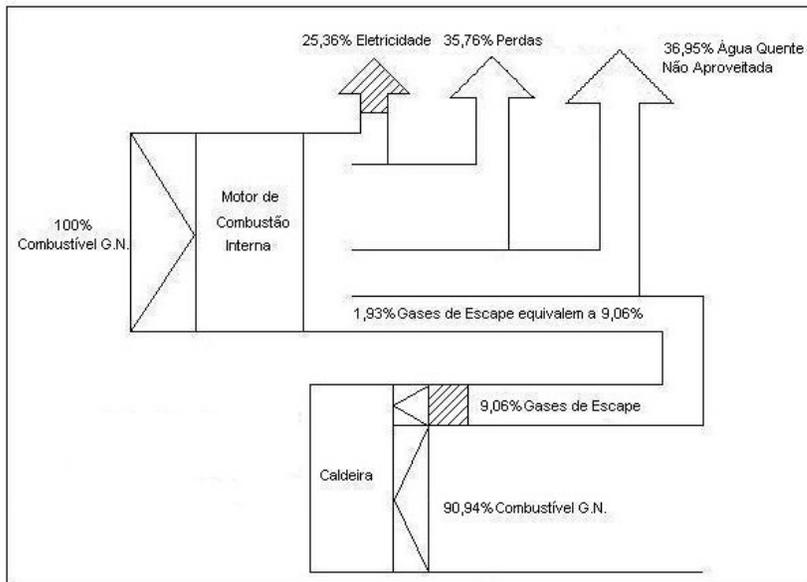


Figura 29: Diagrama de Sankey sem aproveitamento da água de arrefecimento do motor

Pelo diagrama pode-se observar que a energia aproveitada no primeiro sistema cogrador proposto é a elétrica e a do calor dos gases de escape do motor. Portanto a eficiência global do sistema é de 27,29%.

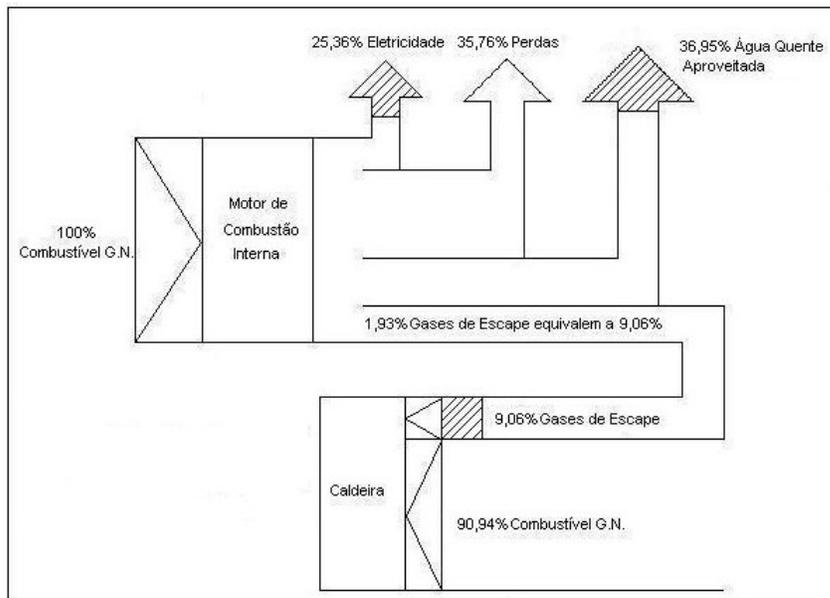


Figura 30: Diagrama de Sankey com aproveitamento da água de arrefecimento do motor

Na segunda proposta aproveita-se a energia elétrica, o calor dos gases de escape e da água de arrefecimento do motor. A eficiência global do sistema é de 64,24%.

## 5.2 Cálculo da Viabilidade Econômica: Aspectos Térmicos

A viabilidade econômica da conversão pretendida está condicionada com a escala de operação do sistema e com o custo de investimento em tubulação isolada termicamente, uma vez que o motor já foi comprado e está amortizado. É evidente que os ganhos devido aos custos de produção de eletricidade, água quente e vapor devem cobrir os custos relativos aos sistemas convencionais de atendimento, de forma a permitir redução no consumo de combustível e os gastos com energia da empresa, pois caso contrário a cogeração torna-se inviável. Como o nível de investimento em tubulações é relativamente baixo e o conjunto gerador já se encontra amortizado, a análise da viabilidade econômica será realizada com base nos custos de operação (basicamente aqueles que se referem ao custo de combustível) e de manutenção. A seguir desenvolve-se os passos para o estudo de viabilidade econômica da referida conversão (SILVEIRA, 1990, 1994).

Para o estudo converteu-se todos os valores para dólar com a cotação do dia de R\$3,67 (14/02/03) e utilizou-se os dados de catálogo das máquinas, os consumos apresentados nas contas de gás e energia elétrica utilizadas e a tarifas da concessionária de energia elétrica e de gás natural:

- 7200 horas trabalhadas por ano sem cogeração, ou seja, 600 horas mensais.
- Consumo médio da caldeira sem cogeração =  $33,4 \text{ Nm}^3/\text{h}$
- Consumo médio do boiler sem cogeração =  $16,75 \text{ Nm}^3/\text{h}$
- Consumo máximo da caldeira sem cogeração =  $42 \text{ Nm}^3/\text{h}$
- Consumo máximo do boiler sem cogeração =  $31 \text{ Nm}^3/\text{h}$
- Consumo Médio dos Incineradores (1 e 2) =  $134 \text{ Nm}^3/\text{h}$
- Consumo do motor para 90% de carga =  $144,46 \text{ Nm}^3/\text{h}$
- O tempo de consumo máximo da caldeira e do boiler é em média 4% do tempo total anual de operação.
- Custo da Manutenção do Motor =  $0,008 \text{ US}\$/\text{kWh}$  gerado pelo motor
- Tarifação Horosazonal Azul e Grupo A2
- Tarifa Elétrica da Demanda Ponta =  $4,78 \text{ US}\$/\text{kW}$

- Tarifa Elétrica da Demanda Fora de Ponta = 1,11 US\$/kW
- Tarifa Elétrica da Energia Ponta = 0,0258 US\$/kWh
- Tarifa Elétrica Energia Fora de Ponta = 0,0183 US\$/kWh
- Demanda G.N. sem Cogeração para Consumo de 50.001 a 300.000Nm<sup>3</sup> = US\$ 2426,32
- Tarifa do Gás Natural sem Cogeração = 0,1648 US\$/Nm<sup>3</sup>
- Tarifa do Gás Natural para Cogeração = 0,0327 US\$/Nm<sup>3</sup>

*a) Gás Natural (para produção de água quente) anualmente consumido pela Tekno sem a conversão proposta:*

Consumo Anual de G.N. da Caldeira + Boiler = (Consumo Médio da Caldeira + Boiler)\*Número de Horas Anual\*96/100 + (Consumo Máximo da Caldeira + Boiler)\*Número de Horas Anual \*4/100

**Consumo Anual de G.N. = 367.660,80 m<sup>3</sup>/ano**

*b) Gasto anual com energia térmica (produção de água quente) no sistema convencional (boiler):*

Gasto anual do boiler = [(Consumo Médio Boiler)\*Número de Horas Anual\*96/100 + (Consumo Máximo Boiler)\*Número de Horas Anual\*4/100]\*Tarifa G.N. sem cogeração.

**Gasto anual do boiler = US\$ 20.551,22**

*c) Gasto anual com energia térmica (produção de vapor) no sistema convencional (caldeira):*

Gasto anual da Caldeira = [(Consumo Médio Caldeira)\*Número de Horas Anual\*96/100 + (Consumo Máximo Caldeira)\*Número de Horas Anual\*4/100]\*Tarifa G.N. sem cogeração.

**Gasto anual da Caldeira = US\$ 40.039,28**

d) *Gasto anual com Gás Natural devido ao Motor para Cogeração:*

Gasto Anual de G.N. do Motor = Consumo horário do Motor \* 7200 \* Tarifa G.N.  
Cogeração

**Gasto Anual do Motor = US\$ 34.011,73**

e) *Gasto anual com a manutenção no Motor:*

Gasto Anual = Custo de Manutenção \* Potência Elétrica Utilizada do Motor \* Número de horas Anual

**Gasto Anual = US\$21.600,00**

f) *Gasto anual total com o Motor:*

Gasto Anual = item d + item e

**Gasto Anual = US\$ 55.611,73**

g) *Economia térmica anual com a Cogeração:*

A energia produzida pelos gases de escape é de 31,72kW. O rendimento da caldeira é de 70% (dado fornecido pela empresa), o consumo é de 33,4 Nm<sup>3</sup>/h e o poder calorífico inferior (PCI) do gás natural é de 37.745,6185kJ/Nm<sup>3</sup>. A energia dos gases será usada para diminuir o consumo de combustível da caldeira e, portanto:

$$E_{\text{Combustível1}} = m_{\text{Combustível1}} * \text{PCI} \quad (19)$$

$$E_{\text{Combustível1}} = 350,196\text{kW}$$

Onde:

$E_{\text{Combustível1}}$  = Energia do combustível sem cogeração

$m_{\text{Combustível1}}$  = massa de combustível sem cogeração

PCI = poder calorífico inferior

Para calcular a energia do vapor utiliza-se o rendimento da caldeira e tem-se:

$$\eta_{\text{Caldeira}} = \frac{E_{\text{vapor}}}{E_{\text{Combustível1}}} \Rightarrow E_{\text{vapor}} = 245,137\text{kW} \quad (20)$$

Onde:

$\eta_{\text{Caldeira}}$  = Rendimento da Caldeira

$E_{\text{vapor}}$  = Energia do vapor

Com a cogeração tem-se:

$$\eta_{\text{Caldeira}} = \frac{E_{\text{vapor}}}{(E_{\text{Combustível2}} + E_{\text{GasesEscape}})} \quad (21)$$

$$E_{\text{Combustível2}} = 318,48\text{kW}$$

$$m_{\text{Combustível2}} = \frac{E_{\text{Combustível2}}}{\text{PCI}}$$

$$m_{\text{Combustível2}} = 30,375\text{Nm}^3/\text{h}$$

$$\text{Economia G.N.} = m_{\text{Combustível1}} - m_{\text{Combustível2}} \quad (22)$$

$$\text{Economia G.N.} = 3,025\text{Nm}^3/\text{h}$$

Onde:

$E_{\text{Combustível2}}$  = Energia do combustível com cogeração

$m_{\text{Combustível2}}$  = massa de combustível consumida pela caldeira com cogeração

$E_{\text{Gases}}$  = Energia dos gases de escape

G.N. = Gás Natural

A partir da economia de gás natural consumido é possível calcular-se a economia financeira desta economia.

Economia Anual de G.N. = Economia G.N.(Nm<sup>3</sup>/h)\* N° horas anuais\* Tarifa G.N.  
sem Cogeração

**Economia Anual de Gás Natural = US\$ 3.589,34**

*h) Investimento no sistema de interligação da saída do motor com a caldeira convencional existente + engenheiro responsável pela montagem para o sistema que só aproveita o calor dos gases de escape do motor:*

**US\$ 1.000,00**

*i) Cálculo do "pay-back" ou período de amortização do capital investido (k) para o sistema que só aproveita o calor dos gases de escape do motor:*

A receita anual esperada consiste na diferença entre o valor gasto atualmente e o que será gasto com a modificação proposta para produzir a mesma quantidade de produto.

$k = \text{Investimento/Receita Anual Esperada}$  (23)

$k = 0,28$  anos

**$k = 3,34$  meses**

O sistema proposto que recupera o calor dos gases de escape e o calor da água de arrefecimento do motor, não permite calcular o investimento e o tempo de retorno porque não apresenta condições de projeto suficientes, visto que ele representa uma possibilidade futura de expansão do parque industrial existente.

No sistema que recupera somente o calor proveniente dos gases de escape do motor, o tempo de retorno de investimento ficou em 3,34 meses, viabilizando economicamente o projeto. Nas análises sobre o aspecto térmico, o cálculo do calor recuperado comprovou a viabilidade técnica e irá proporcionar uma economia de cerca de 10% do combustível consumido pela caldeira. A economia anual de R\$3.589,34 representa aproximadamente 0,7% dos custos com gás natural da empresa estudada.

## 6 ESTUDO DE CASO: ASPECTOS ELÉTRICOS

### 6.1 INTERLIGAÇÕES ELÉTRICAS PROPOSTAS

A decisão do ponto de interligação do gerador ao sistema elétrico da Tekno baseou-se em otimizar-se o funcionamento do gerador, minimizando as alterações no sistema atual. Avaliou-se o regime de funcionamento das cargas que tinham potência próxima a gerada pelo grupo moto-gerador e optou-se pela que reduziria ao máximo os custos de operação e o investimento necessário para a efetivação do projeto. As estufas foram as cargas que tiveram o perfil mais próximo ao descrito acima.

Os transformadores 1 e 2 alimentam os bancos resistivos das estufas da linha de pintura 1. Estas estufas são indispensáveis para o processo e não devem sofrer falta de energia elétrica durante sua operação. Na falha das estufas durante a produção vários metros de chapa são danificados.

O transformador 1 alimenta os bancos resistivos do acabamento e o transformador 2 supre às necessidades do "primer". Cada estufa é composto de três zonas com potências e temperaturas de operação diferentes. Cada zona é constituída por dois conjuntos de bancos resistivos independentes e de valores idênticos, que possuem controle de acionamento de acordo com a temperatura medida no interior da estufa. Na prática, durante o processo um conjunto de bancos resistivos permanece quase que todo o tempo de produção ligado enquanto o outro liga em pequenos intervalos de tempo modulando a temperatura no interior da estufa. A temperatura de operação de cada zona é função do tipo de material e da pintura desejada. As Tabelas 18 e 19 apresentam a potência instalada de cada zona das estufas.

Tabela 18: Potência Instalada e Demanda das Estufas do Primer

<b>Estufas do Primer</b>	<b>Potência Instalada (kW)</b>
Zona 1	375
Zona 2	625
Zona 3	625
<b>Total</b>	<b>1625</b>

Tabela 19: Potência Instalada e Demanda das Estufas do Acabamento

<b>Estufas do Acabamento</b>	<b>Potência Instalada (kW)</b>
Zona 1	500
Zona 2	750
Zona 3	750
<b>Total</b>	<b>2000</b>

A proposta de interligação do grupo gerador ao sistema elétrico é a colocação do mesmo para alimentar um conjunto de resistências da zona 2 ou 3 da estufa de acabamento, que como já visto anteriormente fazem parte das maiores cargas elétricas presentes na empresa. Os bancos resistivos destas zonas são os que estão mais adequados com a potência gerada pelo grupo moto-gerador, ou seja, 418kW do gerador para alimentar uma carga de 375kW. Com isso, o gerador trabalhará com 90% de carga e ainda economizará no consumo de gás natural. Foram realizadas duas propostas de interligação elétrica para atender o resultado da análise descrita acima.

*Proposta de Interligação Elétrica 1:*

A Figura 31 mostra o diagrama de ligação do primeiro sistema proposto, no qual o banco de resistências original é substituído por um de tensão de trabalho igual ao do gerador.

A unidade de cogeração sempre ficará conectada ao banco de resistências da porta 1 da zona 2 da estufa de acabamento. Este banco de resistências será substituído por um que possa ser alimentado com 480V para ter tensão compatível com a do gerador.

A modulação de temperatura é feita por um controlador que recebe o sinal de um transdutor de temperatura no interior da estufa e envia um sinal proporcional para o comando de disparo dos tiristores. A saída do controlador varia de 4 a 20mA de acordo com a temperatura no interior da estufa. Quanto mais distante a temperatura no interior da estufa estiver da temperatura desejada, maior será a corrente de saída do controlador e mais resistências serão ligadas.

Como todas as estufas suas portas passíveis de controle individual em cada zona, a porta 1, que está sendo alimentada pelo gerador, será ativada sempre que a corrente do controlador estiver compreendida entre o valor de 4 a 12mA e a porta 2 somente será ativada quando a corrente do controlador superar o valor de 12mA. Assim sendo, a porta 1 ficará ligada na maior parte do tempo, enquanto a porta 2 praticamente ficará modulando da temperatura no interior da estufa. Com isso otimiza-se o funcionamento da unidade cogeneradora.

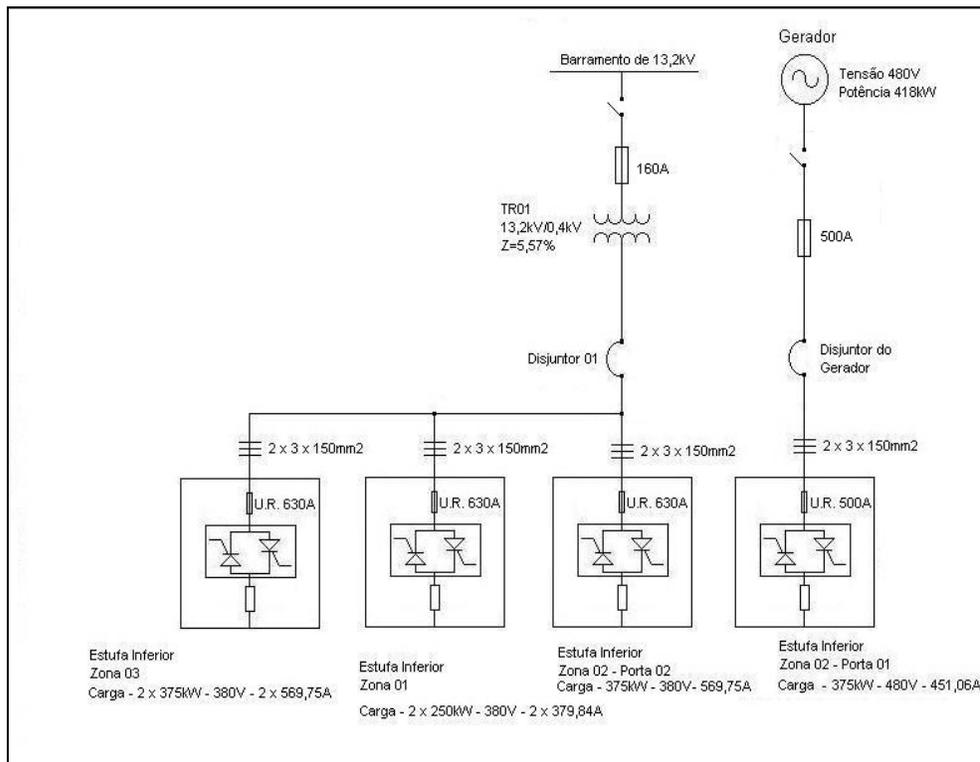


Figura 31: Diagrama de Interligação Elétrica 1

### Proposta de Interligação Elétrica 2:

O princípio de funcionamento do sistema cogenerador é o mesmo para ambas propostas de interligação elétrica. A diferença entre as propostas consiste no fato de que na segunda proposta não haverá necessidade de substituição do banco de resistências atual de 380V para 480V. A adaptação da tensão de trabalho das resistências com a tensão do gerador é feita por meio de um transformador abaixador. Com isso a proposta de interligação utilizando o transformador abaixador apresenta a vantagem de suprir as cargas do gerador pela concessionária em caso de falta do

sistema de cogeração. O disjuntor de acoplamento só deverá estar ligado quando o gerador estiver desligado.

A Figura 32 apresenta a segunda proposta, na qual é adicionado um transformador para adaptar a tensão de saída do gerador com a tensão de trabalho do banco de resistências.

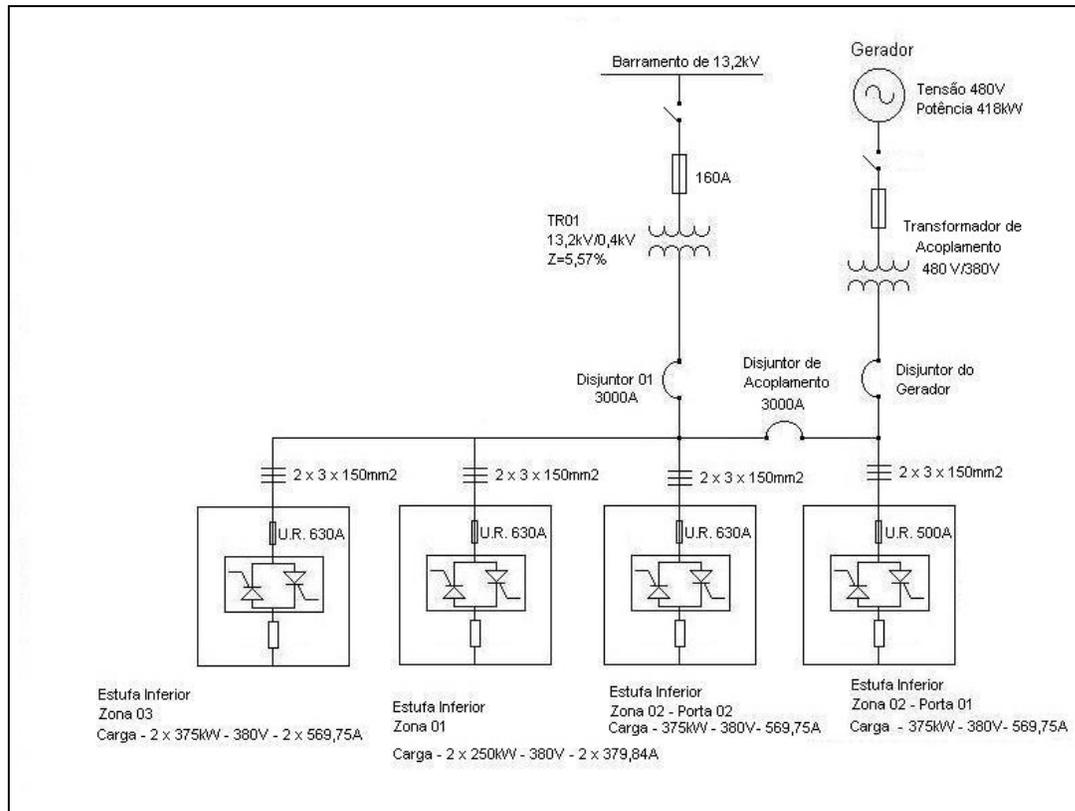


Figura 32: Diagrama de Interligação Elétrica 2

Nas duas propostas de interligação elétrica o sistema de comando tiristorizado dos bancos resistivos ficará isolado do restante do sistema elétrico da empresa. Com isso, haverá uma redução dos componentes harmônicos presentes na rede elétrica, visto que, a retirada do sistema tiristorizado representa a retirada de cargas não lineares do sistema e cargas não lineares são geradoras de distorções harmônicas (GAMA, 1998).

## 6.2 DIMENSIONAMENTO DOS DISPOSITIVOS DE COMANDO E PROTEÇÕES

### - Dimensionamento do Disjuntor do Gerador:

Para especificar o disjuntor do gerador deve-se calcular a corrente de curto-circuito do mesmo. Para isso considerou-se o valor típico de impedância subtransitória de 8% e do fator de potência de 0,8, uma vez que este dado era desconhecido. Em seguida são apresentados os cálculos da corrente de curto-circuito do gerador e a corrente de ajuste do mesmo. A corrente de ajuste do disjuntor deve ser de aproximadamente 20% da corrente nominal do mesmo.

$$I_{CC(g)} = \frac{I_{Nominal(g)}}{Z_{(g)}} \quad (24)$$

$$I_{Nominal(g)} = \frac{Potência(kVA)}{\sqrt{3} * kV_{(g)}} \quad (25)$$

$$I_{Nominal(g)} = 628,5A$$

Substituindo os valores dados na equação (24) tem-se:

$$I_{CC(g)} = 7855,9A$$

$$I_{carga} = \frac{Potência_{carga}(kW)}{\sqrt{3} * kV_{carga}} \quad (26)$$

$$I_{carga} = 451,06A$$

$$I_{Ajuste} = I_{carga} * 1,2 \quad (27)$$

$$I_{Ajuste} = 541,27A$$

Onde:

$I_{cc(g)}$  = Corrente de Curto circuito do gerador

$I_{nominal(g)}$  = Corrente nominal do Gerador

$V_{(g)}$  = Tensão de saída do gerador

$Z_{(g)}$  = Impedância de Subtransitório do gerador

$I_{ajuste}$  = Corrente de ajuste do disjuntor

$I_{carga}$  = Corrente da Carga alimentada pelo Gerador

### - Dimensionamento do Disjuntor do Transformador:

O disjuntor do transformador será determinado pela corrente de curto-circuito que alimenta as estufas do acabamento. A corrente de curto-circuito do transformador TR-1 é dada por:

$$I_{CC(TR)} = \frac{I_{Nominal(TR)}}{Z_{(TR)}} \quad (28)$$

$$I_{Nominal(TR)} = \frac{Potência(kVA)}{\sqrt{3} * kV_{(TR)}} \quad (29)$$

$$I_{Nominal(TR)} = 2886,75A$$

$$I_{CC(TR)} = 51826,75A$$

Onde:

$I_{cc(TR)}$  = Corrente de Curto circuito do transformador

$I_{nominal(TR)}$  = Corrente nominal do transformador

$V_{(TR)}$  = Tensão de saída do transformador

$Z_{(TR)}$  = Impedância do transformador

$$I_{Ajuste} = I_{carga} * 1,2 \quad (30)$$

$$I_{Ajuste} = 3038,67A$$

### 6.3 CÁLCULO DA CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO DO SISTEMA ELÉTRICO ATUAL

Para calcular-se a corrente de curto-circuito do sistema foi necessário calcular-se a impedância da concessionária, e a impedância equivalente das cargas da Tekno. As Figuras 33 e 34 mostram o diagrama unifilar da empresa. Pode-se verificar na Figura 34 que os transformadores de 1 à 4 tem valor nominal de tensão do secundário especificada na placa de 400V. Entretanto a impedância em p.u. destes transformadores é da ordem de 5% o que na prática fornece uma tensão no secundário aproximadamente de 380V.

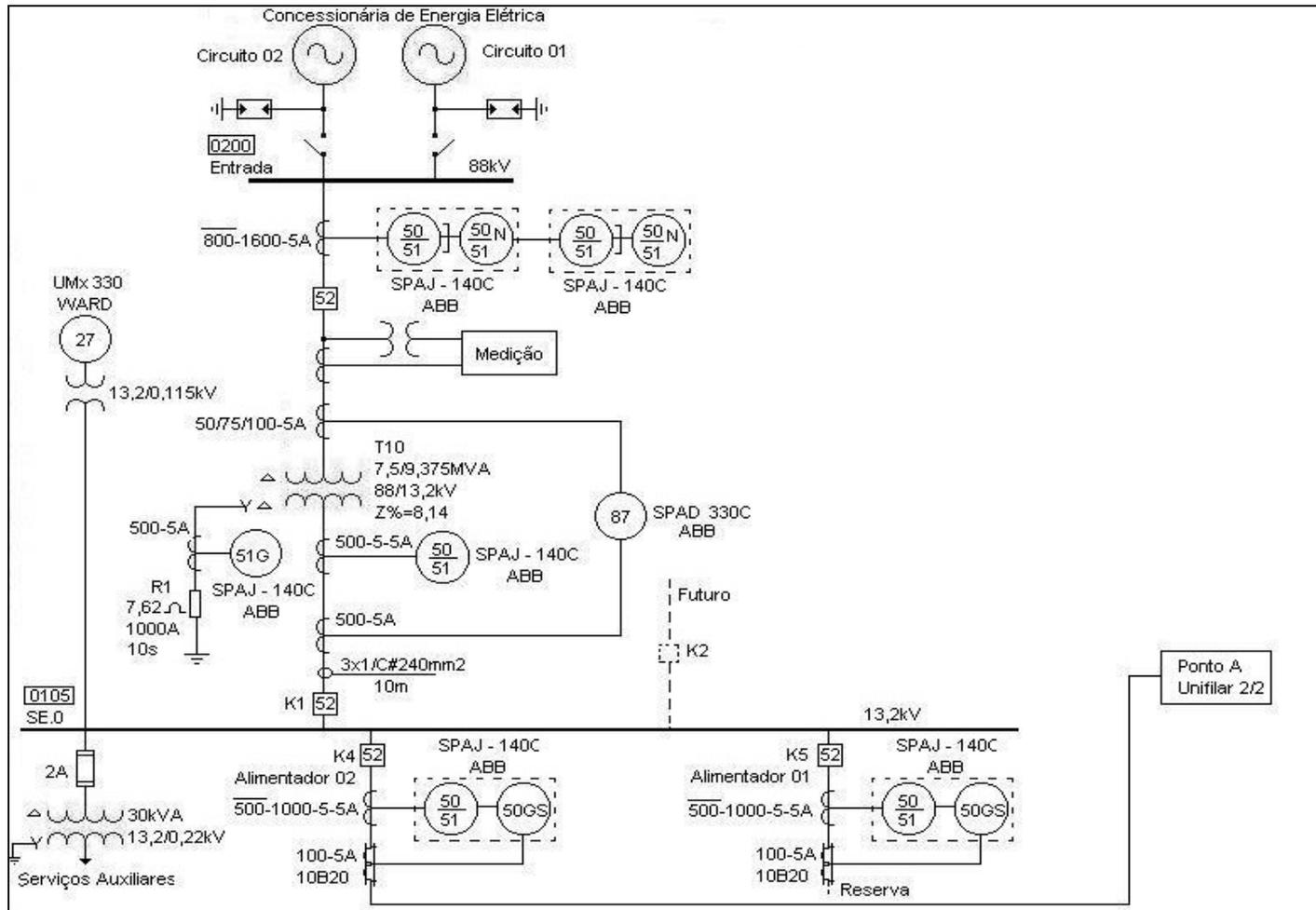


Figura 33: Diagrama Unifilar Parte 1/2

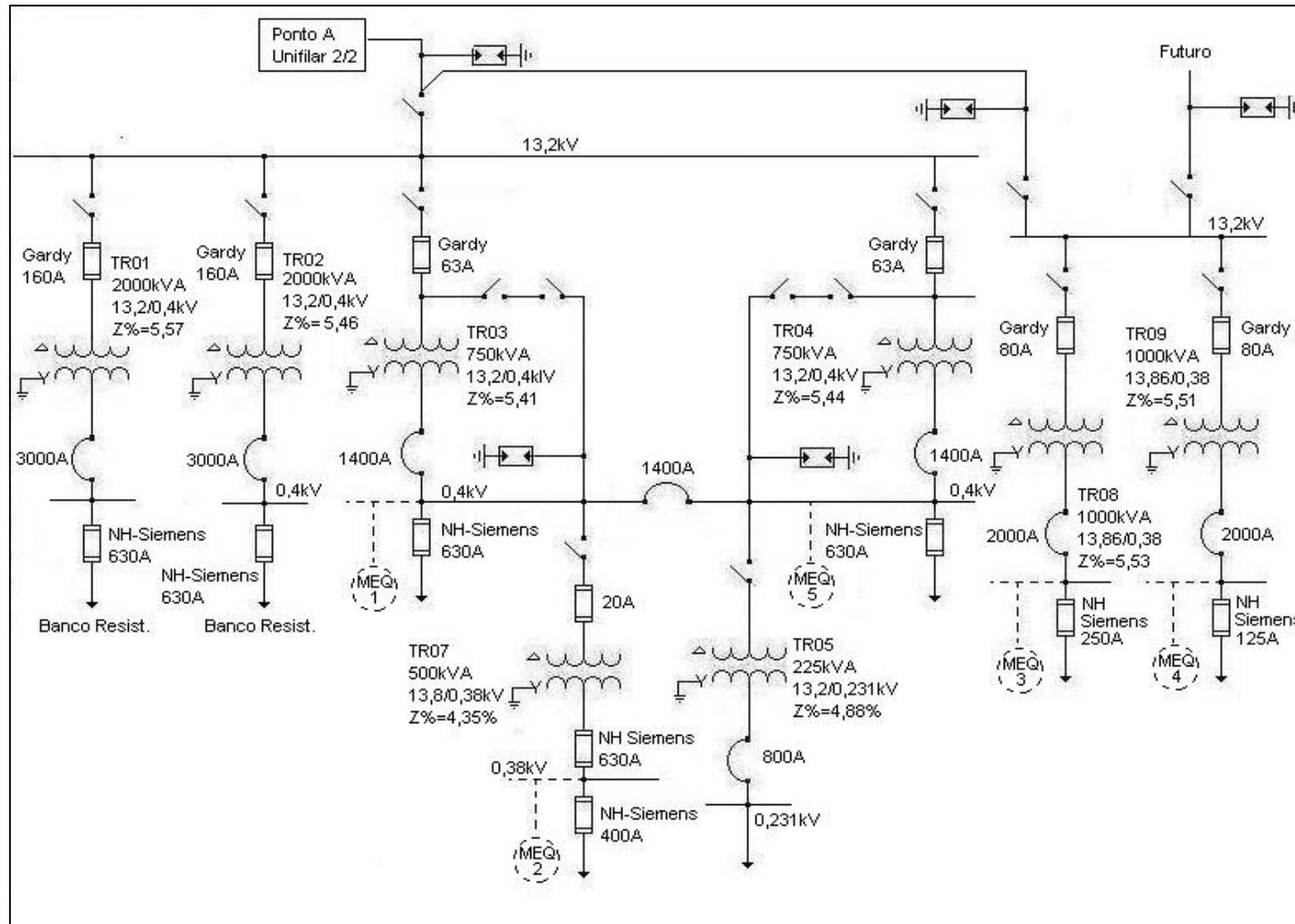


Figura 34: Diagrama Unifilar Parte 2/2

A potência informada pela concessionária como potência de curto-circuito do sistema atual foi de 375,46MVA entre fase-fase e 296,42MVA entre fase-neutro. Logo é possível calcular-se a impedância equivalente da concessionária que é dada por:

**Valores Base escolhidos:**

$$S_{base} = 2000kVA$$

$$V_{base - AT} = 88kV$$

$$V_{base - MT} = 13,2kV$$

$$V_{base - BT} = 0,4kV$$

$$Z_{concessionária} = \frac{S_{base}}{S_{cc}} * 100 \quad (31)$$

$$Z_{concessionária} = 0,675\%$$

A impedância base de cada braço do barramento de 13,2kV foi calculada por:

$$Z_{braço} = Z_{transformador} + Z_{equivalente-cargas-indutivas} \quad (32)$$

Para converter um valor de impedância de uma base para outra usa-se:

$$Z_{NOVO} \% = Z_{DADO} \% * \left( \frac{MVA_{NOVO}}{MVA_{DADO}} \right) * \left( \frac{KV_{DADO}}{KV_{NOVO}} \right)^2 \quad (33)$$

A Tabela 20 mostra a impedância individual de cada transformador convertido para valores base.

Tabela 20: Impedância dos Transformadores em Valores Base

<b>Transformador</b>	<b>Zdado %</b>	<b>Zbase %</b>
TR1	0,05570	5,57%
TR2	0,05460	5,46%
TR3	0,05410	14,43%
TR4	0,05440	14,51%
TR5	0,04880	14,47%
TR7	0,04350	15,70%
TR8	0,05530	9,98%
TR9	0,05510	9,95%

A impedância de cada motor é calculado por:

$$Z_{MOTOR} \% = 100 * \frac{I_{NOMINAL}}{I_{PARTIDA}} \quad (34)$$

E a impedância equivalente das cargas indutivas é dada pelo paralelo de todos os motores conectados no respectivo braço. No apêndice é apresentado o cálculo da impedância de todos os motores. Com isso tem-se na Tabela 21 a impedância equivalente de cada braço do barramento de 13,2kV.

Tabela 21: Impedância de cada Braço em Valores Base

<b>BRAÇO</b>	<b>Z%</b>
<b>1</b>	5,57%
<b>2</b>	5,46%
<b>3</b>	2242,50%
<b>4</b>	3356,62%
<b>5</b>	31801,13%
<b>7</b>	2728,22%
<b>8</b>	1455,79%
<b>9</b>	9,95%

A impedância equivalente total do barramento de 13,2kV é dado pelo paralelo de todos os braços e seu valor é de 2,15%.

A corrente de curto-circuito entre fase-neutro no barramento de 13,2kV é dada por:

$$I_{cc} = \frac{V_{F-N}}{Z_{CONCESSIONÁRIA} // Z_{EQUIVALENTE-TOTAL}} \quad (35)$$

$$I_{CC} = 1484,21kA$$

#### 6.4 Cálculo da Viabilidade Econômica: Aspectos Elétricos

Os valores de tarifas elétricas utilizados, conforme apresentado no item 5.2 desta dissertação foram:

- Tarifação Horosazonal Azul e Grupo A2
- Tarifa Elétrica da Demanda Ponta = 4,78 US\$/kW
- Tarifa Elétrica da Demanda Fora de Ponta = 1,11 US\$/kW
- Tarifa Elétrica da Energia Ponta = 0,0258 US\$/kWh
- Tarifa Elétrica Energia Fora de Ponta = 0,0183 US\$/kWh

Com a finalidade de facilitar os cálculos da viabilidade global do sistema manteve-se a indexação sequenciada dos itens da viabilidade econômica sobre os aspectos térmicos do item 5.2 do capítulo 5.

*j) Economia elétrica anual com a Cogeração:*

Economia de Demanda = 12 meses\*375kW\*( Custo da Demanda de Ponta + Custo da Demanda Fora de Ponta)

Economia de Demanda = US\$ 26505,00

Economia de Consumo = 375kW\*300 dias( 3 horas\*Custo de Consumo de Ponta + 21 horas\* Custo do Consumo Fora de Ponta)

Economia de Consumo = US\$ 51.941,25

**Economia Total com Eletricidade = US\$ 78.446,25**

*k) Investimento nos equipamentos elétricos necessários para a interligação com o sistema elétrico + engenheiro responsável pelas obras e montagem para a proposta que substitui o banco de resistências.*

**US\$ 3.200,00**

*l) Cálculo do "pay-back" ou período de amortização do capital investido (k): para a proposta que substitui o banco de resistências.*

$$k = \text{Investimento/Receita Anual Esperada} \quad (36)$$

$$k = 0,041 \text{ anos}$$

$$\mathbf{k = 14,69 \text{ dias}}$$

*m) Investimento nos equipamentos elétricos necessários para a interligação com o sistema elétrico + engenheiro responsável pelas obras e montagem para a proposta que utiliza o transformador abaixador.*

**U\$\$ 6.400,00**

*n) Cálculo do "pay-back" ou período de amortização do capital investido (k): para a proposta que utiliza o transformador abaixador.*

$$k = \text{Investimento/Receita Anual Esperada} \quad (37)$$

$$k = 0,082 \text{ anos}$$

$$\mathbf{k = 29,37 \text{ dias}}$$

## **6.5 Cálculo da Viabilidade Econômica Global**

O cálculo da viabilidade econômica global inclui os investimentos comuns a parte elétrica e térmica, visto que são os requisitos necessários para que o grupo motorizador seja acionada. A receita anual inclui a receita térmica e elétrica e o tempo de retorno de investimento contabiliza os investimentos e receitas sobre os aspectos apresentados anteriormente nos itens 5.2 e 6.4.

*o) Investimentos necessários para o funcionamento da unidade cogeneradora (start-up do grupo moto-gerador + quadro do gerador + engenheiro responsável pelas obras e montagem):*

**US\$ 2700,00**

*p) Receita anual esperada devido a conversão do sistema (item g + item j - item f):*

**Receita Anual = US\$ 26.423,86**

*q) Investimento total da unidade cogeneradora para a proposta que substitui o banco de resistências.*

**US\$ 6.900,00**

*r) Cálculo do "pay-back" ou período de amortização do capital investido (k) para a proposta que substitui o banco de resistências.*

O investimento é a soma do item h da parte térmica (capítulo 5) com os itens o e q da parte elétrica deste capítulo)

$$k = \text{Investimento/Receita Anual Esperada} \quad (38)$$

$$k = 0,26 \text{ anos}$$

$$k = 3,11 \text{ meses}$$

*s) Investimento total da unidade cogeneradora para a proposta que utiliza o transformador abaixador.*

**US\$ 10.100,00**

*t) Cálculo do "pay-back" ou período de amortização do capital investido (k) para a proposta que utiliza o transformador abaixador.*

O investimento é a soma do item  $\underline{h}$  da parte térmica (capítulo 5) com os itens  $\underline{q}$  e  $\underline{s}$  da parte elétrica deste capítulo)

$k = \text{Investimento/Receita Anual Esperada}$

$k = 0,38$  anos

**$k = 4,55$  meses**

O tempo de retorno de investimento mostrou a utilização do grupo moto-gerador como um sistema de cogeração é viável economicamente para as duas alternativas de interligação elétrica do sistema cogrador. A receita anual esperada com a utilização do sistema de cogeração é de aproximadamente US\$ 26.423,86, representando uma economia em torno de 3% dos custos com energia elétrica e combustível da empresa estudada. Embora o percentual de economia seja pequeno a utilização do grupo moto-gerador como unidade cogradora faz-se justificável pelo tempo de retorno de investimento que é inferior a cinco meses e pelos aspectos estratégico e ambiental

Na proposta de interligação elétrica que utiliza um transformador abaixador, a carga pode ser alimentada pelo gerador e pela concessionária, tornando-se melhor tecnicamente que a proposta de interligação que substitui os bancos de resistências, pois neste caso a carga só pode ser alimentada pelo gerador. A proposta utilizando um transformador abaixador permite disponibilizar energia da concessionária para a estufa em caso de falha de operação do gerador ou em caso de manutenção do mesmo. Como a diferença no investimento não é expressiva justifica-se optar-se pela implementação da interligação que utiliza o transformador abaixador.

## 7 CONCLUSÕES

Este trabalho realizou um auditoria energética na indústria Tekno Construções Indústria e Comércio S.A., analisou as características do sistema elétrico e térmico atual, o mercado energético brasileiro, a legislação sobre sistemas cogeneradores e as perspectivas da empresa em relação a expansão de seu parque industrial. Este estudo resultou em uma proposta de utilização de um sistema moto-gerador existente na empresa como um sistema de cogeração. Este grupo moto-gerador foi adquirido no período de crise energética no Brasil, em 2001.

Através de um análise técnica e econômica sobre o aspecto térmico foi possível concluir que atualmente só existe uma configuração de sistema cogenerador factível na empresa estudada. Neste sistema, a única forma de calor recuperado é a originária dos gases de escape do motor. A energia proveniente da água da jaqueta do motor para o sistema escolhido não será aproveitada por não ter aplicação atualmente. Contudo, há projetos de expansão do parque industrial da indústria estudada o que poderá vir a justificar a implantação do segundo sistema proposto que contempla o aproveitamento tanto dos gases de escape como da água de arrefecimento do motor, otimizando o uso da energia do combustível utilizado.

Foram apresentadas duas propostas de interligação elétrica do sistema cogenerador na empresa. Como a tensão de trabalho do gerador e dos bancos resistivos instalados atualmente são distintas foi necessário estudar-se maneiras de interligar estes elementos. A diferença entre as duas propostas elétricas está exatamente na maneira de compatibilizar a tensão de trabalho do gerador com a dos bancos resistivos. Ambas as propostas mostraram-se viáveis nos aspectos técnico, econômico, ambiental e estratégico.

A primeira proposta sugeriu a substituição dos bancos de resistências existentes em uma das portas da zona 2 da estufa de acabamento, por outros de igual potência que trabalham com tensão de 480V ao invés de 380V. Na segunda proposta optou-se pela utilização de um transformador abaixador para compatibilizar a tensão de saída do gerador com a tensão de operação dos bancos resistivos já instalados.

A proposta de interligação que utiliza o transformador abaixador, é melhor estrategicamente do que a proposta que substitui o banco de resistências, pois possibilita que os bancos resistivos sejam atendidos pela concessionária em caso de pane ou manutenção no sistema cogedor. Entretanto, ela demanda um investimento maior por parte da empresa. A diferença de investimentos não é significativa para justificar que se escolha a interligação que substitui os bancos de resistências.

O sistema cogeração proposto, para as duas alternativas de interligação elétrica do mesmo, apresentaram tempo de retorno do investimento inferiores a cinco meses justificando a implementação do projeto. O sistema produzirá uma receita anual positiva da ordem de US\$ 26.423,86 o que corresponde a cerca de 3 % dos custos com energia térmica e elétrica da empresa analisada.

Com a utilização do gerador para alimentar uma das portas da zona 2 da estufa de acabamento, serão retirados do sistema elétrico da empresa o equipamento de controle dos bancos de resistências, o que diminuirá o nível de componentes harmônicas circulando na rede e, conseqüentemente, melhorará a qualidade de energia da mesma. Essa diminuição ocorre porque o sistema de controle dos bancos resistivos é composto por dispositivos não-lineares (tiristores), que são geradores de distorções harmônicas.

Do ponto de vista de conservação de energia e ambiental o trabalho mostra que o sistema cogedor é uma excelente opção, uma vez que o gás natural é um combustível pouco poluente e a cogeração otimiza seu uso. Estrategicamente o sistema de

cogeração proposto mostra-se como uma opção para a geração de energia elétrica e térmica para a empresa

Finalmente, este trabalho apresenta uma alternativa para a utilização do equipamento já existente através da implantação de um sistema de cogeração que, conforme mostrado ao longo desta dissertação, apresenta vantagens estratégicas, ambientais, técnicas e econômicas.

#### PROPOSTA PARA FUTURO TRABALHO:

- Estudo da influência da geração independente na qualidade da energia elétrica.
- Estudo da contribuição da cogeração para a preservação do meio ambiente.
- Estudo da relação da cogeração com o protocolo de Kyoto.
- Estudo da cogeração compacta aplicada ao setor industrial.
- Estudo da cogeração compacta utilizada em áreas sem energia elétrica.
- Estudo da contribuição da cogeração para o desenvolvimento sustentável do setor energético brasileiro.
- Estudos de interligação de plantas cogedoras com o sistema elétrico da concessionária.

## REFERÊNCIAS

Catálogos da Tekno Construções Indústria e Comércio S. A., 2001

Catálogo de Especificação Técnica do Motor Cummins modelo GTA 28, 2000.

CLEMENTINO, L. D.: **A Conservação de Energia por Meio da Cogeração de Energia Elétrica**, 1º edição. São Paulo: Editora Érica, 2001. 171p.

CORREIA FILHO & PAGANI, L. P.: **Análise da Implantação de uma Central de Cogeração em uma Refinaria de Petróleo**, 2000. Monografia (Trabalho de Diploma) - Escola Federal de Itajubá, Instituto de Engenharia Mecânica, junho de 2000.

COSTA, M. H. A.; BALESTIERI, J. A. P.: Comparative study of cogeneration systems in a chemical industry, **Applied Thermal Engineering**, v.21, n.4, p. 523-533, mar. 2001.

Estados Unidos, **FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION**, Public Utilities Regulatory Policies Act, 1978.

GAMA, P. H. R. P.; **A conservação de energia e sua relação com a qualidade da energia elétrica**, 1998. 211f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola Federal de Engenharia de Itajubá - 1998.

ERLAC, VIII, 1999, Ciudad del Este, Paraguay, **Características Mínimas de Projeto para Usinas Termelétricas para o Atendimento às Necessidades do Sistema**, 1999.

GUIMARÃES E. T.: Cogeração: evolução, tecnologias, aplicações e viabilidade, **Revista Eletricidade Moderna**, São Paulo, n.304, p. 138-147, jul. 1999.

MARTINS, A.R. S.; TEIXEIRA, F. N. T.: **Cogeração Industrial**, Escola Federal de Engenharia de Itajubá, 1998. Apostila do curso de Engenharia Mecânica.

MARTINS, P. C. P.: **Cogeração em Indústrias de Laticínios de Médio Porte**, 2000. 86f. Dissertação (Mestrado) - Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca, Rio de Janeiro, 2000.

MARTINS, R. S.; **Avaliação da Aplicabilidade de Turbinas à Gás em Usinas Termoelétricas no Brasil**, 2000. 148f. Dissertação (Mestrado) - Instituto Tecnológico da Aeronáutica, São José dos Campos, 2000.

MATA, C. R.: **Análise de Viabilidade Econômica de Cogeração no Setor Terciário**, 2001. 15f. Monografia (Trabalho de Diploma em Engenharia Mecânica) - Escola Federal de Engenharia de Itajubá, Instituto de Engenharia Mecânica e Departamento de Produção, Itajubá, 2001.

PANUNZIO, P. A.: **Interligação de Cogeneradores de Energia às Redes Elétricas**, 2000. 129f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia da Energia) - Escola Federal de Engenharia de Itajubá, 2000.

PINTO, P. S. Z.; MARTONE, L. M. C.; **Análise da Viabilidade Econômica e Financeira para a Implantação de Sistemas de Cogeração**, 2001. 16f. Trabalho de Diploma - Escola Federal de Engenharia de Itajubá, Instituto de Engenharia Mecânica e Departamento de Produção, 2001.

ROSEN, M. A.: Reducions in energy use and environmental emissions achievable with utility - based cogeneration: Simplified illustration for Ontario, **Applied Energy**, v.61, n.3, p. 163-174, nov. 1998

SANDIM, F.; SILVEIRA, J. L. : **Estudo de viabilidade técnica e econômica da implantação de sistemas de cogeração com motores de combustão interna para sistemas de pinturas de fábricas de automóveis**, 1998. 61f. Projeto de Iniciação Científica - Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá - UNESP, 1998.

SILVEIRA, J. L.; WALTER, A. C. S.; LUENGO. C. A.: A case study of compact cogeneration using various fuels - **Fuel**, Grã-Bretanha v. 76 n. 5, p. 447-451, abr. 1997.

SILVEIRA, J. S.; **Cogeração Disseminada para Pequenos Usuários: Estudo de Casos para o Setor Terciário**, 1994. Tese (Doutorado) - Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, 1994.

SILVEIRA, J. S.; **Estudo de Sistemas de Cogeração Aplicado à Fabricação de Papel e Celulose**, 1990. Dissertação (Mestrado) - Escola Federal de Engenharia de Itajubá - Instituto de Engenharia Mecânica, 1990.

SOARES, J. B.; SZKLO A.S.; TOLMASQUIM M.T: Incentive policies for natural gas-fired cogeneration in Brazil' s industrial sector - case studies: chemical plant and pulp mill - **Energy Policy**, v.29, n.3, p. 205-215, fev. 2001

SZKLO A.S.; SOARES, J. B; TOLMASQUIM M.T: Economic potencial of natural gas-fired cogeneration in Brazil: two case studies - **Applied Energy**, v.67, n.3, p. 245-263, nov. 2000

SZKLO A.S.; SOARES, J. B; TOLMASQUIM M.T: Strategic cogeneration - fresh horizon for the development of cogeneration in Brazil - **Applied Energy**, v.69, n.4, p. 257-268, ago. 2001

TOLMASQUIM M.T; SZKLO A.S.; SOARES, J. B: Economic potencial of natural gas fired cogeneration plants at malls in Rio de Janeiro - **Energy Conversion & Management**, v.42, n.6, p. 663-674, abr. 2001.

TUNA, C. E; **Um Método de Análise Exergoeconômica para Otimização de Sistemas Energéticos**, 1999. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica - Transmissão e Conversão de Energia) - Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 1999.

VAN WYLEN, G.; SONNTAG, R. E.: **Fundamentos da Termodinâmica Clássica**, tradução da 3º ed. Americana, São Paulo Editora Edgard Blucher, 1994, 318p.

## APÊNDICE: CÁLCULO DAS IMPEDÂNCIAS EM VALORES P.U. DOS MOTORES

No apêndice são apresentados 468 motores que encontram-se em funcionamento na empresa com suas potências em CV (cavalos) e MVA (Mega Volt-Ampere) e relação de corrente de partida e corrente nominal. A partir destes dados calculou-se a impedância de cada motor em p.u. (por unidade) em sua base e na base adotada para os cálculos da corrente de curto-circuito do sistema elétrico da empresa. A última coluna da Tabela 22 mostra em qual transformador o motor se encontra conectado. Existem outros motores na empresa que não foram incluídos nos cálculos por serem reservas dos principais.

Tabela 22: Cálculos de Impedâncias em dos Motores

Pot. (CV)	Pot. (MVA)	Ip/In	Z <sub>base</sub> %	Z <sub>base</sub> %	Trafo
0,09	0,00012	5,00	20,00	292606,20	7
0,10	0,00013	5,00	20,00	99478,24	5
0,17	0,00017	5,00	20,00	213609,47	7
0,20	0,00027	4,50	22,22	55265,69	5
0,25	0,00025	4,50	22,22	58471,40	5
0,25	0,00025	4,20	23,81	62647,93	5
0,25	0,00025	4,50	22,22	58471,40	5
0,25	0,00025	6,00	16,67	120333,33	7
0,25	0,00025	3,90	25,64	182572,19	7
0,25	0,00025	3,90	25,64	182572,19	7
0,25	0,00025	4,70	21,28	151496,08	7
0,25	0,00025	4,70	21,28	151496,08	8
0,33	0,00033	5,20	19,23	103734,20	8
0,33	0,00034	4,00	25,00	147928,99	3
0,33	0,00034	5,00	20,00	39468,20	5
0,33	0,00034	5,20	19,23	102696,86	7
0,33	0,00034	5,00	20,00	106804,73	8
0,33	0,00034	5,00	20,00	106804,73	8
0,33	0,00033	5,00	20,00	108300,00	8
0,37	0,00050	5,00	20,00	72756,14	7
0,37	0,00050	5,00	20,00	72756,14	7

0,5	0,00051	5,00	20,00	78895,46	3
0,5	0,00051	5,00	20,00	78895,46	3
0,5	0,00051	5,00	20,00	78895,46	3
0,5	0,00051	5,00	20,00	78895,46	3
0,5	0,00051	5,00	20,00	78895,46	3
0,5	0,00051	5,00	20,00	78895,46	3
0,5	0,00051	5,00	20,00	78895,46	4
0,5	0,00051	5,00	20,00	78895,46	4
0,5	0,00051	5,00	20,00	78895,46	4
0,5	0,00051	5,00	20,00	78895,46	4
0,5	0,00051	5,00	20,00	78895,46	4
0,5	0,00051	4,30	23,26	91738,91	4
0,5	0,00050	5,00	20,00	80000,00	4
0,5	0,00051	5,00	20,00	78895,46	4
0,5	0,00050	5,00	20,00	80000,00	4
0,5	0,00050	5,00	20,00	80000,00	4
0,5	0,00051	4,30	23,26	30595,50	5
0,5	0,00051	5,50	18,18	23920,12	5
0,5	0,00051	5,30	18,87	24822,76	5
0,5	0,00051	5,30	18,87	24822,76	5
0,5	0,00051	5,00	20,00	71203,16	7
0,5	0,00051	5,00	20,00	71203,16	7
0,5	0,00051	5,00	20,00	71203,16	7
0,5	0,00051	5,00	20,00	71203,16	7
0,5	0,00067	5,00	20,00	53839,54	7
0,5	0,00051	3,50	28,57	101718,79	7
0,5	0,00050	5,00	20,00	72200,00	7
0,5	0,00050	5,00	20,00	72200,00	7
0,5	0,00051	5,00	20,00	71203,16	8
0,5	0,00050	5,00	20,00	72200,00	8
0,5	0,00050	5,00	20,00	72200,00	8
0,5	0,00050	5,00	20,00	72200,00	8
0,5	0,00050	5,00	20,00	72200,00	8
0,5	0,00050	5,00	20,00	72200,00	8
0,5	0,00050	5,00	20,00	72200,00	8
0,5	0,00050	5,00	20,00	72200,00	8
0,5	0,00051	4,30	23,26	82794,37	8
0,55	0,00074	4,90	20,41	55339,52	3
0,75	0,00076	8,00	12,50	32873,11	3
0,75	0,00101	4,50	22,22	44189,63	3
0,75	0,00101	4,50	22,22	44189,63	3
0,75	0,00101	7,10	14,08	28007,51	3
0,75	0,00101	4,50	22,22	44189,63	3
0,75	0,00076	6,00	16,67	43830,81	4



1	0,00101	6,40	15,63	27813,73	7
1	0,00101	6,20	16,13	28710,95	7
1	0,00101	6,20	16,13	28710,95	7
1	0,00101	5,50	18,18	32365,07	7
1	0,00101	5,80	17,24	30691,02	7
1	0,00101	6,10	16,39	29181,62	7
1	0,00101	6,10	16,39	29181,62	7
1	0,00101	5,50	18,18	32365,07	7
1	0,00101	5,50	18,18	32365,07	7
1	0,00101	5,30	18,87	33586,39	7
1	0,00101	5,30	17,24	30691,02	7
1	0,00101	7,20	13,89	24723,32	7
1	0,00101	5,80	17,24	30691,02	8
1,1	0,00148	5,50	18,18	24651,24	3
1,1	0,00148	6,50	15,38	20858,74	4
1,1	0,00148	5,50	18,18	24651,24	4
1,1	0,00148	5,50	18,18	22247,74	7
1,1	0,00148	5,50	18,18	22247,74	8
1,5	0,00152	5,10	19,61	25782,83	3
1,5	0,00152	5,10	19,61	25782,83	3
1,5	0,00152	5,10	19,61	25782,83	3
1,5	0,00152	5,50	18,18	23907,72	3
1,5	0,00201	6,00	16,67	16571,11	3
1,5	0,00150	5,10	19,61	26143,79	3
1,5	0,00201	6,00	16,67	16571,11	3
1,5	0,00201	6,00	16,67	16571,11	3
1,5	0,00152	6,60	15,15	19923,10	3
1,5	0,00152	6,20	16,13	21208,46	4
1,5	0,00150	5,10	19,61	26143,79	4
1,5	0,00152	5,10	19,61	25782,83	4
1,5	0,00201	4,80	20,83	20713,89	4
1,5	0,00201	6,00	16,67	16571,11	4
1,5	0,00201	6,00	16,67	16571,11	4
1,5	0,00152	54,00	1,85	2435,05	4
1,5	0,00150	6,60	15,15	20202,02	4
1,5	0,00150	6,60	15,15	20202,02	4
1,5	0,00152	55,00	1,82	2390,77	4
1,5	0,00152	6,60	15,15	19923,10	4
1,5	0,00201	6,00	19,61	19495,42	4
1,5	0,00152	5,10	19,61	8598,74	5
1,5	0,00152	5,10	19,61	8598,74	5
1,5	0,00152	5,10	19,61	8598,74	5
1,5	0,00152	6,00	16,67	7308,93	5
1,5	0,00152	6,60	15,15	6644,48	5

1,5	0,00152	4,20	23,81	10441,32	5
1,5	0,00152	4,20	23,81	28255,22	7
1,5	0,00152	6,00	16,67	19778,65	7
1,5	0,00201	6,00	16,67	14955,43	7
1,5	0,00152	5,30	18,87	22390,93	7
1,5	0,00152	6,00	16,67	19778,65	7
1,5	0,00152	6,00	16,67	19778,65	7
1,5	0,00152	6,00	16,67	19778,65	7
1,5	0,00152	4,20	23,81	28255,22	7
1,5	0,00152	6,00	16,67	19778,65	7
1,5	0,00152	6,00	16,67	19778,65	7
1,5	0,00152	5,20	19,23	22821,52	7
1,5	0,00152	6,00	16,67	19778,65	7
1,5	0,00152	6,00	16,67	19778,65	7
1,5	0,00152	6,00	16,67	19778,65	7
1,5	0,00152	6,50	15,38	18257,22	7
1,5	0,00152	6,00	16,67	19778,65	8
1,5	0,00201	6,00	16,67	14955,43	8
1,5	0,00201	6,00	16,67	14955,43	8
1,5	0,00201	6,00	16,67	14955,43	8
1,5	0,00201	6,00	16,67	14955,43	8
2	0,00203	6,00	16,67	16436,55	3
2	0,00203	6,20	16,13	15906,34	3
2	0,00203	6,30	15,87	15653,86	3
2	0,00203	6,80	14,71	14502,84	3
2	0,00203	6,80	14,71	14502,84	3
2	0,00203	6,60	15,15	14942,32	3
2	0,00200	6,60	15,15	15151,52	3
2	0,00203	7,00	14,29	14088,48	4
2	0,00203	7,00	14,29	14088,48	4
2	0,00203	6,50	15,38	15172,20	4
2	0,00203	5,40	18,52	18262,84	4
2	0,00203	6,80	14,71	14502,84	4
2	0,00203	6,50	15,38	15172,20	4
2	0,00203	6,60	15,15	14942,32	4
2	0,00203	6,40	14,71	14502,84	4
2	0,00203	6,40	15,63	15409,27	4
2	0,00203	6,80	14,71	4836,79	5
2	0,00203	6,80	14,71	4836,79	5
2	0,00203	5,40	18,52	16482,21	7
2	0,00203	5,40	18,52	16482,21	7
2	0,00203	7,20	13,89	12361,66	7
2,2	0,00295	6,00	16,67	10196,88	8
2,2	0,00295	6,00	16,67	10196,88	8

2,5	0,00250	6,00	16,67	13333,33	4
3	0,00300	6,00	16,67	11111,11	3
3	0,00304	6,80	14,71	9668,56	3
3	0,00304	5,20	19,23	12643,50	3
3	0,00304	7,20	13,89	9131,42	3
3	0,00304	7,20	13,89	9131,42	3
3	0,00304	6,80	14,71	9668,56	3
3	0,00304	6,80	14,71	9668,56	3
3	0,00304	6,80	14,71	9668,56	3
3	0,00304	6,80	14,71	9668,56	3
3	0,00304	6,70	14,93	9812,87	3
3	0,00304	6,40	15,63	10272,85	3
3	0,00304	6,80	14,71	9668,56	3
3	0,00304	6,50	15,38	10114,80	3
3	0,00300	6,50	15,38	10256,41	3
3	0,00300	6,50	15,38	10256,41	3
3	0,00300	6,50	15,38	10256,41	3
3	0,00300	6,50	15,38	10256,41	3
3	0,00300	6,50	15,38	10256,41	4
3	0,00300	6,50	15,38	10256,41	4
3	0,00304	6,80	14,71	9668,56	4
3	0,00304	7,00	14,29	9392,32	4
3	0,00304	6,70	14,93	9812,87	4
3	0,00304	6,70	14,93	3272,65	5
3	0,00304	6,70	14,93	3272,65	5
3	0,00304	6,80	14,71	3224,53	5
3	0,00304	3,10	32,26	7073,15	5
3	0,00304	3,10	32,26	7073,15	5
3	0,00304	3,10	32,26	7073,15	5
3	0,00304	5,50	18,18	3986,69	5
3	0,00300	4,50	22,22	13370,37	7
3	0,00304	7,00	14,29	8476,57	7
3	0,00304	6,20	16,13	9570,32	7
3	0,00304	6,00	16,67	9889,33	7
3	0,00304	5,50	18,18	10788,36	7
3	0,00304	5,50	18,18	10788,36	7
3	0,00304	6,00	16,67	9889,33	7
3	0,00304	6,30	15,87	9418,41	7
3	0,00304	5,70	17,54	10409,82	8
3	0,00300	4,50	22,22	13370,37	8
3	0,00300	4,50	22,22	13370,37	8
3	0,00300	4,50	22,22	13370,37	8
3	0,00304	6,70	14,93	8856,11	8
3	0,00304	7,00	22,22	13185,77	8
3,5	0,00469	7,50	13,33	5681,52	4



5	0,00507	7,00	14,29	5085,94	7
5	0,00507	5,70	17,54	6245,89	7
5	0,00507	6,00	16,67	5933,60	8
5	0,00507	8,30	12,05	4289,35	8
5	0,00500	8,00	12,50	4512,50	8
5	0,00500	7,50	13,33	4813,33	8
5	0,00507	7,50	13,33	4746,88	8
5	0,00507	9,00	13,33	4746,88	8
5	0,00500	8,00	12,50	4512,50	8
5	0,00500	8,00	12,50	4512,50	8
6	0,00608	7,40	13,51	4442,31	3
6	0,00608	7,10	14,08	4630,02	3
6	0,00608	7,10	14,08	4630,02	4
6	0,00600	8,00	12,50	4166,67	4
6	0,00608	7,40	13,51	4442,31	4
6	0,00608	7,50	13,33	3955,73	7
6	0,00608	7,40	13,51	4009,19	7
6	0,00608	7,10	14,08	4178,59	8
7,5	0,00761	8,00	12,50	3287,31	3
7,5	0,00750	8,00	12,50	3333,33	3
7,5	0,00750	8,00	12,50	3333,33	3
7,5	0,00761	7,00	14,29	3756,93	4
7,5	0,00761	8,00	12,50	3287,31	4
7,5	0,00761	7,00	14,29	3756,93	4
7,5	0,00750	8,00	12,50	3333,33	4
7,5	0,00761	8,00	12,50	3287,31	4
7,5	0,00761	7,00	14,29	3390,63	7
7,5	0,00761	7,00	14,29	3390,63	7
7,5	0,00761	7,00	14,29	3390,63	7
7,5	0,00761	6,00	16,67	3955,73	7
7,5	0,00761	8,00	12,50	2966,80	7
7,5	0,00761	8,00	12,50	2966,80	7
7,5	0,00761	8,20	12,20	2894,44	7
7,5	0,00761	8,20	12,20	2894,44	7
7,5	0,00761	8,50	11,76	2792,28	7
7,5	0,00761	7,00	14,29	3390,63	7
7,5	0,00761	8,00	12,50	2966,80	7
7,5	0,00761	8,50	11,76	2792,28	7
7,5	0,00761	8,00	12,50	2966,80	7
7,5	0,00761	8,00	12,50	2966,80	7
7,5	0,00750	8,00	12,50	3008,33	7
7,5	0,00761	8,00	12,50	2966,80	7
7,5	0,00761	7,50	13,33	3164,58	8
7,5	0,00761	7,50	13,33	3164,58	8



15	0,01500	8,00	12,50	1666,67	3
15	0,01500	8,00	12,50	1666,67	3
15	0,01500	8,00	12,50	1666,67	3
15	0,01500	8,00	12,50	1666,67	3
15	0,01500	8,00	12,50	1666,67	3
15	0,01521	8,00	12,50	1643,66	4
15	0,01521	8,30	12,05	1584,25	4
15	0,01521	8,30	12,05	1584,25	4
15	0,01500	8,30	12,05	1606,43	4
15	0,01521	8,70	11,49	1364,05	7
15	0,01521	8,70	11,49	1364,05	7
15	0,01521	7,70	12,99	1541,19	7
15	0,01521	8,30	12,05	1429,78	7
15	0,01521	8,30	12,05	1429,78	7
15	0,01521	8,30	12,05	1429,78	7
15	0,01521	8,30	12,05	1429,78	7
15	0,01521	8,60	11,63	1379,91	7
15	0,01521	9,10	10,99	1304,09	7
15	0,01521	9,10	10,99	1304,09	7
15	0,01521	9,10	10,99	1304,09	7
15	0,01521	9,10	10,99	1304,09	7
15	0,01521	8,30	12,05	1429,78	8
15	0,01500	8,00	12,50	1504,17	8
15	0,01521	8,30	12,05	1429,78	8
15	0,01521	8,30	12,05	1429,78	8
15	0,01521	8,60	11,63	1379,91	8
15	0,01521	8,60	11,63	1379,91	8
15	0,01521	8,60	11,63	1379,91	8
15	0,01521	8,60	11,63	1379,91	8
15	0,01500	8,00	12,50	1504,17	8
15	0,01500	8,00	12,50	1504,17	8
20	0,02028	8,70	11,49	1133,56	3
20	0,02028	8,30	12,05	1188,18	3
20	0,02028	8,30	12,05	1188,18	3
20	0,02028	60,00	1,67	164,37	3
20	0,02028	6,00	16,67	1643,66	4
20	0,02028	6,00	16,67	1483,40	7
20	0,02028	8,30	12,05	1072,34	7
20	0,02028	8,30	12,05	1072,34	7
20	0,02028	8,30	12,05	1072,34	7
20	0,02028	8,60	11,63	1034,93	8
20	0,02028	8,60	11,63	1034,93	8
20	0,02028	8,30	12,05	1072,34	8
20	0,02028	7,50	13,33	1186,72	8

20	0,02028	8,00	12,50	1112,55	8
20	0,02028	8,60	11,63	1034,93	8
20	0,02028	6,00	16,67	1483,40	8
20	0,02028	60,00	1,67	148,34	8
20	0,02028	6,00	16,67	1483,40	8
20	0,02000	7,00	14,29	1289,29	8
20	0,02000	7,00	14,29	1289,29	8
20	0,02000	7,00	14,29	1289,29	8
20	0,02000	7,00	14,29	1289,29	8
20	0,02000	7,00	14,29	1289,29	8
20	0,02000	7,00	14,29	1289,29	8
25	0,02535	6,00	16,67	1314,92	4
25	0,02535	7,70	12,99	924,72	7
25	0,02500	7,00	14,29	1031,43	8
25	0,02500	7,00	14,29	1031,43	8
25	0,02535	6,50	15,38	1095,43	8
25	0,02535	6,50	15,38	1095,43	8
25	0,02535	6,50	15,38	1095,43	8
25	0,02500	7,00	14,29	1031,43	8
30	0,03042	8,00	12,50	821,83	3
30	0,03000	8,00	12,50	833,33	3
30	0,03042	7,80	12,82	842,90	4
30	0,04023	6,40	15,63	776,77	4
30	0,04023	6,40	15,63	776,77	4
30	0,03042	8,00	12,50	741,70	7
40	0,04056	7,60	13,16	648,81	4
40	0,04056	6,40	15,63	770,46	4
40	0,04000	6,40	15,63	781,25	4
40	0,04056	7,60	13,16	585,55	7
40	0,04056	7,60	13,16	585,55	7
40	0,04056	7,60	13,16	585,55	8
40	0,04056	7,60	13,16	585,55	8
40	0,04056	7,80	12,82	570,54	8
40	0,04056	7,60	13,16	585,55	8
40	0,04056	6,60	15,15	674,27	8
40	0,04056	7,90	12,66	563,32	8
47	0,04766	7,90	12,66	531,21	3
50	0,05070	6,00	12,20	481,07	4
50	0,05070	6,00	16,67	657,46	4
50	0,05070	8,20	12,20	434,17	7
50	0,05000	7,00	14,29	515,71	8
50	0,05000	7,00	14,29	515,71	8
50	0,05000	7,00	14,29	515,71	8
60	0,06084	7,00	14,29	469,62	3
60	0,06084	7,00	14,29	469,62	3

60	0,06084	7,00	14,29	469,62	3
75	0,07500	6,00	16,67	401,11	8
100	0,10140	8,50	11,76	232,05	4
100	0,10140	7,30	13,70	243,85	8
100	0,10140	7,30	13,70	243,85	8
125	0,12675	7,60	13,16	207,62	3
125	0,12675	7,60	13,16	187,38	8

## ANEXO : ORÇAMENTOS PARA O SISTEMA DE COGERAÇÃO

O anexo traz a Tabela 23, com os orçamentos dos principais materiais necessários para a interligação elétrica do sistema de cogeração com a rede elétrica da empresa e do "start-up" do grupo moto-gerador.

Tabela 23: Tabela de Orçamentos

<b>Produto/Serviço</b>	<b>Fornecedor</b>	<b>Preço US\$</b>
Start-up do Grupo Moto Gerador	Cummins	520,00
Transformador Abaixador	ABB	3950,00
Banco de Resistências	SMS	2175,50
Unidade de Controle dos Bancos Resistivos	Therma	500,00
Disjuntor de Acoplamento	Siemens	1700,00
Painel de Comando e Proteção do Gerador	ABB	1400,00