

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO (USP)

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS,
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA**

ELZA MARIA SHALDERS

**COGERAÇÃO, SETOR ELÉTRICO, DE ÓLEO E GÁS E A
INDÚSTRIA QUÍMICA**

**São Paulo
2016**

ELZA MARIA SHALDERS

**COGERAÇÃO, SETOR ELÉTRICO, DE ÓLEO E GÁS E A
INDÚSTRIA QUÍMICA**

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

Orientador: Prof. MSc. Ronaldo Andreos

**São Paulo
2016**

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

Shalders, Elza Maria.

Cogeração, Setor Elétrico, de Óleo e Gás e a Indústria Química;
Orientador Ronaldo Andreos - São Paulo, 2016.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis Geração Distribuída e Eficiência Energética); Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1. Cogeração 2. Setor Elétrico 3. Setor de Óleo e Gás 4. Indústria Química. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia II. t.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: SHALDERS, Elza Maria.

Título: Cogeração, Setor Elétrico, de Óleo e Gás e a Indústria Química.

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

Aprovado em: 24 de Junho de 2016

Banca Examinadora:

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. _____ Instituição: _____

Julgamento: _____ Assinatura: _____

RESUMO

A utilização de cogeração de calor e potência na indústria, quando as condições indicam sua aplicação, é sempre vantajosa sob o ponto de vista de eficiência quando comparada à geração exclusiva de potência com o mesmo combustível. Além disso, quando substitui combustíveis mais poluentes, utilizando outros menos poluentes como o gás natural ou gases residuais de queima eficiente e limpa, como biogás, biometano e gases residuais de processo como os das indústrias petroquímicas e refinarias de petróleo, a cogeração também promove redução das emissões globais de carbono. Neste trabalho há uma breve descrição dos processos de produção dos segmentos mais relevantes das indústrias químicas e de óleo e gás, em muitos dos quais se obtêm gases combustíveis residuais de processo a custos baixos, geralmente complementados pelo gás natural para suprir sua demanda energética. Outra vantagem dessas indústrias é a disponibilidade de mão-de-obra qualificada para operação e manutenção das centrais, com que essas indústrias já contam em seus complexos processos de produção. Entretanto, embora no Brasil a cogeração nas indústrias Petroquímicas e de Óleo e Gás seja muito presente, nos outros segmentos da indústria química, onde correntes de subprodutos combustíveis limpos nem sempre estão disponíveis e os custos com gás natural não garantem sua viabilidade financeira, as centrais de cogeração ainda são muito poucas. Isso se deve a fatores conjunturais, estruturais, regulatórios e culturais, mas acima de tudo evidencia o equívoco da expectativa única de redução de custos operacionais em detrimento das vantagens estratégicas de confiabilidade operacional e ganhos ambientais. Mas, com as perspectivas de autossuficiência e queda de preços do gás natural no Brasil no médio prazo, pelo desenvolvimento da exploração do gás do Pré-Sal, das reservas *onshore* e da infraestrutura de gasodutos, o cenário indica que, para o crescimento da cogeração, será importante que o Brasil forme profissionais capacitados a identificar as possibilidades de utilização, garantir os requisitos técnicos e regulatórios e indicar as melhores opções de configuração das centrais de cogeração. Além de pesquisar as tecnologias de cogeração mais adequadas às indústrias aqui em questão, seus princípios de funcionamento, suas vantagens e limitações, este trabalho também se propõe a traçar um cenário dos setores elétrico, de combustíveis e das Indústrias Químicas e de Óleo e Gás no Brasil e no mundo, em sua situação atual e perspectivas futuras.

ABSTRACT

The use of Combined Heat and Power (CHP) in the industry, whenever applicable, as a means of increasing the energetic yield of a fuel, is always more efficient when compared to using the same fuel in a power-only plant. Also, when replacing more pollutant fossil fuels for cleaner ones, such as natural gas, or clean-burning residual gases as biogas, biomethane and process byproduct gaseous streams as those from the petrochemical and petroleum refining processes, CHP can cut global carbon emissions. This paper presents a brief description of the most relevant processes in the Chemical and Oil and Gas Industries (O&G), in many of which, clean byproduct fuels are granted at lower or no costs to supply their internal energy needs for heat and power auto-production, complemented with natural gas when required. As an additional bonus, these industries can count on highly skilled operating and maintenance crews of their own, for their complex processes and installations and for the CHP unit as well. However, although Combined Heat and Power is already widely present in the Brazilian petrochemical plants and petroleum refineries, in the remaining chemical segments, where lower cost residual fuels are not available and the natural gas prices do not grant the financial feasibility, CHP units are still very few. Although the reasons are based on cyclical, structural and regulatory features, this highlights the equivocated expectations of cost reductions as a single matter, over the strategic gains from operational dependability and environmental benefits. But the near perspective of natural gas exploration in the Brazilian pre-salt and shale gas reserves, with development of the required transportation ducting structure, may bring a new scenario to CHP in Brazil within a few years. Therefore, new skilled engineering professionals will be required, to be able to identify the application possibilities, to cope with the technical and regulating requirements and indicate the best-fitting CHP configurations on a case basis. This work is being carried out as a review of the available CHP technologies being applied to the chemical and O&G industries, their working principles, advantages and limitations; it also assesses the current scenarios in the electrical sector, fuels market and in the Chemical and O&G Industries prevailing in Brazil and in the world, and their future perspectives.

Sumário

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Objetivos, Motivação e Justificativas.....	1
2	ESTADO DA ARTE	4
2.1	Conceitos em Geração de Energia pela Queima de Combustíveis.....	4
2.1.1	<i>Poderes Caloríficos Superior e Inferior</i>	4
2.1.2	<i>Geração Térmica Exclusiva</i>	5
2.1.3	<i>Geração Termomecânica ou Termelétrica Exclusiva.....</i>	6
2.1.4	<i>Geração de Potência em Ciclos Combinados</i>	8
2.1.5	<i>Cogeração de Calor e Potência</i>	9
2.1.6	<i>Fator de Utilização de Energia.....</i>	11
2.2	Equipamentos e Tecnologias na Cogeração	13
2.2.1	<i>Turbinas a Gás e Auxiliares.....</i>	13
2.2.2	<i>Turbinas a Vapor e Auxiliares.....</i>	19
2.2.3	<i>Motores Alternativos de Combustão Interna.....</i>	22
2.3	Configurações Básicas de Dimensionamento na Cogeração	24
2.4	Balanços Energéticos nos Ciclos Térmicos de Cogeração.....	25
2.4.1	<i>Cogeração com Turbina a Gás e Caldeira de Recuperação</i>	25
2.4.2	<i>Cogeração com Turbina a Vapor.....</i>	35
2.5	Considerações na Avaliação de Aplicabilidade	43
2.6	Principais Fabricantes.....	45
2.7	Combustíveis Utilizados	46
2.8	Aspectos Ambientais	46
2.9	Dificuldades e Entraves Atuais.....	47
3	ENERGIA ELÉTRICA E COMBUSTÍVEIS NO BRASIL	49
3.1	Estrutura do Setor Elétrico	49
3.2	Mercados de Energia Elétrica.....	51
3.3	Geração Distribuída e sua Regulamentação no Brasil	52
3.4	Tarifas de Eletricidade.....	57
3.5	Perspectivas Futuras e a Segurança Energética.....	60
3.6	Conexão à Rede Elétrica e Integração da Cogeração ao SIN	63
3.7	Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis no Brasil	66
3.8	Perspectivas de Gaseificação de Biomassa e Etanol de Segunda Geração ...	70
4	AS INDÚSTRIAS QUÍMICAS E DE ÓLEO E GÁS NO BRASIL	74

4.1 Tipos de Indústrias Químicas.....	74
4.1.1 A indústria Petroquímica	75
4.1.2 Outras Indústrias Importantes no Setor Químico.....	79
4.2 A Indústria de Óleo e Gás	85
4.3 Processos Empregados e Suas Variáveis	95
4.4 Capacidades Instaladas e Perspectivas de Crescimento	98
4.4.1 Na Indústria Química.....	98
4.4.2 Na Indústria de Óleo e Gás	104
4.5 Insumos Energéticos e Autoprodução Elétrica.....	105
4.6 Intensidades Energéticas dos Processos.....	106
4.7 Desafios e Oportunidades do Setor	108
5 COGERAÇÃO NAS INDÚSTRIAS QUÍMICAS E DE ÓLEO & GÁS	115
5.1 Correntes Residuais de Processo Aproveitadas como Combustível	115
5.2 Cogeração Nas Centrais Petroquímicas	118
5.3 Cogeração no Refino do Petróleo	120
5.4 Cogeração na Exploração de Óleo e Gás	121
5.5 Integração Energética pela Análise de <i>Pinch</i> e os Projetos de Cogeração...	122
5.6 Panorama da Cogeração nas Indústrias Químicas e de Óleo e Gás.....	127
5.6.1 No Brasil.....	127
5.6.2 Nos Estados Unidos.....	128
6 CONCLUSÕES	131
BIBLIOGRAFIA	136

LISTA DE FIGURAS

	Pag
Figura 2.1 Geração de Potência com Turbina a Vapor em Ciclo Rankine.....	08
Figura 2.2 Geração de Potência com Turbina a Gás em Ciclo Brayton.....	08
Figura 2.3 Geração de Potência em Ciclo Combinado Turbina a Gás + Turbina a Vapor...	09
Figura 2.4 Cogeração com Turbina a Gás + Caldeira de Recuperação em Ciclo Brayton..	10
Figura 2.5 Cogeração com Caldeira Convencional + Turbina a Vapor em Ciclo Rankine...	11
Figura 2.6 Cogeração com Motores de combustão Interna em Ciclos Diesel ou OTTO.....	11
Figura 2.7 Pistão de MCI de Ignição por Compressão.....	23
Figura 2.8 Pistão de MCI de Ignição por Centelha.....	23
Figura 2.9 Ciclo Brayton Ar-Padrão com Turbina a Gás.....	25
Figura 2.10 Transformações do Ciclo Brayton Ar-Padrão Ideal em Turbinas a Gás.....	26
Figura 2.11 Transformações do Ciclo Brayton Ar-Padrão Real em Turbinas a Gás, com Irreversibilidades.....	29
.....	
Figura 2.12 Central de Cogeração com Turbina a Gás.....	32
Figura 2.13 Diagrama T x S - Ciclo Rankine a Vapor com Superaquecimento.....	36
Figura 2.14 Ciclo Rankine Reaquecimento.....	39
Figura 2.15 Ciclo Rankine Supercrítico com Duplo Reaquecimento.....	40
Figura 2.16 Cogeração com Caldeira Convencional + Turbina a Vapor em Ciclo Rankine...	41
Figura 3.1 Estrutura organizacional e os agentes do setor elétrico brasileiro.....	49

Figura 3.2	Gaseificador em Usina de Geração Elétrica	71
Figura 4.1	As Gerações da Cadeia Petroquímica	75
Figura 4.2	Matriz de Produção de Fertilizantes	79
Figura 4.3	Processo de Produção de Cloro-Álcali com Tecnologia de Membrana	84
Figura 4.4	Sondas e Plataformas de Perfuração Offshore	88
Figura 4.5	Esquema Geral de Refinaria	92
Figura 4.6	Intensidades Energéticas Típicas de Produção na Indústria Química dos Dez Segmentos mais intensivos	107
Figura 5.1	Utilização de Vapor e Eletricidade numa Petroquímica de 1 ^a Geração	120
Figura 5.2	Recuperação de Calor Direta dos Gases de Exaustão da Turbina a Gás	121
Figura 5.3	Diagrama das Curvas Compostas Quente e Fria do Processo na Análise de Pinch	123
Figura 5.4	Custos versus Diferencial Mínimo de Temperatura (Pinch)	124
Figura 5.5	Grande Curva Composta do Processo (GCC) – Temperatura x Carga Térmica	125

LISTA DE TABELAS

	Pag.
Tabela 2.1 Faixas aproximadas de pressão, temperatura e eficiência para centrais elétricas a carvão pulverizado subcríticas, supercríticas e ultra supercríticas.....	22
Tabela 2.2 Principais Fabricantes e Capacidades de Turbinas a Gás e a Vapor.....	46
Tabela 3.1 Valores de X e Fc em função da potência instalada e do combustível utilizado na Cogeração Qualificada.....	54
Tabela 3.2 Módulos do PRODIST.....	55
Tabela 3.3 Tarifas de Eletricidade para o Grupo A2 Azul.....	60
Tabela 3.4 Preços médios nacionais aplicados pelas distribuidoras de gás natural à Industria.....	68
Tabela 3.5 Balanço dos Principais Derivados de Petróleo no Brasil.....	69
Tabela 3.6 Reações típicas dos processos de gaseificação de biomassa ou carvão.....	71
Tabela 4.1 Rendimentos do Craqueamento da Nafta.....	79
Tabela 4.2 Índices Energéticos na Produção de Eteno a Partir da Nafta.....	107
Tabela 4.3 Intensidades Energéticas Típicas dos Principais Processos de Refino.....	108
Tabela 5.1 Cogeração por Tipo de Combustível nas Indústrias Químicas e de Óleo e Gás no Brasil.....	128
Tabela 5.2 Cogeração por Tipo de Equipamento e Capacidade Associada na Indústria Química Brasileira.....	128
Tabela 5.3 Cogeração Por Tipo de Combustível nas Indústrias Americanas Químicas, de Exploração e de Refino do Petróleo.....	129
Tabela 5.4 Cogeração Por Tipo de Tecnologia nas Indústrias Americanas Químicas, de Exploração e de Refino do Petróleo.....	130
Tabela 5.5 Cogeração Por Tipo de Tecnologia nos EUA, na Indústria e nos Outros Setores..	130

LISTA DE SIGLAS

ABEGÁS	Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado
Abiquim	Associação Brasileira da Indústria Química
ANEEL	Agência <i>Nacional de Energia Elétrica</i>
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
ARSESP	Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo
BEN	Balanço Energético Nacional
CAFOR	Casa de Força (Unidade de Geração Elétrica)
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica:
CO	Monóxido de Carbono
CO ₂	Dióxido de Carbono
COGEN	Associação da Indústria de Cogeração de Energia
COMGÁS	Companhia de Gás de São Paulo
DOE	<i>United States Department of Energy</i>
E&P	Exploração e Produção de Petróleo
EPE	Empresa de Pesquisas Energéticas do MME
FCC	<i>Fluid Catalytic Cracking</i>
FGLP	Fracionamento de GLP
FUE	Fator de Utilização de Energia
GC	Gás Combustível
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GN	Gás Natural
GOL	Gasóleo Leve
GOP	Gasóleo Pesado
HDTD	Hidrotratamento de Diesel
HDTQ	Hidrotratamento de Querosene
HRSG	<i>Heat Recovery Steam Generator</i> (Caldeira de Recuperação)
LCO	Óleo Leve de Reciclo

LPS	Vapor de Baixa Pressão
MCI	Motor de Combustão Interna
MME	Ministério de Minas e Energia
MPS	Vapor de Média Pressão
NO _x	Óxidos de Nitrogênio
NFCC	Nafta de Craqueamento Catalítico
NREF	Reformado de Nafta
OCC	Óleo Clarificado
ONS	Operador Nacional do Sistema
ODES	Óleo Desasfaltado
PCI	Poder Calorífico Inferior do Combustível
PCS	Poder Calorífico Superior do Combustível
PDE 2024	Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (EPE/MME)
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PIB	Produto Interno Bruto
PNE 2050	Estudos de Demanda de Energia - Cenário Econômico 2050 (EPE/MME)
PVC	Policloreto de Vinila
RV	Resíduo de Vácuo
RASF	Resíduo Asfáltico
SIN	Sistema Interligado Nacional
TE	Tarifa de Energia
TG	Turbina a Gás
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TV	Turbina a Vapor
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UDASF	Unidade de Desasfaltamento
UPGN	Unidades de Processamento de Gás Natural
VLPS	Vapor de Muito Baixa Pressão

LISTA DE ABREVIAÇÕES E UNIDADES

c_v	Calor específico do gás a volume constante
c_p	Calor específico do gás a pressão constante
h	Entalpia específica (kJ/kg)
k	Constante adiabática do gás = c_p/c_v
kcal	Quilocaloria
kcal/h	Quilocaloria por hora
kg	Quilograma
kJ	Quilojoule
kW	Quilowatt
kWe	Quilowatt-elétrico
kWh	Quilowatt-hora
kWt	Quilowatt-térmico
\dot{m}	Vazão mássica (kg/s)
\dot{m}_{comb}	Vazão mássica de combustível (kg/s)
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
m^3	Metro cúbico
η	Eficiência (fração ou %)
P	Pressão absoluta
PCI	Poder calorífico inferior do combustível (kJ/kg)
\dot{Q}_u	Fluxo de calor útil para o processo (kW)
R\$	Reais
s	Entropia específica (kJ/kg°C)
T	Temperatura absoluta (Kelvin)
US\$	Dólares americanos
v	Volume específico (m^3/kg)
ω	trabalho específico (kJ/kg)
\dot{W}	Potência produzida (kW)
x	Título do vapor

1 INTRODUÇÃO

1.1 Objetivos, Motivação e Justificativas

Objetivos

Meu objetivo com este trabalho é adquirir e aprofundar conhecimentos sobre os diversos tipos de equipamentos e tecnologias utilizados nos sistemas de geração de potência e calor na indústria, assim como sobre as variáveis envolvidas e as possíveis configurações de sistemas aplicáveis, de modo a me capacitar para indicar, desenvolver ou assessorar o desenvolvimento de projetos desses sistemas de maior eficiência energética, para cada necessidade e aplicação específica, especialmente nos casos de indústrias do setor químico ou petroquímico, que sejam economicamente viáveis e atrativos.

Motivação

Como Engenheira Química, com a experiência profissional toda adquirida na execução de projetos de processos da indústria química, através de empresas de engenharia contratadas, algumas vezes tive oportunidade de participar do desenvolvimento de projetos de geração térmica exclusiva, em sistemas praticamente onipresentes nesse tipo de indústria, e de uma *Power Plant* em ciclo combinado.

Na Indústria Química, em paralelo ao projeto das unidades do processo de produção, as chamadas unidades *on-site*, uma parte importante e extensa se aplica à geração das utilidades necessárias a esse processo, nas unidades chamadas *off-site*. Entre muitas utilidades e facilidades requeridas numa Indústria Química, destacam-se a energia elétrica, para equipamentos que fazem a movimentação e a pressurização de fluidos através do processo, e a energia térmica, sob a forma de vapor, fluido térmico, água quente, água gelada, fluido refrigerante, etc., requerida para promover as reações químicas e transformações físico-químicas.

Algumas dessas indústrias, em função do grau de importância que a segurança energética tenha para seu processo, já geram ou podem gerar a própria eletricidade, em paralelismo e como *back-up* da rede da concessionária, em geral em sistemas de geração exclusiva. Mas, como a grande maioria das indústrias químicas também precisa gerar calor para seus processos, em função do alto custo atual da eletricidade e dos combustíveis, nos últimos anos algumas passaram a considerar a instalação de sistemas de cogeração, mais eficientes, como investimentos interessantes.

Entretanto, mesmo entre os supervisores das áreas de geração de utilidades e entre os profissionais das empresas de engenharia contratadas que fazem seus projetos, há pouco conhecimento a respeito da cogeração que, por essa razão, ainda é pouco colocada como uma opção. Existe aqui, portanto, um grande potencial a ser desenvolvido no campo da eficiência energética e uma grande oportunidade a ser explorada por profissionais da engenharia de projetos a serviço dessa indústria.

Espero, como resultado desse trabalho, saber identificar e indicar as aplicações e configurações mais adequadas de centrais de cogeração, cuja implantação traga ganhos em eficiência energética e economias operacionais que justifiquem, caso a caso, a decisão por um possível investimento.

Justificativas

Com o rápido crescimento populacional e econômico ocorrido no mundo desde a Revolução Industrial, alguns recursos do planeta, que são finitos, começaram a ficar escassos. E o mundo só há bem pouco tempo se deu conta do progressivo esgotamento de recursos essenciais à sua sobrevivência e bem-estar, como a água, os alimentos e a energia, descobrindo que não há mais garantia incondicional de nossa segurança hídrica, alimentar e energética.

No caso da Energia, sua crescente escassez, levando a custos econômicos crescentes, e os efeitos que já são sentidos da emissão excessiva de gases da queima de combustíveis fósseis sobre o clima do planeta, acabaram por criar consciência da necessidade premente de se promover seu consumo mais

eficiente e sustentável e, na medida do possível, substituindo parte das fontes convencionais pelas renováveis.

Na atual matriz elétrica brasileira, a principal fonte, a hidrelétrica, não só é renovável como também ainda a mais barata, pois utiliza uma fonte de custo zero e instalações e equipamentos cujo projeto consolidado já foi economicamente otimizado. Esse estado de conforto, entretanto, está sendo ameaçado pelas alterações do clima, com estiagens cada vez mais intensas e prolongadas, e por dificuldades crescentes de licenciamento ambiental para grandes áreas de alagamento e extensas linhas de transmissão da energia elétrica de geração centralizada, na maior parte, longe dos centros de carga.

Nos últimos anos, as estiagens obrigaram ao acionamento quase contínuo das termelétricas centralizadas do Sistema Interligado Nacional (SIN), movidas em sua maioria a carvão ou óleo combustível, mais caras, mais ineficientes e mais poluentes. Fontes renováveis tomaram grande impulso nos últimos anos, mas ainda estão longe de poder suprir, em nível nacional, a falta das hidrelétricas nas estiagens e ainda acompanhar o aumento de demanda esperado nos próximos anos.

Neste cenário, ganha importância a geração termelétrica distribuída, próxima ou no próprio centro de consumo, eliminando a intermediação de longas linhas de transmissão, com suas perdas de energia da ordem de 7%. Passa a ser importante também a utilização de combustíveis mais amigáveis, como os biocombustíveis ou o gás natural, que, embora fóssil, tem queima eficiente e limpa. Além disso, torna-se imperativo que esse mesmo combustível seja aproveitado ao máximo, isto é, com maior fator de utilização de energia, portanto com menor consumo para cada unidade de energia gerada. Isso se consegue através da cogeração de potência e calor, com redução de custos operacionais, autonomia, segurança energética e ganhos ambientais.

2 ESTADO DA ARTE

2.1 Conceitos em Geração de Energia pela Queima de Combustíveis

2.1.1 Poderes Caloríficos Superior e Inferior

A queima ou combustão de um combustível é sua reação de oxidação pelo oxigênio, presente no ar, e é uma reação exotérmica, isto é, que se dá com liberação da energia potencial química das ligações entre os átomos de uma molécula, baseada nas forças de atração e repulsão entre eles.

Através da quebra de ligações de alto nível energético e do seu rearranjo na formação de novos compostos com ligações de menor nível energético, a energia química é liberada sob a forma de energia térmica e cinética nos gases de combustão.

À energia total liberada na reação de combustão, na proporção estequiométrica entre os reagentes, expressa em unidades de energia por unidade de massa, de volume ou molar, chama-se Poder Calorífico Superior do Combustível.

O combustível e o ar são admitidos à temperatura ambiente, mas os gases de combustão quando deixam o sistema não podem ser resfriados até sua temperatura de orvalho, para evitar a condensação de óxidos de enxofre possivelmente presentes nos gases e que a umidade converta a ácido sulfúrico, promovendo uma intensa corrosão das superfícies metálicas do sistema de exaustão.

Com isso, uma parte da energia disponibilizada na combustão não pode ser aproveitada, pois os gases saem levando calor sensível e, principalmente, o calor latente de condensação do vapor d'água. A essa parcela menor do poder calorífico do combustível efetivamente aproveitada chama-se Poder Calorífico Inferior e é o que se usa na prática para calcular a quantidade de calor fornecida pela queima de um combustível.

2.1.2 Geração Térmica Exclusiva

É o caso em que os gases quentes de combustão passam somente por um processo de troca térmica, cedendo a maior parte de sua energia apenas na forma de calor, para a água, outros fluidos ou sólidos. Nos processos industriais, isso se dá em caldeiras e fornos.

Na geração térmica exclusiva, a energia liberada nos gases de combustão é quase toda absorvida pelo fluido frio, na forma de calor latente de vaporização, calor sensível ou, no caso de alguns fornos de processo, calor de reação, sendo essa transferência limitada por perdas inerentes aos seguintes fatores:

- Quantidade de ar de combustão em excesso, que não participa da combustão, mas é aquecido e leva consigo parte desse calor sensível nos gases de exaustão pela chaminé;
- Combustão incompleta do combustível, por falta de oxigênio ou deficiência no processo de mistura para contato entre as moléculas de combustível e de oxigênio, com desperdício de parte do seu poder calorífico;
- Quantidade de átomos de hidrogênio na composição do combustível, cuja combustão leva à formação de água na forma de vapor, que sairá levando consigo seu calor latente de vaporização nos gases de exaustão pela chaminé;
- Fatores de resistência na transferência de calor entre os dois fluidos, impostos pelas paredes das superfícies de troca, películas de fluido e incrustações;
- Perdas de calor para o ambiente externo através do isolamento térmico;
- Temperatura mínima de saída dos gases pela chaminé, que não pode ser reduzida até a temperatura de orvalho;
- Purgas obrigatórias de água da caldeira para controle da concentração de sais dissolvidos, perdas por vazamentos, etc.

Embora alguns desses fatores sejam inevitáveis, eles são em grande parte controláveis se a instalação for bem projetada, operada e mantida. Neste caso, conseguem-se rendimentos térmicos altos, de até 90 %. Esse rendimento considera como base o Poder Calorífico Inferior (PCI) do combustível.

2.1.3 Geração Termomecânica ou Termelétrica Exclusiva

Neste caso, o calor de combustão liberado pelo combustível, na forma de energia térmica e cinética nos gases de combustão, precisa ser transformado em trabalho mecânico no eixo de uma turbina a gás, ou de um motor a combustão interna, que poderá ser utilizado como potência mecânica para acionamento de outras máquinas, ou, se se conectar esse eixo ao de acionamento de um gerador elétrico, para gerar potência elétrica.

Ocorre que a transformação de calor em trabalho só se dá através de um ciclo termodinâmico, em várias etapas de transformação, das quais uma é, necessariamente, a absorção de certa quantidade de calor de uma fonte quente, como os gases de combustão numa turbina a gás ou motor de combustão interna, ou o vapor de alimentação a uma turbina a vapor, e outra é, também necessariamente, a rejeição de outra quantidade de calor menor para uma fonte fria, como a exaustão dos gases de uma turbina a gás ou motor de combustão interna para o ambiente, ou a exaustão do vapor de uma turbina a vapor para condensação.

Em outras etapas do ciclo, trabalho mecânico é absorvido numa compressão e trabalho mecânico é produzido numa expansão do fluido de trabalho, sendo a diferença entre eles o trabalho líquido efetivamente aproveitável.

A maior limitação à parcela transformada em trabalho mecânico, entretanto, mesmo na ausência de outros fatores de ineficiência, como os atritos, é dada pela própria termodinâmica: conforme ditado pela Segunda Lei da Termodinâmica, o rendimento máximo que se pode obter, que é o de um Ciclo Termodinâmico Ideal de Carnot, é dado por

$$\eta = 1 - \frac{T_f}{T_q} \quad (2.1)$$

onde T_f = Temperatura da fonte fria (absoluta)

T_q = Temperatura da fonte quente (absoluta)

Entretanto, mesmo para as maiores temperaturas de fontes quentes e menores temperaturas de fontes frias que sejam operacionalmente possíveis, uma fração

significativa da energia fornecida pela fonte quente, representada pela relação T_f/T_q , acaba não sendo transformada em trabalho, permanecendo na forma de calor.

E não há nada que se possa fazer a esse respeito além de tentar expandir esses extremos, mas ocorre que as temperaturas máximas são limitadas pela resistência dos materiais de construção dos equipamentos, assim como as mínimas são limitadas pela temperatura ambiente. De modo aproximado, considerando-se uma temperatura máxima da fonte quente da ordem de 1400 K e uma mínima da fonte fria da ordem de 300 K,

$$\eta_{max} = 1 - \frac{300}{1400} = 0,786$$

Ou seja, na melhor das hipóteses, num Ciclo Ideal de Carnot, que é isentrópico, ou seja, é adiabático e reversível, seria obtido um rendimento térmico da ordem de 78,5%.

Na prática, com temperaturas reais menos extremas e as irreversibilidades inevitáveis dos ciclos térmicos reais, os rendimentos na transformação de calor em trabalho são em geral bem menores. Os rendimentos térmicos máximos teóricos, desconsiderando outras perdas, ficam entre 50 % e 60 % em ciclos a vapor e entre 30 % a 40 % nos ciclos a gases de combustão (ANDREOS, 2015). Tomando-se alguns exemplos:

- Ciclo de Potência com Caldeira Convencional e Turbina a Vapor

Se $T_3 = 700$ K é a temperatura do vapor gerado numa caldeira de alta pressão (fonte quente), num ciclo com turbina a vapor, com $T_4 = 315$ K sendo a temperatura mínima de rejeição de calor para a água de resfriamento (fonte fria):

$$\eta = 1 - \frac{315}{700} = 0,55$$

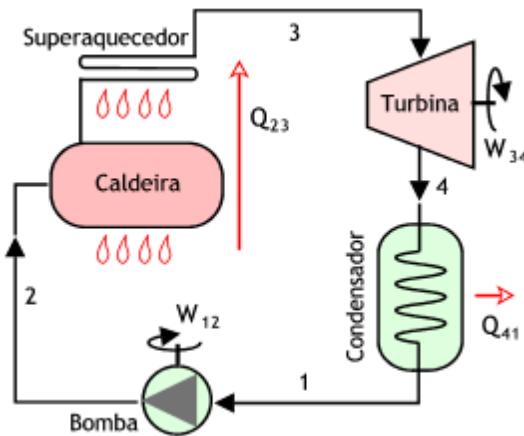


Figura 2.1 – Geração de Potência com Turbina a Vapor em Ciclo Rankine (MSPC Informações Técnicas - 2016)

- Ciclo de Potência com Turbina a Gás

Se $T_3 = 1300$ K é a temperatura de combustão em turbina a gás (fonte quente) e $T_4 = 800$ K a temperatura de escape dos gases de combustão da turbina para o ambiente (fonte fria):

$$\eta = 1 - \frac{800}{1300} = 0,38$$

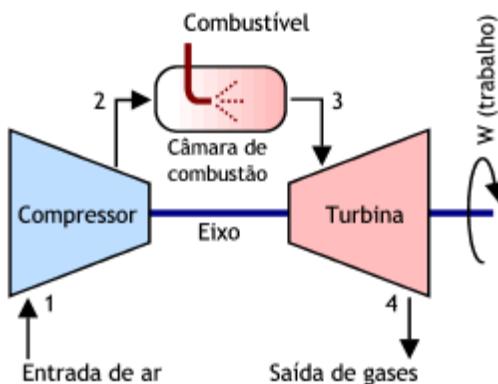


Figura 2.2 – Geração de Potência com Turbina a Gás em Ciclo Brayton (MSPC Informações Técnicas – 2016)

2.1.4 Geração de Potência em Ciclos Combinados

Uma forma mais eficiente de fazer geração de potência exclusiva é a combinação de ciclos a gás com ciclos a vapor, os CICLOS COMBINADOS. São arranjos que conjugam turbina a gás ou motor alternativo com turbina a vapor, em que se recupera o calor residual no escape dos gases de combustão gerando vapor numa

caldeira de recuperação, que a seguir é exaurido na turbina a vapor para produção adicional de energia mecânica ou elétrica.

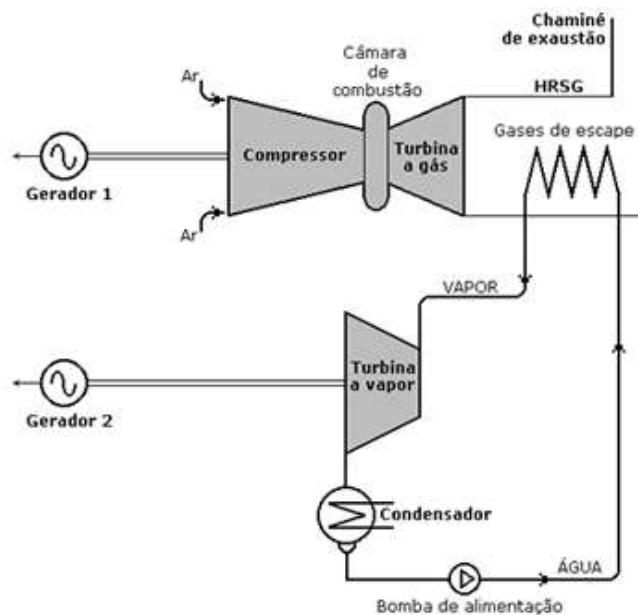


Figura 2.3 – Geração de Potência em Ciclo Combinado Turbina a Gás + Turbina a Vapor
Fonte: Pantanal Energia – 2016

Estes sistemas têm rendimento global em torno de 45 % a 60 % do calor fornecido, sendo entre 30 % e 40 % obtidos no ciclo a gás e os restantes 15 % a 20 % no ciclo subsequente a vapor (ANDREOS, 2015). Note-se que estas porcentagens são relativas à energia fornecida ao sistema pela fonte primária, e não à da entrada da turbina a vapor.

2.1.5 Cogeração de Calor e Potência

É a geração de duas formas de energia, trabalho mecânico ou elétrico mais energia térmica, seja calor ou frio, de forma sequencial, partindo-se de um mesmo processo de queima de um combustível e, através dos equipamentos apropriados, promovendo-se transformações da energia térmica liberada.

Em sistemas de COGERAÇÃO, o maior rendimento térmico vem do fato de que a energia térmica contida nos gases de combustão, quando transferida na forma de calor para um processo, não sofre a mesma limitação que a termodinâmica impõe à sua transformação em trabalho. O limite virá das restrições de transferência de calor, que são na maior parte controláveis pelas condições de projeto, operação e

manutenção das instalações de troca térmica e que, como vimos anteriormente, se bem observadas, permitem obtenção de altos rendimentos.

Assim, na Cogeração, boa parte da energia térmica residual pode ser aproveitada de diversas formas, como calor, na forma de vapor, óleo térmico, água quente, ar quente, etc., ou para geração de frio, por exemplo, pela produção de água fria ou gelada através de chillers de absorção. A recuperação dessa energia adicional pode elevar o rendimento térmico global do processo para valores de até 85 %.

Na indústria, os maiores sistemas de cogeração em geral se utilizam dos seguintes tipos de tecnologia na geração de potência:

- Turbinas a Gás – geralmente utilizam como fonte primária o Gás Natural ou o Biogás / Biometano (Figura 2.4);
- Motores alternativos - Em ciclo Otto, alimentados a gás natural, gasolina ou etanol, ou em ciclo Diesel, alimentados a óleo diesel (Figura 2.5);
- Turbinas a Vapor – fazem a expansão do vapor produzido numa caldeira (Figura 2.6).

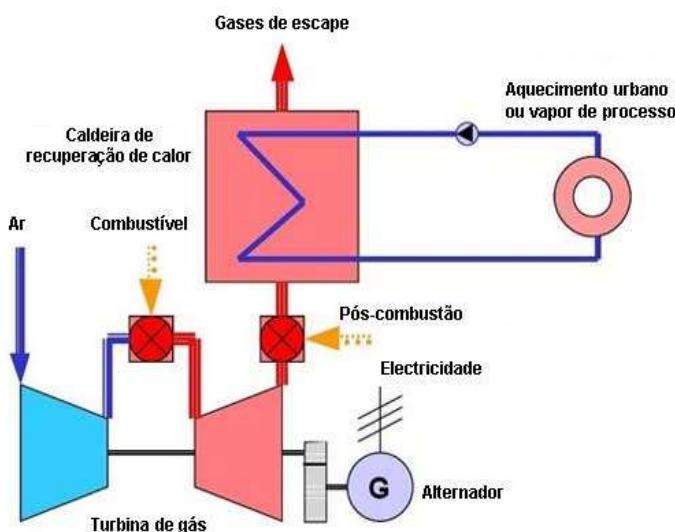


Figura 2.4 – Cogeração com Turbina a Gás + Caldeira de Recuperação em Ciclo Brayton
Fonte: Cogen Portugal – 2016

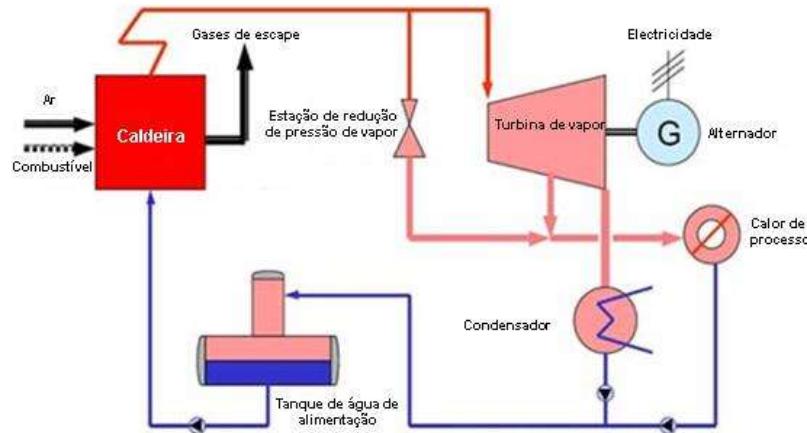


Figura 2.5 – Cogeração com Caldeira Convencional + Turbina a Vapor em Ciclo Rankine Cogen Portugal – 2016

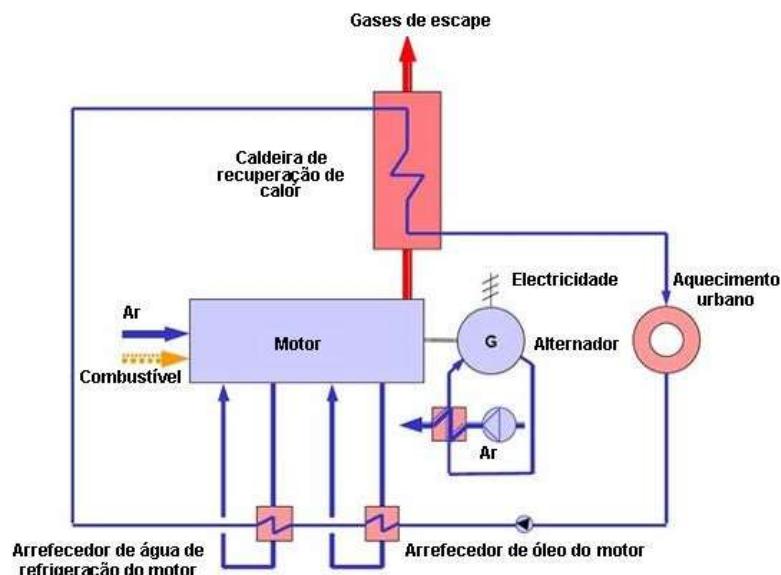


Figura 2.6 – Cogeração com Motores de combustão Interna em Ciclos Diesel ou OTTO (Cogen Portugal – 2016)

2.1.6 Fator de Utilização de Energia

Nos ciclos térmicos de produção exclusiva de potência mecânica ou elétrica, o rendimento é definido pela relação entre a potência útil gerada (\dot{W}) e o calor total fornecido pelo combustível (\dot{Q}_{comb}), através de sua vazão mássica (\dot{m}_{comb}) e seu Poder Calorífico Inferior (PCI):

$$\eta_T = \frac{\dot{W}}{\dot{Q}_{comb}} = \frac{\dot{W}}{\dot{m}_{comb} * PCI} \quad (2.2)$$

Já quando se trata de cogeração, a avaliação de desempenho do ciclo térmico considera as duas formas de energia útil entregues, a potência mecânica ou elétrica (\dot{W}) e o calor recuperado (\dot{Q}_u), em relação ao calor de entrada fornecido pelo combustível. Para tal, na cogeração define-se o Fator de Utilização de Energia:

$$FUE = \frac{\dot{W} + \dot{Q}_u}{\dot{Q}_{comb}} = \frac{\dot{W} + \dot{Q}_u}{\dot{m}_{comb} * PCI} \quad (2.3)$$

Logo à primeira vista se nota, comparando-se as duas expressões acima, que para uma mesma quantidade do combustível consumido, o Fator de Utilização de Energia na cogeração será sempre maior que o rendimento térmico na geração exclusiva de potência, pois o primeiro inclui a entrega de uma parcela adicional \dot{Q}_u de energia útil.

Com os cálculos de rendimento térmico pela expressão acima, conseguem-se reproduzir os valores que foram mencionados no item 2.1.3, sobre geração de potência exclusiva, em função das temperaturas das fontes quente e fria, ou seja, em média (Andreos, 2015):

- $\eta_T = 35\%$ nos ciclos térmicos a gás;
- $\eta_T = 50\%$ nos ciclos térmicos a vapor;
- $\eta_T = 60\%$ nos ciclos combinados a gás / vapor

E, quando comparamos os números acima ao Fator de Utilização de Energia da cogeração, que nada mais é do que o rendimento térmico global de um processo de geração de energia útil, verificamos o quanto a mais se pode obter de energia de um combustível quando se viabiliza um processo de cogeração:

- FUE = 85% (ANDREOS, 2015)

Num exemplo extremo, com um rendimento térmico de 35% na geração exclusiva em ciclo a gás transformando-se num FUE de 85% na cogeração, seriam aproveitados 50 % adicionais do potencial energético do combustível, o que

significa que, com a cogeração, se poderia em princípio gerar a mesma quantidade total de energia útil com cerca de metade do consumo original de combustível.

2.2 Equipamentos e Tecnologias na Cogeração

As usinas de geração térmica de potência utilizam equipamentos denominados Máquinas Térmicas, que convertem energia térmica em trabalho mecânico através de transformações termodinâmicas impostas a um fluido de trabalho, em ciclos que envolvem processos de:

- Recebimento de calor de uma fonte quente, a alta temperatura;
- Conversão de parte do calor fornecido pela fonte quente em trabalho;
- Rejeição de calor residual para uma fonte fria, de baixa temperatura;
- Absorção de trabalho para retorno ao estágio inicial, completando o ciclo.

A rigor, as máquinas térmicas de combustão interna, como turbinas a gás ou motores alternativos, não realizam um ciclo termodinâmico completo, pois os gases de combustão, após rejeitar calor, são expelidos do sistema, não retornando ao estágio inicial no sistema. Entretanto, para todos os efeitos práticos, considera-se que a admissão e a compressão do ar atmosférico para a câmara de combustão substituem o retorno dos gases de combustão ao estágio inicial, sendo estes considerados como ar quanto às suas propriedades termodinâmicas, completando então um ciclo.

Já nas máquinas térmicas a vapor, as turbinas a vapor, o fluido de trabalho recebe calor de uma fonte externa, que são os gases de combustão numa caldeira, realiza trabalho de expansão na turbina, cede calor para uma fonte fria condensando-se, seja num condensador ou num processo, e recebe trabalho de compressão para voltar ao estágio inicial na caldeira, completando ele mesmo um ciclo termodinâmico dentro do volume de controle do sistema.

2.2.1 Turbinas a Gás e Auxiliares

A turbina a gás é uma máquina térmica que aproveita diretamente a energia liberada na queima de um combustível, por escoamento e expansão dos gases de

combustão produzidos através dela, gerando trabalho mecânico seu eixo. Elas se dividem em duas categorias:

- Aeroderivativas, empregadas na indústria aeronáutica;
- De Potência ou *heavy-duty*.

Nas turbinas de potência, o ar atmosférico na condição ambiente é aspirado ao sistema por um compressor de ar e comprimido até uma razão de pressão entre 10:1 e 20:1, alimentando a câmara de combustão, onde também é injetado o combustível pressurizado.

Na partida do sistema, o compressor é acionado por um motor elétrico de arranque, até que a turbina alcance uma rotação mínima sustentável e o compressor passe a ser alimentado por parte da potência gerada na turbina.

A energia de ativação necessária ao início da reação de combustão é também fornecida por fonte externa, uma vela de ignição da mistura ar-combustível e, uma vez iniciada, a combustão passa a ser autossustentada pela energia liberada. A combustão na câmara se processa a uma pressão constante, com temperaturas adiabáticas de chama alcançando valores de até 1200-1400 °C.

Os gases de combustão se expandem então sobre o rotor da turbina a gás gerando trabalho mecânico, do qual uma boa parte, entre 35 % e 50 % do total gerado, será utilizada internamente ao sistema para acionar o compressor, o restante sendo fornecido como potência útil.

O compressor do ar de combustão realiza uma etapa fechando o ciclo termodinâmico de potência, com o fluido de trabalho absorvendo potência para aumentar sua energia nas formas de pressão, velocidade e temperatura.

As turbinas a gás podem operar com diversos tipos de combustíveis, líquidos ou gasosos, desde que produzam gases de combustão com baixo teor de cinzas, entre eles o gás natural e outros derivados de petróleo como gasolina, óleo diesel, nafta e querosene. Quando disponíveis, gases de biomassa como o biogás, o biometano e o biodiesel também são bastante apropriados.

Os gases exaustos de uma turbina a gás estão a temperaturas entre 450 °C e 900 °C (PATERMAN BRASIL, 2014) e essa energia térmica pode ser aproveitada como calor útil através de um sistema de cogeração, num processo que geralmente se inicia com o escoamento desses gases através de uma caldeira de recuperação para geração de vapor.

Embora o conjunto todo seja chamado de turbina a gás, ele inclui uma série de equipamentos auxiliares.

Turbina a Gás

A Turbina propriamente dita é uma máquina térmica capaz de transformar eficientemente em potência a energia do fluxo de um fluido de trabalho, gás ou vapor, nas formas de temperatura, pressão e velocidade, através da expansão desse fluxo sobre as palhetas móveis de seu rotor.

As Turbinas a gás podem ser dos tipos axial ou radial, em função da direção de escoamento do fluxo de gás através do rotor. As turbinas axiais, em que o escoamento do fluxo se dá paralelo ao eixo, são as mais utilizadas, por terem melhor rendimento isentrópico, e podem ser turbinas de ação e reação.

Nas turbinas de ação, ou de impulso, o rotor é composto por um grupo de bocais seguidos de uma fileira de pás; o gás se expande totalmente nos bocais à entrada do rotor, onde sua entalpia, na forma de pressão e temperatura, se converte toda em energia cinética, e o escoamento se inicia com o gás a alta velocidade se chocando com as pás do rotor, convertendo energia cinética em trabalho no eixo.

A maior parte das turbinas a gás, entretanto, é de reação, em que a transformação da entalpia em energia cinética por expansão dos gases ocorre parte no bocal de entrada e parte ao longo do escoamento pelo rotor, onde canais formados entre palhetas e o perfil aerodinâmico das palhetas também permitem expansão do gás.

Quanto às formas de construção, uma turbina a gás pode ser de conexão direta ou turbina livre. Na conexão direta, utilizada apenas quando a rotação da turbina é constante, o eixo de potência da turbina aciona simultaneamente o eixo do compressor de ar. Já a turbina livre produz apenas a potência útil do conjunto, sem acoplamento mecânico com a unidade geradora, de quem recebe o gás, que

inclui o compressor de ar, acionado por uma turbina a gás dedicada, mais a câmara de combustão. Este segundo tipo de construção permite operação da turbina a gás numa faixa de rotação variável.

Compressor de Ar

Para elevar a pressão do ar ambiente até a requerida na câmara de combustão da turbina a gás, podem ser empregados compressores axiais ou centrífugos. Os compressores centrífugos, por apresentarem baixa relação de compressão entre seus estágios, precisam de um número maior de estágios para alcançar as elevadas relações de compressão requeridas pelas turbinas a gás de alta potência. E apresentam também eficiências isentrópicas de compressão menores do que as dos compressores axiais.

Sendo assim, os compressores mais utilizados em sistemas de geração de média a alta potência e em turbinas a gás são os axiais. Nos compressores axiais o fluxo de ar escoa paralelo ao eixo do rotor e em trajetória helicoidal, através de vários estágios de compressão. Seu princípio de funcionamento se baseia em fornecer trabalho para acelerar o ar e, a seguir, transformar sua energia cinética em pressão e temperatura.

O compressor axial é constituído por uma carcaça estacionária, onde há anéis com aletas estáticas, e um rotor com palhetas rotativas. Em cada estágio de compressão, as palhetas rotativas aceleram o ar e as aletas fixas da carcaça o desaceleram, transformando sua energia cinética em pressão, e o direcionam para as pás rotativas do estágio seguinte, com certo ângulo de incidência. O salto de um estágio ao outro se dá através de um bocal difusor.

Esse processo é repetido nos estágios seguintes e cada estágio promove um pequeno aumento de pressão, sendo que o projeto do compressor é tal que a seção de passagem do ar vai sendo reduzida no sentido do fluxo, à medida que a pressão aumenta, para manter a velocidade do ar constante, o que produz melhor eficiência.

Entre os estágios de compressão é possível instalar resfriadores intermediários para reduzir a temperatura do ar na entrada do estágio seguinte e, com isso, aumentar o rendimento da compressão.

Nesta etapa do ciclo termodinâmico, o fluido de trabalho absorve energia para aumentar sua pressão, velocidade e temperatura, sendo, como já dito, em torno de 35 % a 50% da potência gerada na turbina a gás utilizada internamente para acionar o compressor, somente o restante sendo disponibilizado como potência útil produzida.

Câmara de Combustão

Também chamada de combustor, é o dispositivo onde se realizam as operações de pulverização e vaporização do combustível, se este for líquido, mais a mistura deste com o ar, a inflamação e a combustão da mistura ao longo do escoamento pela zona de chama contínua, a seguir a diluição dos gases de combustão com o excesso de ar, tudo a uma pressão aproximadamente constante.

Na câmara de combustão, a chama não toca as paredes da camisa e é estabilizada e modelada pela distribuição do fluxo de ar, que é próximo ao estequiométrico na zona de chama, sendo o excesso de ar injetado no fluxo de gases à jusante da zona de chama, gradualmente e através de furos na camisa, para resfriamento da câmara de combustão.

Como o volume da câmara de combustão é bem pequeno frente à taxa de liberação de calor que se desenvolve, por ser a combustão feita a uma pressão elevada, é muito importante que o projeto da câmara garanta o resfriamento necessário da camisa, além de combustão completa e estabilidade da chama.

Caldeira de Recuperação

A caldeira de recuperação, ou *Heat Recovery Steam Generator (HRSG)*, é uma espécie de trocador de calor, só que mais complexo. É o equipamento utilizado para gerar vapor a partir do calor sensível recuperado dos gases de combustão exaustos da turbina a gás a altas temperaturas, portanto não inclui a seção de queima de combustível das caldeiras convencionais.

Nos sistemas de geração de potência em ciclo combinado, o vapor produzido é utilizado para acionar uma turbina a vapor. Já em sistemas de cogeração de potência e calor com turbinas a gás, o vapor é utilizado como fluido quente para serviços de aquecimento no processo da planta. Nos dois casos, o objetivo é recuperar a energia térmica residual dos gases de combustão antes de seu escape para a atmosfera, aumentando o rendimento térmico ou o fator de utilização de energia do ciclo.

Para aplicações de cogeração, as caldeiras de recuperação podem em tese ser flamotubulares, com os gases escoando nos tubos e circundados pela água a ser vaporizada, ou aquotubulares, com o vapor sendo gerado no interior dos tubos pelo calor dos gases quentes na parte externa.

As flamotubulares têm concepção bem mais simples que as aquotubulares, mas apresentam capacidade limitada de geração e só produzem vapor saturado, pois não permitem a instalação de uma seção tubular de superaquecimento do vapor gerado. Sendo assim, para aplicação em sistemas de cogeração de maior capacidade térmica e para ciclos combinados de potência, que requerem a geração de vapor superaquecido, somente se utilizam as aquotubulares.

Aquecedor de Ar Regenerador

Pode ser incluído para recuperar parte do calor dos gases de combustão exaustos da turbina a gás, na chaminé de exaustão da caldeira de recuperação, pré-aquecendo o ar na descarga do compressor para injeção à câmara de combustão, aumentando assim o rendimento térmico do ciclo.

Resfriadores Intermediários

Resfriar o ar entre os estágios de compressão para reduzir sua temperatura na entrada do estágio seguinte pode aumentar o rendimento da compressão. Nesses trocadores inter-estágios, normalmente, a superfície de troca de calor é formada por tubos de aletas helicoidais com água de resfriamento, montados dentro de uma carcaça perpendicularmente a corrente de ar.

Dispositivos Auxiliares

Motor de arranque - é um motor elétrico de indução que aciona o compressor de ar da turbina a gás na partida do sistema, até que a rotação da turbina atinja cerca de 60% de sua rotação de projeto, quando então esta passa a acionar o compressor com parte de sua potência gerada.

Acendedor: dispositivo no interior da Câmara de combustão que produz uma faísca para a ignição da mistura ar / combustível para início do processo de combustão durante a partida do sistema. É constituído por um bico de injeção instalado junto ao injetor principal, em que se promove geração de faísca por uma vela de ignição.

2.2.2 Turbinas a Vapor e Auxiliares

Ao contrário das turbinas a gás e dos motores de combustão interna, as turbinas a vapor não convertem diretamente a energia de um combustível em potência mecânica, mas dependem do calor da combustão gerado separadamente em uma caldeira e transferido para a água como fluido de trabalho.

A queima do combustível em equipamento separado permite que a geração de potência com turbinas a vapor utilize uma variedade muito maior de fontes primárias do que com as turbinas a gás e os MCI.

Turbina a Vapor

Similarmente às turbinas a gás já descritas, as turbinas a vapor também podem ser dos tipos axial ou radial, quanto à direção de escoamento do fluxo do vapor através do rotor. Quanto ao princípio de funcionamento, podem ser de ação, de reação ou de arranjos compostos de ação/reação, sendo estas últimas as mais utilizadas nas aplicações de maior capacidade com vapor, com estágios iniciais de ação, de expansão rápida, mas parcial, com pressão e temperatura se transformando em energia cinética, seguidos de estágios de reação, com quedas de pressão menores e graduais e a energia cinética se convertendo em trabalho no eixo.

Quanto às condições de exaustão do vapor, classificam-se as turbinas a vapor em turbinas de condensação, em que a saída do vapor exausto se dá para um

condensador a vácuo, e as de contrapressão, em que o vapor é extraído com pressão controlada e suficiente para suprir uma demanda térmica do processo da planta, posteriormente retornando como condensado para ser bombeado e retornar à caldeira.

Nos ciclos de cogeração a vapor não se utilizam turbinas de condensação pura e simplesmente, porque uma parte da energia térmica do vapor deve ser preservada para utilização em um processo. O sistema pode então prever extrações intermediárias de vapor da turbina, ou a utilização de turbinas de contrapressão das quais o vapor ainda saia com a entalpia requerida à utilização, ou uma combinação de extrações e contrapressão.

Caldeiras Convencionais

Ao contrário dos ciclos combinados com turbina a gás, em que a turbina a vapor faz uma geração secundária de potência, num nível energético inferior, a partir de energia térmica recuperada da exaustão da turbina a gás por vapor gerado numa caldeira de recuperação, quando turbinas a vapor são utilizadas em cogeração, elas contam com caldeiras convencionais, em geral dedicadas, para suprimento de vapor de maior nível energético ao seu ciclo de trabalho. Na cogeração a vapor, em geral são utilizadas caldeiras aquotubulares, de média a alta pressão, com uma variedade de tipos de geometria e arranjos de feixes tubulares e tubulões.

As caldeiras convencionais, ao contrário das de recuperação, incluem a seção e o processo de queima do combustível para liberação da energia térmica para os gases de combustão. Além disso, contam com a radiação como a principal forma de transferência de calor dos gases quentes para geração e superaquecimento do vapor.

Caldeiras Supercríticas

Este tipo de caldeira opera em um ciclo Rankine supercrítico, que é semelhante a um ciclo a Rankine padrão, com a diferença de que o vapor é gerado a pressões supercríticas, isto é, acima do ponto crítico da água, que é de 221 bar abs. e 374 °C. No ponto crítico, o calor latente de vaporização é zero e o volume é o mesmo

para o estado líquido ou gasoso, não havendo, portanto, uma clara distinção entre as fases. Acima deste ponto, só existe a fase gasosa.

Água supercrítica é usada para movimentar turbinas em usinas de energia de grande capacidade, na qual a demanda por eficiência é mais alta. Nos ciclos supercríticos, as temperaturas mais altas atingidas na caldeira permitem obter maiores rendimentos em relação aos dos ciclos Rankine a vapor subcríticos.

DULCINEA SANTOS et AL., em seu estudo, afirmam que o desenvolvimento de materiais de construção de caldeiras e turbinas para centrais termoeléctricas ultra supercríticas (USC) e ultra supercríticas avançadas (AUSC) tem sido considerado da maior importância para garantir as condições adequadas de funcionamento dessas centrais, sendo as propriedades mecânicas, as propriedades físicas, a disponibilidade e o preço dos materiais os fatores a ter em conta.

Atualmente, estão em desenvolvimento nas AUSC caldeiras que operam a cerca de 350 bar abs. e 760 °C, com custos de produção de energia relativamente baixos e aumento da eficiência de cerca de 50%, o que leva a uma redução na emissão de CO₂ superior a 30% (DULCINEA SANTOS et AL).

A tabela 2.1 abaixo ilustra a relação entre valores de eficiência térmica de um ciclo de potência a vapor em função de pressão e temperatura do vapor na entrada da turbina, utilizando-se como base nestes exemplos o carvão betuminoso pulverizado e seu PCI:

Central eléctrica	Pressão do vapor Principal (MPa)	Temperatura do vapor no Reaquecedor (°C)	Eficiência líquida %
Subcrítica	< 22	Até 565	33 a 39
Supercrítica	22,1 a 25	540 a 580	38 a 42
Ultra supercrítica	> 25	>580	> 42

Tabela 2.1 – Faixas aproximadas de pressão, temperatura e eficiência para centrais eléctricas a carvão pulverizado subcríticas, supercríticas e ultra supercríticas (DULCINEA SANTOS et AL.)

Entretanto, estas condições de operação severas requerem melhores características de resistência mecânica e à corrosão dos materiais de construção dos equipamentos como aços e ligas resistentes ao calor com 9-12 % cromo, aços austeníticos e ligas de níquel.

2.2.3 Motores Alternativos de Combustão Interna

Motores de combustão interna (MCI) são máquinas de potência em que a queima de um combustível libera energia e promove a expansão de gases gerando trabalho mecânico, com funcionamento baseado em mecanismo que transforma os movimentos alternados de pistões dentro de cilindros em movimento rotativo do eixo de manivelas, que transmite energia mecânica ao eixo de acionamento de equipamentos mecânicos ou de um gerador elétrico de corrente alternada.

Esses motores realizam seu ciclo de potência em estágios chamados de tempos, cada tempo relacionado a um movimento alternado dos pistões. São mais utilizados os motores de quatro tempos, com ciclo de trabalho realizado através de duas voltas na árvore de manivela que empreendem quatro cursos completos do pistão, em que ocorrem os processos de admissão do ar, sua compressão, injeção e queima do combustível com expansão e, finalmente, exaustão dos gases.

Os MCI podem ser de ignição por centelha, que utilizam combustíveis como a gasolina, o etanol, o gás natural e o biogás em ciclo Otto de potência, ou de ignição por compressão, que utilizam óleo diesel ou biodiesel, em ciclo de potência Diesel.

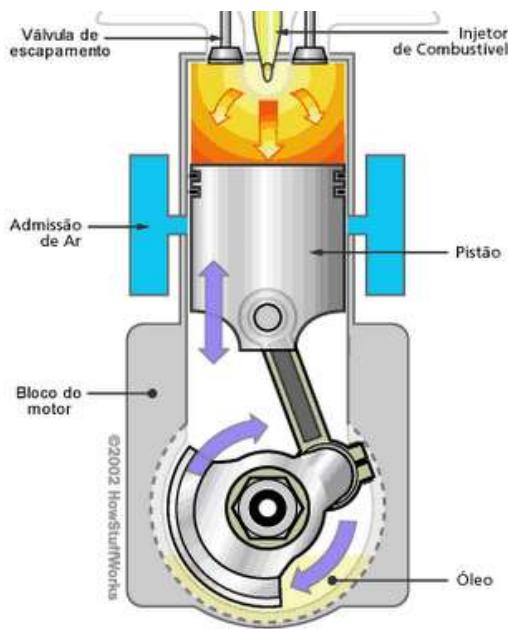
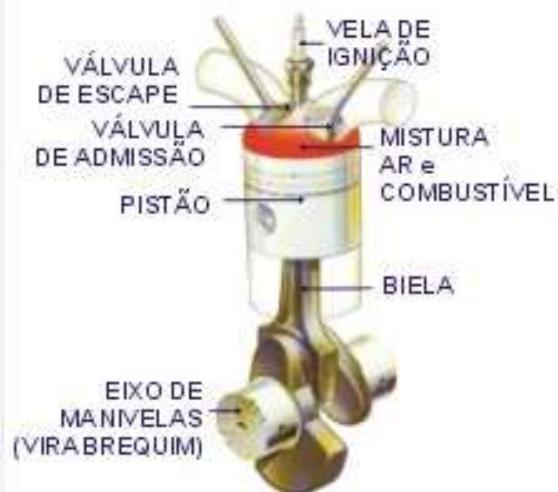


Figura 2.7 - Pistão de MCI de Ignição por Compressão (PABLO HENRIQUE CARVALHO LEMES – PUC Paraná – 2010 - Acessado em <http://www.ebah.com.br> – Abril 2016)



2016)

Figura 2.8 - Pistão de MCI de Ignição por Centelha (PABLO HENRIQUE CARVALHO LEMES – PUC Paraná – 2010 - Acessado em <http://www.ebah.com.br> – Abril 2016)

Os gases de escape dos MCI apresentam temperaturas altas, portanto têm alto nível de energia térmica a ser aproveitada como calor útil num processo, através de cogeração. Entretanto, neles também é liberada energia térmica na água de arrefecimento, além de uma quantidade menor no retorno do óleo lubrificante, então os gases de escape saem a temperaturas entre 300 °C e 500 °C, ao passo

que nas turbinas a gás, em que toda a energia que não se transformou em trabalho está nos gases de exaustão, os gases saem entre 450°C e 900 °C; portanto, os MCI têm menor disponibilidade térmica para recuperação num processo.

A menor disponibilidade de energia térmica e também o fato de os motores terem capacidades unitárias de até 5 MW, bem menores do que as das turbinas a gás até 300 MW, tornam os MCI bem menos utilizados na cogeração aplicada a grandes indústrias químicas (PATERMAN, 2005)

Portanto, tendo em vista os objetivos deste trabalho, configurações de cogeração com MCI são de menor interesse aqui e não serão analisadas mais detalhadamente, como serão as configurações com turbinas a gás e a vapor.

2.3 Configurações Básicas de Dimensionamento na Cogeração

O dimensionamento de uma planta de cogeração deve buscar o balanço na produção de potência e calor para atender à demanda de cada uma das formas, que deve ser bem conhecida a priori, e com o maior aproveitamento térmico possível do combustível.

Dimensionamento em Ciclos *Topping* ou *Bottoming*

Para atender simultaneamente às demandas pretendidas de energia elétrica e calor da unidade consumidora, e ainda visando à obtenção do maior rendimento térmico global possível nesse atendimento, sem sobras ou déficits, há dois tipos de dimensionamento básico a considerar.

Na Cogeração em ciclo *Topping*, a prioridade é a geração de potência mecânica ou energia elétrica, diretamente ou através da geração de vapor de alta entalpia. Nestes ciclos, dependendo das necessidades do processo, vapor a baixa entalpia pode ser extraído de estágios intermediários da turbina, ou utilizado o vapor exausto da turbina de contrapressão, a baixa pressão, para o processo.

Na Cogeração em ciclo *Bottoming*, a prioridade é utilizar a fonte primária do combustível como calor para um processo, seja diretamente, como num forno rotativo de cimento, ou para geração de vapor de alta entalpia utilizado num

processo, sendo somente o calor residual recuperado, de baixa entalpia, utilizado para produção de potência. Entretanto, essa geração secundária de potência tem baixo rendimento, devido à baixa temperatura da fonte quente e, por essa razão, os ciclos *Bottoming* têm eficiência térmica global menor do que a dos ciclos *Topping*.

2.4 Balanços Energéticos nos Ciclos Térmicos de Cogeração

2.4.1 Cogeração com Turbina a Gás e Caldeira de Recuperação

2.4.1.1 Ciclos de Trabalho e seus Balanços Energéticos

Ciclo Brayton Ar-Padrão

São os ciclos em que o fluido de trabalho são os gases de combustão gerados na queima de um combustível na turbina a gás, seja ele originalmente líquido ou gasoso.

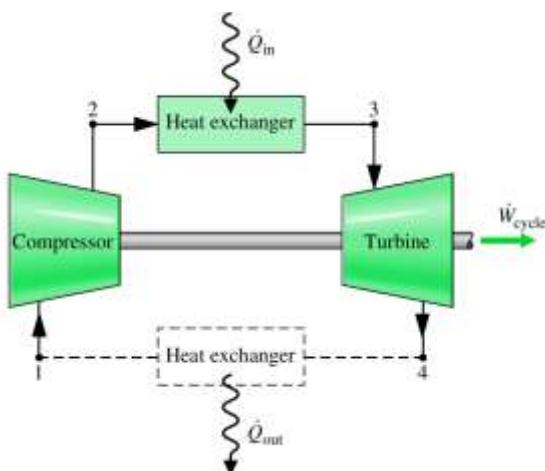


Figura 2.9 - Ciclo Brayton Ar-Padrão com Turbina a Gás (H. D. SANTOS, 2014).

Ciclo Brayton de Ar-Padrão Ideal

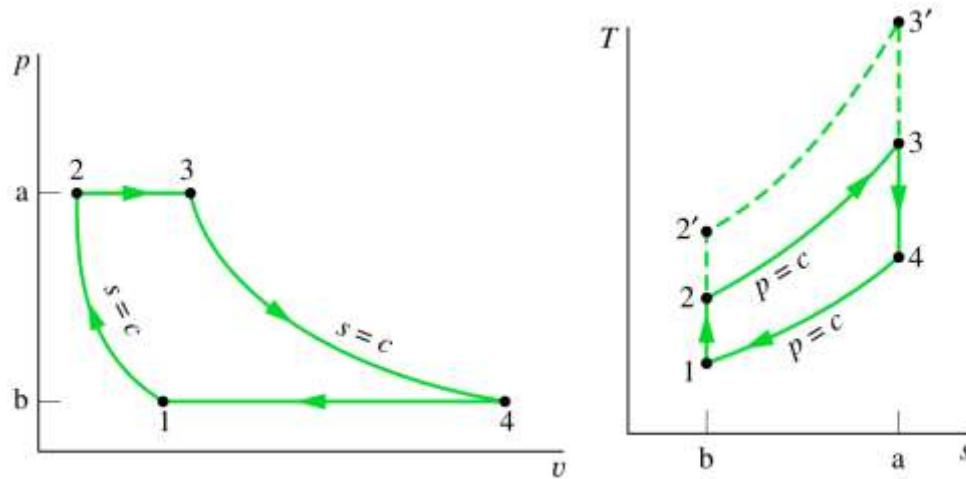


Figura 2.10 Transformações do Ciclo Brayton Ar-Padrão Ideal em Turbinas a Gás (H. D. SANTOS, 2014).

Com a idealização de Ar-Padrão, pode-se considerar que o gás de exaustão da turbina seja equivalente ao ar quente no estado 4, o mesmo ar que, após ceder calor ao ambiente, retorna ao sistema no estado 1, na admissão do compressor de ar, fechando o ciclo

Nos balanços de energia do ciclo Brayton ideal, considera-se escoamento de massa e energia em regime permanente, desprezam-se variações de energias potencial e cinética; também se consideram os calores específicos do ar constantes e assume-se que não haja irreversibilidades no processo, como atrito, perdas de carga e perdas de calor pelo isolamento térmico. (CENGEL e BOLES, 2013).

1-2s => Compressão isentrópica do ar

Admissão de ar ambiente e **compressão isentrópica**, com absorção de trabalho e aumento de entalpia, nas formas de aumento de pressão e temperatura.

Trabalho isentrópico absorvido pelo compressor por unidade de massa:

$$\frac{\dot{W}_{sc}}{\dot{m}} = h_{2s} - h_1 = cp (T_{2s} - T_1) \quad (2.4)$$

Sendo que, na transformação isentrópica, a relações entre as temperaturas é função apenas da taxa de compressão e da constante adiabática do gás (CENGEL e BOLES, 2013):

$$\frac{T2s}{T1} = \left(\frac{P2s}{P1}\right)^{\frac{k}{k-1}} \quad (2.5)$$

$$\text{Com } k = \text{constante adiabática} = \text{razão de calores específicos} = \frac{Cp}{Cv} \quad (2.6)$$

$$\text{e } \frac{P2s}{P1} = \text{razão de pressões} = r_p \quad (2.7)$$

2s-3 => Aquecimento isobárico dos gases

Entrada na câmara de combustão, mistura com o ar, combustão à pressão constante e recebimento de calor de uma fonte quente a alta temperatura, com aumento de temperatura e entropia, isto é, **aquecimento isobárico**.

Calor fornecido pelo combustível por unidade de massa \dot{m} do gás:

$$\frac{\dot{Q}_{\text{entra}}}{\dot{m}} = h3 - h2s = cp (T3 - T2s) \quad (2.8)$$

3-4s => Expansão isentrópica dos gases

Saída da câmara de combustão, a alta temperatura e pressão, e **expansão isentrópica** na turbina a gás, até a pressão ambiente, com conversão de parte do calor fornecido pela fonte quente em trabalho mecânico, à custa da redução de temperatura e pressão.

Trabalho isentrópico gerado na turbina por unidade de massa \dot{m} do gás:

$$\frac{\dot{W}_{\text{st}}}{\dot{m}} = h3 - h4s = cp (T3 - T4s) \text{ (em módulo)} \quad (2.9)$$

Nesta transformação isentrópica, também a relações entre as temperaturas é função da razão de pressões e da constante adiabática dos gases:

$$\frac{T3}{T4s} = \left(\frac{P3}{P4s}\right)^{\frac{k-1}{k}} \quad (2.10)$$

$$\text{com } \frac{P3}{P4s} = \text{razão de pressões} = r_p \quad (2.11)$$

4-1 => Resfriamento isobárico dos gases

Exaustão dos gases da turbina com rejeição de calor residual a pressão constante para uma fonte fria de baixa temperatura, o ambiente, e redução de temperatura e entropia, isto é, um **resfriamento isobárico**, num retorno ao estágio inicial, completando o ciclo.

Calor rejeitado com os gases por unidade de massa \dot{m} de gás:

$$\frac{\dot{Q}_{sai}}{\dot{m}} = h_1 - h_{4s} = cp (T_1 - T_{4s}) \quad (2.12)$$

Sendo o rendimento do conjunto turbo-compressor baseado no trabalho líquido gerado, isto é, o trabalho isentrópico gerado na turbina menos o trabalho isentrópico consumido pelo compressor (ÇENGEL e BOLES, 2013):

$$\eta_{tc} = \frac{\dot{W}_{st} - \dot{W}_{sc}}{\dot{Q}_{entra}} \quad (2.13)$$

A partir da expressão 2.13, com as substituições apropriadas dos termos pelos equivalentes produtos de massa e entalpias em cada transformação, destes pelos produtos de calor específico e diferenças de temperatura e, finalmente, com artifícios matemáticos, substituições e simplificações, passando pelas relações isentrópicas já citadas nas equações 2.5 e 2.10 entre temperaturas e pressões nos processos de compressão e expansão, obtém-se a equivalência (ÇENGEL e BOLES, 2013)::

$$\eta_{tc} = 1 - \frac{1}{(rp)^{\frac{k-1}{k}}} \quad (2.14)$$

$$\text{onde, mais uma vez, } r_p = \frac{P_2}{P_1} = \frac{P_3}{P_4} = \text{razão de pressões no ciclo} \quad (2.15)$$

Ciclo Brayton Ar-Padrão Real

Nos balanços do ciclo real, também se considera escoamento de massa e energia em regime permanente, desprezam-se variações de energias potencial e cinética e consideram-se os calores específicos do ar constantes.

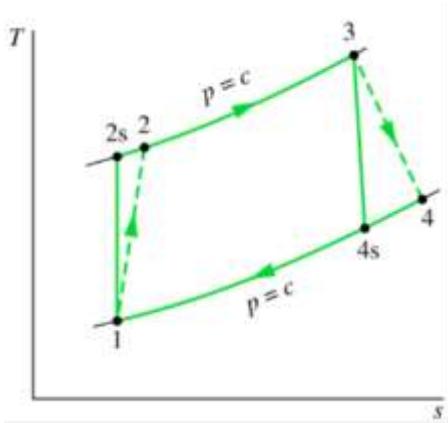


Figura 2.11- Transformações do Ciclo Brayton Ar-Padrão Real em Turbinas a Gás, com Irreversibilidades (H. D. SANTOS, 2014).

No ciclo real, entretanto, são consideradas as irreversibilidades do processo, como os atritos no compressor e na turbina, além de pequenas perdas de carga no escoamento através da câmara de combustão e entre a exaustão da turbina e a admissão de ar fresco. Mas, sendo os efeitos da perda de carga pouco notáveis nos processos de recebimento e rejeição de calor do ciclo, no equacionamento de balanço energético essas transformações serão consideradas isobáricas como no ciclo ideal, embora não o sejam totalmente.

Entretanto, as irreversibilidades na compressão e na expansão podem ser bastante consideráveis e é neste aspecto, principalmente, que se atêm as pesquisas de desenvolvimento dos projetos das turbinas e dos compressores pelos seus fabricantes.

A principal consequência dessas irreversibilidades é que o trabalho real consumido pelo compressor é maior que o isentrópico e o trabalho real produzido pela turbina é menor que o isentrópico. As eficiências isentrópicas do compressor e da turbina equivalem às relações entre o isentrópico e o real:

$$\eta_c = \frac{\dot{W}_{sc}}{\dot{W}_c} = \frac{(h_{2s} - h_1)}{(h_2 - h_1)} = \frac{T_{2s} - T_1}{(T_2 - T_1)} \quad (2.16)$$

$$\text{e} \quad \eta_t = \frac{\dot{W}_t}{\dot{W}_{st}} = \frac{(h_3 - h_{4s})}{(h_3 - h_4)} = \frac{T_3 - T_{4s}}{(T_3 - T_4)} \quad (2.17)$$

Podemos então, analogamente ao que vimos para o ciclo ideal, calcular o Trabalho Líquido Real do Ciclo Brayton como a diferença entre os trabalhos reais da turbina e do compressor.

Com os trabalhos reais:

$$\text{da equação 2.17,} \quad \dot{W}_t = \dot{W}_{st} \cdot \eta_t$$

$$\text{e da equação 2.16,} \quad \dot{W}_c = \frac{\dot{W}_{sc}}{\eta_c}$$

$$\text{temos que} \quad \dot{W} = \dot{W}_t - \dot{W}_c = \dot{W}_{st} \cdot \eta_t - \frac{\dot{W}_{sc}}{\eta_c} \quad (2.18)$$

Como essas eficiências são inerentes ao projeto de cada máquina, na prática elas devem ser sempre fornecidas pelos fabricantes. No entanto, para um estudo preliminar, eficiências isentrópicas podem ser estimadas através de equações empíricas, como função apenas da razão de pressões (Marcelo Lincoqueo Larya, 2014).

$$\eta_c = 1 - \left(0,04 + \frac{rp-1}{150} \right) \quad (2.19)$$

$$\eta_t = 1 - \left(0,03 + \frac{rp-1}{180} \right) \quad (2.20)$$

Em geral, a eficiência do compressor chega próximo a 90% e a da turbina a gás fica acima de 80% (SANTOS, H.D., 2014).

Ciclos Brayton Regenerativos, com Reaquecimento e com Inter-resfriamento

Há configurações mais complexas de ciclos Brayton com a inclusão de dispositivos adicionais de troca térmica, visando a elevar o trabalho líquido e, em alguns casos, o rendimento global (SANTOS, H.D., 2014).

- Introdução de trocador regenerador à saída da turbina, para recuperar calor dos gases de combustão contra o aquecimento do ar de combustão, reduz a quantidade de combustível necessária para aquecer o ar e, embora sem aumentar o trabalho líquido do ciclo, aumenta sua eficiência;

- Resfriamento intermediário do ar entre estágios do compressor permite aumentar o trabalho líquido do ciclo ao reduzir a potência consumida na compressão, mas à custa de maior gasto de combustível, portanto não necessariamente melhorando a eficiência do ciclo;
- Reaquecimento dos gases de combustão com queima suplementar na entrada de um estágio de baixa pressão da turbina a gás, provocando um salto de entalpia no processo de expansão, também permite aumentar o trabalho líquido, mas à custa de maior consumo de combustível, portanto não deve melhorar a eficiência.

Esses aprimoramentos, entretanto, introduzem custos e não se justificam em todos os casos.

2.4.1.2 Balanço Energético Global da Cogeração com Turbina a Gás

No balanço do turbo-compressor, o calor rejeitado na exaustão da turbina não é considerado como útil, por isso entra como perda no cálculo do rendimento em potência líquida gerada. Seu aproveitamento, entretanto, será feito em grande parte na geração de vapor pela caldeira de recuperação e desta também uma grande parte será transferida para o processo.

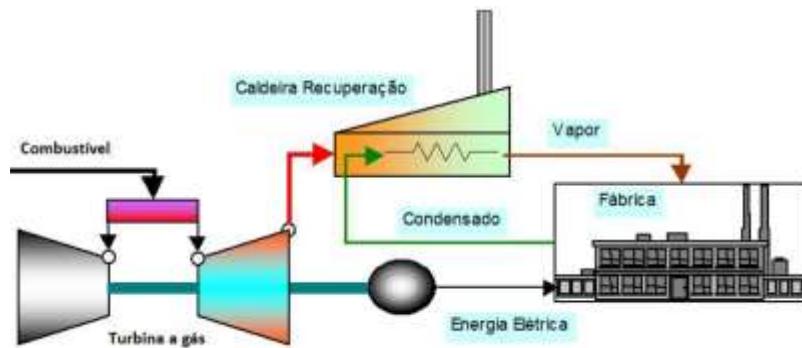


Figura 2.12 - Central de Cogeração com Turbina a Gás (ODONE, 2001)

Observa-se na prática uma eficiência em torno de 80 % na transferência de calor dos gases para a água na HRSG (NARVAEZ ROMO, 2015). Mesmo que não houvesse limitações práticas para a transferência de calor na HRSG, como a área de troca térmica, uma perda seria inevitável devido às limitações impostas à temperatura mínima de saída dos gases pelo ponto de orvalho da água, como já visto antes, para evitar corrosão.

Sendo assim, os gases de combustão à saída da chaminé da caldeira de recuperação estarão a uma temperatura T5 maior que a temperatura T1 ambiente, o que representa uma perda térmica \dot{Q}_p pela chaminé, em geral em torno de 20% do calor residual à saída da turbina a gás, \dot{Q}_{sai} , sendo então \dot{Q}_u cedido pelos gases e absorvido pela água cerca de 80% do calor residual dos gases na saída da turbina a gás.

Então,

$$\dot{Q}_{abs} \approx 80\% \dot{Q}_{sai} \quad (2.21)$$

E desse calor útil \dot{Q}_{abs} , absorvido na HRSG pelo sistema de vapor e condensado, mesmo no caso de todo o vapor gerado ser utilizado no processo e retornando à caldeira como condensado em sistema fechado, parte ainda será perdida. Há perdas no sistema de vapor e condensado como purgas obrigatórias do tubulão de vapor para controle de concentração de sais (1 a 3%), mais as perdas distribuídas em purgadores de vapor, respiro do desaerador, vazamentos, etc. (5 a 15%). E ainda há que se considerar que há perdas de calor por radiação e convecção em todo o sistema para o ambiente, que o isolamento não consegue

evitar totalmente, que podem ir de 1 a 4%. Mesmo em sistemas em que há mecanismos de minimização dessas perdas, vamos considerar que elas fiquem em torno de 10% (ANDRESSA CINTRA DA SILVA, 2013).

Assim,

$$\dot{Q}_u \approx 90\% \dot{Q}_{abs} \quad (2.22)$$

Na cogeração a gás teremos então o resfriamento isobárico dos gases dividido em duas etapas:

4-1 => Resfriamento isobárico dos gases na Caldeira de Recuperação (HRSG)

Calor residual total presente nos gases à saída da turbina a gás, em relação à temperatura de entrada do ar no ciclo:

$$\frac{\dot{Q}_r}{\dot{m}} = h_4 - h_1 = cp \cdot (T_4 - T_1) \text{ (em módulo)} \quad (2.23)$$

Calor cedido pelos gases de combustão na HRSG

Do calor residual levado com os gases quentes, parte será recuperada na HRSG como calor absorvido pela água no sistema de vapor e condensado, \dot{Q}_{abs} , levando os gases da temperatura T4 a uma temperatura T5 na saída da chaminé:

$$\frac{\dot{Q}_{abs}}{\dot{m}} = cp (T_4 - T_5) \text{ (em módulo)} \quad (2.24)$$

Calor perdido pelos gases na chaminé

Outra parte do calor residual dos gases será perdida para o ambiente, sendo T1 a temperatura ambiente:

$$\dot{Q}_p = \dot{m} \cdot cp (T_5 - T_1) \quad (2.25)$$

Calor Útil efetivamente utilizado no processo

Como já dito, cerca de 10% do calor absorvido será perdido no sistema de vapor e condensado,

$$\dot{Q}_u \approx 90\% \dot{Q}_{abs} \quad (2.22)$$

Então, $\dot{Q}_u \approx 90\% \cdot \dot{m} \cdot cp (T4 - T5) \quad (2.26)$

Finalmente, podemos calcular o rendimento energético global da cogeração pelo Fator de Utilização de Energia, para a massa \dot{m}_{comb} do combustível queimado:

$$FUE = \frac{\dot{W} + \dot{Q}_u}{\dot{m}_{comb} * PCI} \quad (2.3)$$

2.4.1.3 Variáveis de Operação e Projeto da Turbina a Gás

Razão de pressões

É fator preponderante no rendimento do ciclo Brayton, pelo aumento da temperatura de combustão, como vimos na equação 2.14:

$$\eta_{tc} = 1 - \frac{1}{(rp)^{\frac{k-1}{k}}}$$

O limite atual dessa razão em torno de 20:1 deve-se às limitações metalúrgicas e de resistência de materiais dos equipamentos (LARYA, 2014).

Temperatura de Operação

Esse é um limite importante à temperatura da fonte quente, como já discutimos, limitando o rendimento do ciclo. A temperatura é limitada pela introdução de excesso de ar ao longo da zona pós-chama ou zona de diluição na câmara de combustão, para resfriamento e proteção das pás da turbina contra superaquecimento.

Temperatura e umidade do ar ambiente e altitude do local

Quanto menor a temperatura do ar na entrada do compressor, maior sua densidade e, para um mesmo volume aspirado pelo compressor, que é volumétrico, maior a massa de ar que entra no sistema, com aumento no produto $\dot{m} * c_p$ dos gases através do compressor e da turbina e consequente aumento do trabalho líquido.

O aumento na umidade do ar traz aumento do calor específico a pressão constante, também aumentando o produto $\dot{m} * C_p$ dos gases e o trabalho líquido. Também a redução na altitude aumenta a massa de ar admitida, pelo efeito do aumento da pressão atmosférica e da densidade do ar, aumentando o trabalho líquido.

O rendimento do ciclo, entretanto, não aumenta necessariamente com o trabalho líquido nesses casos, já que mais combustível terá de ser queimado para compensar o efeito de resfriamento dos gases pelo ar em maior excesso (LARYA, 2014).

Temperatura do ar de combustão

O aquecimento do ar de combustão num trocador regenerador reduz o consumo de combustível, utilizando parte do calor de baixo nível que seria desperdiçado nos gases de combustão e, embora não aumente o trabalho líquido gerado, aumenta a eficiência do ciclo.

2.4.2 Cogeração com Turbina a Vapor

2.4.2.1 Ciclos Termodinâmicos e seus Balanços Energéticos

A geração de potência se dá através de um ciclo termodinâmico de Rankine a vapor, geralmente fechado, em que a água é o fluido de trabalho e recebe calor de uma fonte quente externa, que são os gases de combustão em uma caldeira.

Ciclo Rankine a Vapor com Superaquecimento

A versão mais simples do ciclo se dá sem o superaquecimento do vapor gerado na caldeira, mas, na prática, ele não é utilizado porque produz um vapor muito úmido à saída da turbina, com título baixo, o que pode causar erosão nas pás da

turbina. Para evitar isso, em geral se promove um superaquecimento do vapor na caldeira tal que sua expansão na turbina leve a um vapor exausto com título acima de 90 %. Este será o ciclo Rankine mais básico a ser creditado neste trabalho.

Ciclo Rankine Ideal com Superaquecimento

Nos balanços de energia do ciclo ideal considera-se escoamento de massa e energia em regime permanente, desprezam-se variações de energias potencial e cinética e assume-se que não haja irreversibilidades no processo, como atrito, perdas de carga e perdas de calor pelo isolamento térmico (ÇENGEL e BOLES, 2013).

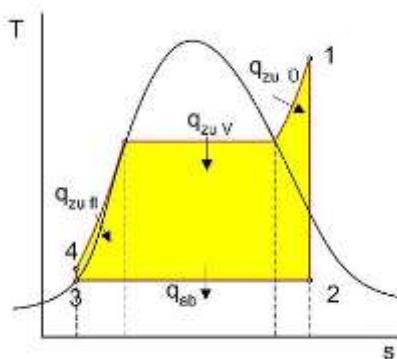


Figura 2.13 – Diagrama T x S - Ciclo Rankine a Vapor com Superaquecimento (GT2 ENERGIA, 2016)

3-4s=> Compressão do condensado

Ocorre a compressão isentrópica na bomba de condensado, com absorção de trabalho.

Trabalho absorvido pela bomba por unidade de massa de condensado \dot{m} :

$$\frac{\dot{W}_{sb}}{\dot{m}} = h_{4s} - h_3 = \dot{V} \cdot (P_{4s} - P_3) \quad (2.27)$$

onde \dot{V} = Vazão volumétrica da bomba

4s-1 => Aquecimento isobárico na caldeira, vaporização e superaquecimento

Há recebimento de calor da fonte quente a pressão constante, com aumento de temperatura, vaporização e superaquecimento, o que ocorre com aumento de entropia.

Calor fornecido na caldeira por unidade de massa de vapor \dot{m} :

$$\frac{\dot{Q}_{entra}}{\dot{m}} = h_1 - h_{4s} \quad (\text{em módulo}) \quad (2.28)$$

1-2 => Expansão isentrópica do vapor na turbina

O vapor expande até a pressão requerida, com conversão de parte do calor fornecido pela fonte quente em trabalho mecânico, à custa da redução de temperatura e pressão do vapor.

Trabalho isentrópico gerado na turbina por unidade de massa de vapor \dot{m} :

$$\frac{\dot{W}_{st}}{\dot{m}} = h_2s - h_1 \quad (\text{em módulo}) \quad (2.29)$$

2-3 => Resfriamento isobárico e condensação do vapor exausto

Ocorre com rejeição de calor residual do vapor a pressão constante para uma fonte fria de baixa temperatura, condensando-se, seja diretamente num condensador do sistema ou como fluido quente em processos na planta, com redução de temperatura e entropia, retornando ao estágio inicial.

Calor rejeitado pelo vapor no condensador ou no processo por unidade de massa \dot{m} :

$$\frac{\dot{Q}_{sai}}{\dot{m}} = h_3 - h_{2s} \quad (\text{em módulo}) \quad (2.30)$$

Sendo o rendimento do conjunto baseado no trabalho líquido gerado, isto é, o trabalho isentrópico gerado na turbina menos o trabalho isentrópico consumido pela bomba (CENGEL e BOLES, 2013):

$$\frac{\dot{W}}{\dot{m}} = \frac{\dot{W}_{st}}{\dot{m}} - \frac{\dot{W}_{sb}}{\dot{m}} \quad (2.31)$$

A eficiência térmica do ciclo Rankine Ideal (com superaquecimento) então é

$$\eta_t = \frac{\dot{W}}{\dot{Q}_{entra}} = \frac{\dot{W}_{st} - \dot{W}_{sb}}{\dot{Q}_{entra}} = \frac{(h_{2s} - h_1) - (h_{4s} - h_3)}{h_1 - h_{4s}} \quad (2.32)$$

Ciclo Rankine Real com Superaquecimento

No ciclo Rankine Real a Vapor são consideradas as irreversibilidades do processo, como pequenas perdas de carga através das serpentinas na caldeira e dos tubos do condensador, mais os atritos na turbina e na bomba.

A principal consequência das irreversibilidades é que o trabalho real consumido pela bomba é maior que o isentrópico, embora continue sendo muito pequeno, ao contrário do que ocorre no compressor de ar da turbina a gás, e o trabalho real produzido pela turbina a vapor é menor. As eficiências isentrópicas da bomba e da turbina equivalem às relações entre os trabalhos isentrópicos e os reais:

$$\eta_b = \frac{\dot{W}_{sb}}{\dot{W}_b} \quad (2.33)$$

$$\text{e} \quad \eta_t = \frac{\dot{W}_t}{\dot{W}_{st}} \quad (2.34)$$

Como essas eficiências são inerentes ao projeto de cada máquina, na prática elas devem ser sempre fornecidas pelos fabricantes.

Ciclo Rankine a Vapor com Reaquecimento

Há uma extração intermediária de todo o vapor de uma turbina de alta pressão, ou de um primeiro estágio de uma turbina multiestágios, que volta à caldeira para reaquecimento e alimenta uma segunda turbina de baixa pressão, ou um segundo estágio.

Neste ciclo há aumento do calor e do trabalho entregues, mas não aumento de rendimento, já que o calor fornecido pelo combustível também deve aumentar.

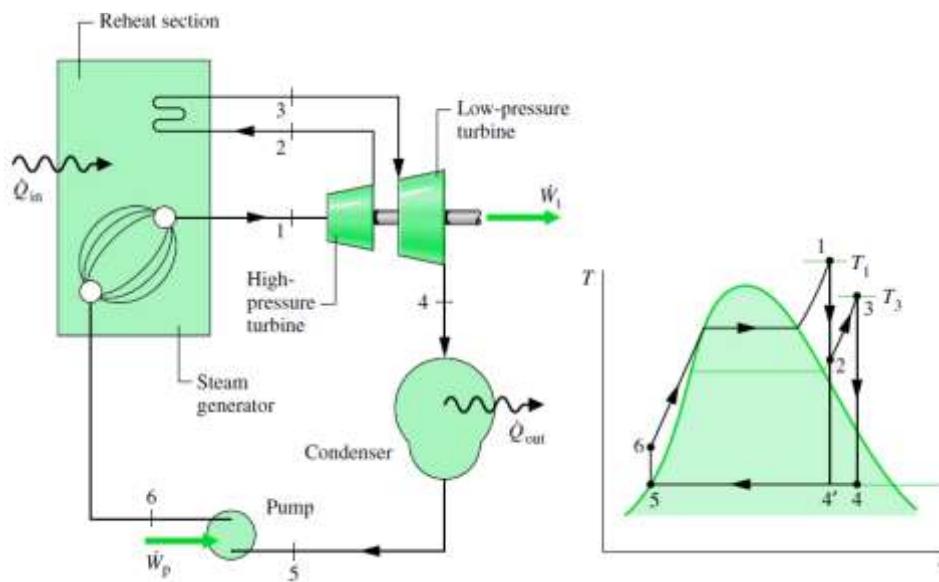


Figura 2.14 – Ciclo Rankine com Reaquecimento (STROBEL, 2012)

Ciclo Rankine a Vapor Regenerativo

São feitas extrações intermediárias para pré-aquecimento da água de alimentação da caldeira, por troca direta em câmaras de mistura ou através de superfícies de troca térmica.

Num sistema de geração de potência exclusiva, este ciclo tem rendimento térmico maior que os anteriores, pois recupera uma parte do calor que seria perdido como residual. Num sistema de cogeração, entretanto, o aumento de rendimento devido a essa recuperação térmica já existiria, mesmo que sob outra forma, como para aquecimento em outro processo da planta.

Ciclo Rankine a Vapor Regenerativo com Reaquecimento

É uma combinação dos dois arranjos anteriores, em que valem as observações já feitas sobre os processos correspondentes.

Ciclo Rankine a Vapor Supercrítico com Reaquecimento

Sendo este um ciclo projetado para a obtenção dos mais altos desempenhos, ele deve sempre incluir uma ou mais etapas de reaquecimento, para permitir a

obtenção dos maiores rendimentos térmicos e ainda com títulos altos do vapor na saída da turbina.

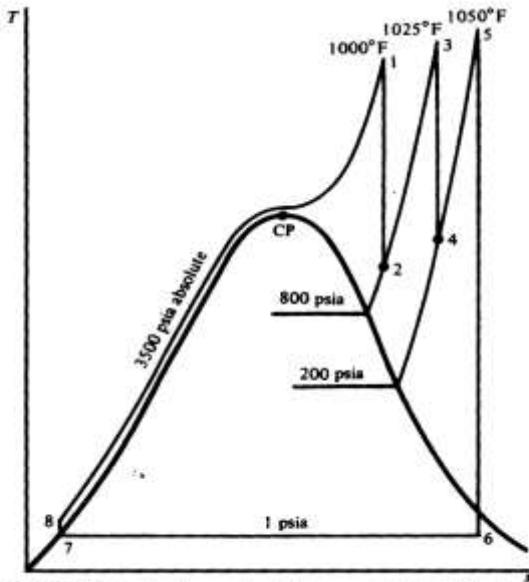


Figura 2.15 - Ciclo Rankine Supercrítico com Duplo Reaquecimento(FI – UBA – 2008)

2.4.2.2 Balanço Energético Global da Cogeração com Turbina a Vapor

No balanço do ciclo de potência Rankine, isoladamente, o calor rejeitado pelo vapor exausto da turbina não é considerado como útil, por isso entra como perda no cálculo do rendimento em potência líquida gerada. Seu aproveitamento, entretanto, será feito em grande parte pela utilização do vapor como fluido de aquecimento no processo.

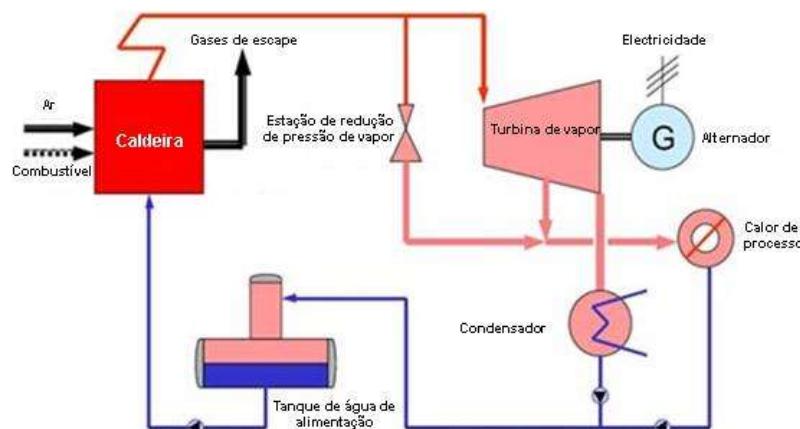


Figura 2.16 – Cogeração com Caldeira Convencional + Turbina a Vapor em Ciclo Rankine (COGEN PORTUGAL – 2016)

Entretanto, mesmo no caso de todo o vapor exausto ser utilizado no processo, com o condensado retornando à caldeira, em sistema fechado, as mesmas perdas de calor descritas no sistema de vapor e condensado da HRSG do ciclo com turbina a gás podem ocorrer neste sistema, em torno de 10%.

$$\text{Assim, } \dot{Q}_u \approx 90\% \dot{Q}_{sai} \quad (2.35)$$

Portanto, no Resfriamento isobárico do vapor exausto da turbina, etapa 2-3:

Calor residual no vapor à saída da turbina a vapor por unidade de massa
 \dot{m} :

$$\dot{Q}_{sai} = \dot{m} (h_3 - h_2) \text{ (em módulo)}, \quad (2.36)$$

Calor útil efetivamente utilizado no processo

Como já dito, cerca de 10% do calor absorvido será perdido no sistema de vapor e condensado, portanto,

$$\dot{Q}_u \approx 90\% \dot{Q}_{sai} = 90\% \cdot \dot{m} \cdot (h_3 - h_2) \text{ (em módulo)} \quad (2.37)$$

Podemos então calcular o rendimento energético global na cogeração a vapor pelo Fator de Utilização de Energia, para a massa \dot{m}_{comb} do combustível queimado:

$$FUE = \frac{\dot{W} + \dot{Q}_u}{\dot{m}_{comb} * PCI} \quad (2.3)$$

2.4.2.3 Variáveis de Operação e Projeto da Turbina a Vapor

Temperatura do vapor na entrada da turbina

Assim como já vimos para a turbina a gás, o rendimento em trabalho aumenta com o aumento da temperatura da fonte quente, que aqui também é limitada pela resistência dos materiais, mas que tem melhorado com o desenvolvimento de ligas especiais para ciclos de vapor supercríticos. Para uma mesma pressão de entrada na turbina, quanto maior a temperatura de superaquecimento, maior será o título do vapor exausto.

Pressão do vapor na entrada da turbina

Quanto maior a pressão do vapor gerado na caldeira, maior pode ser sua temperatura de saturação e de superaquecimento, portanto maior o rendimento do ciclo. Entretanto, pela configuração da curva de Temperatura x Entropia da água, quanto maior a pressão da fonte quente, menor será o título do vapor exausto após a expansão na turbina, o que poderá requerer que várias etapas de reaquecimento sejam projetadas para garantir um título mínimo próximo de 90%.

Temperatura da fonte fria

Quanto menor, maior o rendimento em potência do ciclo, mas seu limite inferior é a temperatura ambiente ou da água de resfriamento num sistema com turbinas de condensação.

Pressão do vapor na saída da turbina

Quanto menor, maior o rendimento, mas assim como o aumento da pressão na entrada, a redução na de saída leva a título mais baixo do vapor exausto. A limitação de seu mínimo, no entanto, antes de se atingir o vácuo total, é dada pela temperatura ambiente ou da água de resfriamento.

Reaquecimento de extração intermediária da turbina

Aumenta o trabalho líquido gerado e, ao mesmo tempo, aumenta o consumo de combustível, mas numa proporção tal que ainda se dá um aumento no rendimento do ciclo (embora reduzindo a energia térmica residual cogerada).

Pré-aquecimento da água de alimentação com extração da turbina (regeneração)

Reduz o consumo de combustível, para um mesmo trabalho líquido gerado, aumentando o rendimento do ciclo (embora reduzindo a energia térmica residual cogerada).

Temperatura do ar de combustão

O aquecimento do ar de combustão num trocador regenerador reduz o consumo de combustível, utilizando parte do calor de baixo nível que seria desperdiçado

nos gases de combustão e, embora não aumente o trabalho líquido gerado, aumenta a eficiência do ciclo.

2.5 Considerações na Avaliação de Aplicabilidade

A autoprodução de energia elétrica implica em custos que não são pequenos. Se a principal vantagem econômica esperada é a garantia de autossuficiência elétrica, dada a sua importância estratégica para uma dada instalação consumidora, a viabilidade está garantida.

Entretanto, se o objetivo principal for a redução de custos operacionais, zerando a conta de energia elétrica pela autoprodução, mediante um aumento no consumo de combustível em torno de 30% com a cogeração, isto pode ou não representar economia de custos, a depender da relação de preços entre as tarifas dos dois insumos na época, sujeitas a flutuações conjunturais. Isso é particularmente importante no caso da utilização do gás natural, pelo seu custo mais elevado (PATERMAN BRASIL, 2014).

Além das tarifas de combustível e eletricidade, outros fatores de incerteza num fluxo de caixa de 15 a 20 anos são as taxas de câmbio, de juros e os tributos. Esses são os fatores conjunturais que se podem tentar prever, mas não se podem controlar no longo prazo do investimento e, neles, reside a grande dificuldade da decisão.

Relação entre Demandas Térmica e Elétrica

As máquinas de potência mantêm uma relação quase constante entre energia mecânica produzida no eixo e energia térmica disponibilizada nos gases da descarga. De acordo com dados de fabricantes, essa relação é de cerca de 1:2 no caso de turbina a gás e de 1,6:1 no caso de motor a gás (PATERMAN BRASIL, 2014). Na indústria química, objeto deste trabalho, esta condição de alta demanda térmica está quase sempre presente, principalmente nos setores de refino de petróleo e indústria petroquímica.

Quanto mais próxima estiver a relação de entrega térmica/elétrica do equipamento da relação de demanda térmica/elétrica da planta, maior é a chance de que a instalação de cogeração se viabilize. Entretanto, pequenas diferenças entre a entrega de projeto da máquina principal e a demanda de uma ou outra forma de energia podem ser ajustadas através da inclusão de sistemas auxiliares, como ciclos regenerativos e/ou com reaquecimento, resfriamento entre estágios de compressão, queima suplementar na caldeira de recuperação, etc., já discutidos nas seções anteriores (PATERMAN BRASIL, 2014).

Custo do combustível por kWh em relação ao da energia elétrica da rede

Quanto mais cara a energia elétrica e mais barato o combustível, maior a margem de economias operacionais e melhores os parâmetros do investimento. Entretanto, além do custo adicional em combustível, devem ser considerados os custos fixos de um contrato de energia elétrica de back-up com a rede, a Demanda Suplementar de Energia, ou DSR, inevitável para cobrir as paradas obrigatórias de manutenção da instalação de autoprodução.

Possibilidade de Exportação para a Rede Elétrica da Concessionária

Exceto nos casos em que o combustível utilizado são resíduais, como o bagaço da cana, os subprodutos gasosos da petroquímica e do refino de petróleo ou o licor negro na indústria de papel, esse fator é muitas vezes decisivo na viabilização ou não de um investimento. Embora a conexão ao sistema elétrico seja sujeita a requisitos técnicos e burocráticos rigorosos, a geração elétrica excedente para exportação deveria ser buscada sempre que possível, pois a diferença que traz ao fluxo de caixa do investimento é muito significativa; além disso, a geração distribuída é muito bem-vinda como adicional de capacidade ao SIN.

No caso do uso de gás natural na cogeração, a viabilização econômica é bem mais difícil sem exportação de excedentes.

Constância das Demandas Térmica e Elétrica da Planta

Um turbo-gerador operando a cargas menores que a nominal tem rendimento reduzido. Por isso, quanto mais estáveis forem as demandas de energia da planta,

maior a viabilidade da cogeração. Uma alternativa para acomodar demandas elétricas variáveis é produzir energia elétrica e calor constantes numa carga de base com o sistema de cogeração e suprir a parte variável pela rede elétrica da concessionária ou, se for esse o caso, contar com outra fonte de energia térmica existente que tenha capacidade excedente (PATERMAN BRASIL, 2014).

Características de Projeto e Operacionais da Configuração Escolhida

Além do atendimento aos requisitos de capacidade, do custo da instalação e das economias previstas para sua amortização, considerações sobre outros aspectos como disponibilidade de espaço físico, prazos de entrega e montagem, requisitos e custos adicionais de mão-de-obra operacional, requisitos e custos de manutenção, durabilidade, facilidade de obtenção de sobressalentes, flexibilidade para outros combustíveis, etc., também podem vir a ser decisivas.

Diferentes configurações e equipamentos apresentam vantagens e desvantagens com relação aos aspectos citados, sendo necessário conhecê-los para ponderar os custos e benefícios de cada escolha.

2.6 Principais Fabricantes

Somente para referência, alguns dos principais fabricantes de turbinas a gás e a vapor no mundo, equipamentos de maior interesse neste trabalho, são listados a seguir.

TURBINAS A GÁS

Fabricante	Capacidades (MW)	Origem
Siemens	4 a 400	Alemanha
Dresser-Rand	1 a 30	EUA
GE-Nuovo Pignone	44 a 510	EUA
Rolls Royce	4 a 32	INGLATERRA
Mitsubishi-Hitachi	28 a 327	JAPÃO

TURBINAS A VAPOR

Siemens	0.045 a 1.900	Alemanha
Dresser-Rand	1 a 100	EUA
GE	3 a 100	EUA
Mitsubishi-Hitachi	300 a 1600	JAPÃO

Tabela 2.2 – Principais Fabricantes e Capacidades de Turbinas a Gás e a Vapor

Fonte: Dados de catálogos dos sites dos fabricantes, Março 2016.

2.7 Combustíveis Utilizados

As caldeiras utilizadas na geração de vapor para cogeração podem ser projetadas para utilizar quase todos os tipos de combustível que se pretenda, sólidos, líquidos ou gasosos.

Já as turbinas a gás e os motores de combustão interna utilizam somente combustíveis líquidos, como gasolina e óleo diesel, ou gasosos, como gás natural e GLP, mas requerem que sejam limpos e que sua queima gere poucas cinzas.

Entre todos os outros, o combustível que reúne as melhores características energéticas e ambientais é o gás natural. Segundo PATERMAN, se o século XIX foi o do carvão e o século XX o do petróleo, o século XXI será o do gás natural. No Brasil, especialmente, as enormes reservas descobertas de gás associado nos poços do pré-sal só confirmam essa previsão.

2.8 Aspectos Ambientais

O uso das tecnologias de cogeração faz parte de políticas mundiais de racionalização energética, porque permite aproveitar como útil o dobro da energia primária de um combustível em relação ao entregue em sistemas de geração exclusiva de energia eléctrica, permitindo com isso não só reduzir o ritmo de esgotamento dos recursos energéticos do planeta, mas também reduzir significativamente as emissões de gás carbônico para atmosfera.

Outro adicional de eficiência energética da cogeração diz respeito à sua forma distribuída de geração, eliminando as perdas de energia nas longas linhas de transmissão da geração centralizada, que são bastante significativas.

Entretanto, alguns consideram que a autoprodução de energia, quando aplicada ao setor terciário, isto é, comercial e de serviços, só tem chance de reduzir emissões globais em relação à geração centralizada quando substitui combustíveis mais poluentes da geração centralizada, como carvão e óleo combustível, utilizando um bem menos poluente como o gás natural. Isto porque a autoprodução no setor terciário, pelas menores capacidades, trabalha com eficiências menores que a autoprodução industrial e a geração centralizada. Ainda, a autoprodução dentro dos grandes centros introduz um poluente onde ele não existia, embora diluindo um pouco seus efeitos pela geração distribuída (PATERMAN BRASIL, 2014).

O uso do gás natural, sempre que possível, garante a queima mais eficiente que se pode obter de um combustível fóssil e mais limpa com relação aos óxidos de enxofre e particulados emitidos por outros combustíveis. Nas turbinas a gás, entretanto, há que se cuidar para minimizar a formação de óxidos de nitrogênio (NOx), utilizando queimadores especiais com injeção de vapor na zona de chama, pois a grande quantidade de ar em excesso na queima do gás natural nessas turbinas tende a favorecer a formação de NOx (PANTANAL ENERGIA, 2016).

2.9 Dificuldades e Entraves Atuais

A principal dificuldade atual, como vimos no item 2.5, são as incertezas quanto às economias líquidas no fluxo de caixa do investimento, devidas principalmente a flutuações conjunturais nas relações entre as tarifas de eletricidade e o preço dos combustíveis utilizados, e o custo elevado das instalações. Isso dificulta a amortização do investimento e reduz a confiança do setor financeiro para concessão de crédito.

O custo elevado das instalações deve-se em grande parte ao fato dos equipamentos serem em sua maioria importados. Disso decorrem os impostos de importação, as taxas de frete, as incertezas do câmbio, os longos prazos de

entrega, a dificuldade na obtenção de peças de reposição, a dificuldade de treinamento da mão-de-obra de operação e manutenção, etc..

Outra grande dificuldade é obter conexão com a rede elétrica em paralelismo para exportação de energia excedente, pelos requisitos de segurança, burocracia no processo e falta de clareza nas regras técnicas e de divisão de responsabilidades com a concessionária. Em grande parte dos casos, essa venda de excedentes representa a diferença entre viabilizar ou não o investimento.

E todas as dificuldades mencionadas concorrem ainda para outra: a falta de conhecimento a respeito e de divulgação da cogeração como alternativa de eficiência energética, mesmo entre profissionais das áreas de geração de utilidades na indústria e das empresas de engenharia de projetos, o que faz com que a cogeração seja pouco frequentemente colocada sequer como uma opção para estudo.

3 ENERGIA ELÉTRICA E COMBUSTÍVEIS NO BRASIL

3.1 Estrutura do Setor Elétrico

O atual Modelo do Setor Elétrico Brasileiro foi promulgado em 2004 pelo Governo Federal, para reestruturar o setor e garantir a segurança no fornecimento elétrico e sua modicidade tarifária.

O setor elétrico é gerenciado através da estrutura organizacional apresentada na Figura 3.1 abaixo:

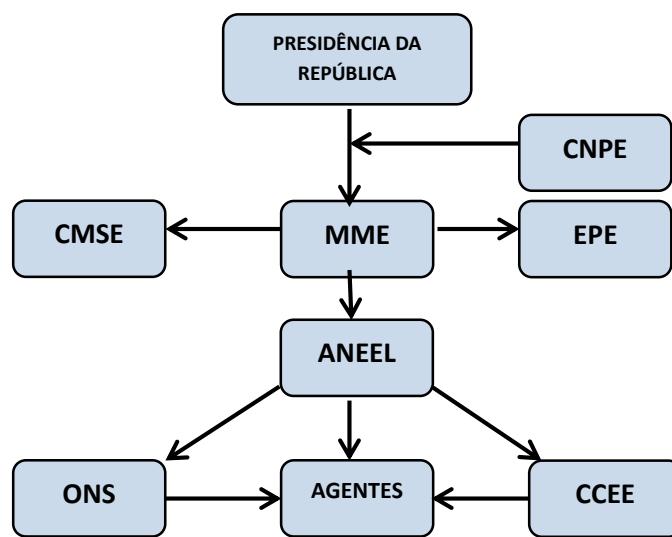


Figura 3.1 - Estrutura organizacional e os agentes do setor elétrico brasileiro (ANEEL, 2016)

CNPE – Comitê Nacional de Política Energética

Assessora a Presidência da República na formulação de políticas nacionais e diretrizes na área de energia, visando ao melhor aproveitamento dos recursos energéticos do país, à revisão periódica de sua matriz energética e à criação de programas com fins específicos.

MME - Ministério das Minas e Energia

É encarregado de formular, planejar e implantar as ações de governo no âmbito da política energética nacional, para garantir o equilíbrio entre oferta e demanda de energia, através de poder concedido pelo Governo Federal.

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

Tem a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletro-energético em todo o território nacional, sob a coordenação direta do MME.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

Executa estudos setoriais e pesquisas para subsidiar o planejamento do setor energético. É uma empresa pública vinculada ao MME.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

Órgão que regula e fiscaliza a produção, transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica no país, como delegado do poder concedente, o governo federal, através do MME, de acordo com as políticas e diretrizes do Governo Federal.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

Atuando sob a regulação e fiscalização da ANEEL, tem por função coordenar e controlar as operações de geração e transmissão de energia no âmbito do Sistema Interligado Nacional (SIN). É responsável pela operação física do sistema e pelo despacho centralizado de energia elétrica, através do balanço constante e instantâneo entre tudo o que é produzido e consumido. A ONS é pessoa jurídica de direito privado sem fins lucrativos.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Também atuando sob regulação e fiscalização da ANEEL, é responsável operar a comercialização de energia elétrica no SIN, viabilizando e administrando os contratos de compra e venda de energia elétrica, sua contabilização e liquidação, tanto no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) quanto no Mercado Livre de Energia (ML). Também é pessoa jurídica de direito privado sem fins lucrativos.

AGENTES - Geradoras, Transmissoras, Distribuidoras e Comercializadoras de Energia Elétrica

As atividades diretamente ligadas à produção e ao transporte de energia elétrica são exercidas pelos demais agentes do setor. Embora permissionárias e reguladas pelos agentes públicos, são esses outros agentes que fazem a efetiva prestação de serviços aos usuários.

3.2 Mercados de Energia Elétrica

Mercados de Comercialização de Energia Elétrica

A energia elétrica é comercializada no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e no Mercado Livre de Energia (ML). A energia em si é a mesma nos dois mercados, tem a mesma qualidade, pois é injetada ou provém da mesma rede de distribuição nos dois casos; também é a mesma a segurança de fornecimento na quantidade contratada por consumidores livres ou cativos. A diferença está apenas na forma de contratação e nas tarifas praticadas.

Mercado Cativo ou Ambiente de Contratação Regulada ou (ACR)

No Mercado Regulado, o Distribuidor é o fornecedor compulsório. A tarifa é regulada e isonômica em função da classe do consumidor (A1, A2, A3 e A4), e é resultante da composição de preços nos contratos de longo prazo das distribuidoras.

Mercado Livre de Energia (ML)

No Mercado Livre, geradores, autoprodutores, consumidores livres, comercializadores, importadores e exportadores de energia negociam livremente as condições de contratação como quantidade, preço e prazo.

Para o consumidor livre, as tarifas pela energia consumida (kWh ou MWh) e pela demanda contratada (kW ou MW) são negociadas livremente, mas as tarifas pelo uso das redes de transmissão e distribuição (TUST e TUSD) cobradas pelas empresas prestadoras têm valores equivalentes aos pagos pelos consumidores cativos.

Leilões de Energia no Ambiente de Contratação Regulada

São processos licitatórios promovidos pela CCEE, por delegação da ANEEL, para contratação da energia elétrica necessária ao atendimento da demanda futura, que ocorrem somente no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

Na chamada para o leilão, a ANEEL estabelece a quantidade de energia requerida e o prazo de início de fornecimento; as empresas geradoras interessadas

apresentam seus projetos para atender a demanda e prazos, com suas tarifas de energia dentro do valor máximo estabelecido.

As empresas geradoras vencedoras são aquelas que oferecem a menor tarifa pela energia contratada, ou seja, o maior deságio em relação ao valor máximo estabelecido; estas então celebram Contratos de Comercialização de Energia Elétrica em Ambiente Regulado (CCEAR) com os agentes distribuidores, que compram a energia de acordo com suas necessidades, para entrega no ano de início de suprimento estabelecido.

Garantia Física ou Energia Assegurada

É a máxima carga a ser suprida por contrato pelo Gerador ao SIN, sob uma porcentagem máxima de risco de não atendimento que depende do tipo de empreendimento. O risco admissível para usinas hidrelétricas e termelétricas, incluindo as de cogeração, é de 5%; o de uma planta de geração eólica, somente para comparação, é atualmente de 50%.

A Garantia Física de uma usina corresponde à fração a ela alocada da Garantia Física do Sistema Interligado Nacional no planejamento de longo prazo. Na comercialização de energia, a garantia física é a quantidade de energia que a usina pode comprometer em contratos de venda, que representa sua energia disponível e considera explicitamente a porcentagem de risco de déficit.

3.3 Geração Distribuída e sua Regulamentação no Brasil

Segundo a ANEEL, estímulos à geração distribuída se justificam pelos potenciais benefícios que a modalidade pode trazer ao sistema elétrico; entre eles, adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, baixo impacto ambiental, redução no carregamento das redes, minimização das perdas, atendimento de pontos isolados e diversificação da matriz energética.

Alguns dos principais itens de interesse na regulação do setor elétrico aplicáveis à geração distribuída são resumidos a seguir.

Decreto Federal 2.003 de 1996

- Regulamenta a produção de energia elétrica por Autoprodutor e também comercialização por Produtor Independente;

Lei Federal Nº 10.848 de 2004

- Regulamenta a contratação de energia de geração distribuída pelas concessionárias distribuidoras e o limite de repasse para a tarifa de seus consumidores até o limite do Valor de Referência (VR).

Decreto Federal 5.163 de 2004

- Define Geração Distribuída como sendo a produção de energia elétrica por empreendimentos conectados diretamente ao sistema de distribuição do comprador, exceto aqueles provenientes de:
 - Hidrelétricos com potência instalada superior a 30 MW;
 - Termelétricos, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a 75%.

Resolução Normativa ANEEL nº 235 de 2006

- Estabelece os requisitos para reconhecimento de centrais de cogeração como qualificada para efeito da participação nas políticas de incentivo ao uso racional de recursos energéticos;
- Os requisitos da Cogeração Qualificada estão relacionados à rationalidade energética da instalação geradora por atendimento às seguintes relações entre seus parâmetros específicos, em valores médios no ano:

$$\frac{Et}{Ef} \geq 15 \% \quad e \quad \frac{Et}{Ef \cdot x} + \frac{Ee}{Ef} \geq Fc \%$$

Onde:

Ef = Energia recebida da fonte primária, com base no PCI (kWh/h médios)

Ee = Energia Eletromecânica líquida entregue (kWh/h médios)

Et = Energia Térmica líquida entregue (kWh/h médios)

Fc % = Fator de Cogeração aplicável, de acordo com Tabela 3.1 abaixo

X = Fator de Ponderação aplicável, de acordo com Tabela 3.1 abaixo

POTÊNCIA	X	Fc
----------	---	----

DERIVADOS DO PETRÓLEO	$P \leq 5 \text{ MW}$	2,14	41
	$5 < P \leq 20$	2,13	44
	$P > 20 \text{ MW}$	2,00	50
DEMAIS COMBUSTÍVEIS	$P \leq 5 \text{ MW}$	2,50	32
	$5 < P \leq 20$	2,14	37
	$P > 20 \text{ MW}$	1,88	42
CALOR RECUPERADO DO PROCESSO	$P \leq 5 \text{ MW}$	2,60	25
	$5 < P \leq 20$	2,17	30
	$P > 20 \text{ MW}$	1,86	35

Tabela 3.1 – Valores de X e F_c em função da potência instalada e do combustível utilizado na Cogeração Qualificada. Dados da Resolução Normativa Nº 235 da ANEEL de 2006.

Resolução Normativa 304 de 2008

- Altera os dispositivos da RN Nº 371 de 1999, que regulamenta a contratação de Reserva de Capacidade (RC) por autoprodutor ou produtor independente.

Resolução Normativa Nº 345 de 2008 - PRODIST

- Em 2008 foi promulgado o PRODIST, que integra o quadro regulatório e estabelece, para os sistemas de distribuição, os requisitos técnicos e responsabilidade dos agentes para conexão, acesso, manutenção, planejamento de expansão, operação, medição, perdas e qualidade da energia. Elaborado em diversas etapas, o PRODIST é composto de 8 módulos:

Módulo 1	Introdução
Módulo 2	Planejamento de Expansão da Distribuição
Módulo 3	Condições para Conexão
Módulo 4	Procedimentos Operativos
Módulo 5	Medição
Módulo 6	Informações Requeridas e Obrigações
Módulo 7	Condições Gerais
Módulo 8	Qualidade da Energia Elétrica

Tabela 3.2 – Módulos do PRODIST. Fonte: RN Nº 345/2008 da ANEEL

Resolução Normativa ANEEL nº 482 de 2012

- Cria a microgeração e a minigeração distribuídas, em que o consumidor passa a poder gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada, inclusive fornecendo o excedente para a rede de distribuição local, mas não para comercialização, podendo somente ser compensada na forma créditos para desconto de consumos futuros nas faturas dos próximos meses;
- Define Microgeração Distribuída como central geradora com potência instalada até 75 quilowatts (KW), conectada à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
- Define Minigeração Distribuída como aquela com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW (sendo 3 MW para a fonte hídrica), conectada à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Resolução Normativa ANEEL nº 666 de 2015

- Substituindo a RN Nº 371 de 1999, regulamenta a contratação de uso do sistema de transmissão em caráter permanente, temporário, flexível e em reserva de capacidade, além das formas de estabelecimento dos encargos correspondentes.

Lei Federal Nº 13.203 de 2015

- Introduz o Valor de Referência Específico (VRES), calculado pela EPE e aprovado pelo Ministério das Minas e Energia, considerando condições

técnicas e a fonte utilizada na GD, e estabelece que as distribuidoras passem a ter autorização para repassar às tarifas de seus consumidores os custos de contratação da geração distribuída até o limite do maior valor entre o VR e o VRES;

- Estabelece que empreendimentos de cogeração qualificada tenham desconto a ser estipulado pela ANEEL, não inferior a 50%, sobre as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (TUSD), incidindo na produção e no consumo de energia dos empreendimentos, comercializada ou destinada a autoprodução, desde que a potência injetada na rede esteja entre 30 MW e 300 MW, e também desde que resultantes de leilão de compra de energia a partir de 01/01/2016 ou com autorização de operação a partir dessa data.

Resolução Normativa Nº 687 de 2015,

Vigorando desde Março de 2016, altera a Resolução Normativa Nº 482 de 2012, incluindo:

- Empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras com medições independentes (condomínio), com a unidade geradora e as consumidoras localizadas num mesmo endereço ou áreas contíguas;
- Geração compartilhada por meio de consórcio ou cooperativa, com unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras com as quais compartilha a energia excedente gerada, dentro de uma mesma área de concessão;
- Autoconsumo remoto, com geração num local e unidades consumidoras em outro, pertencentes a uma mesma pessoa física ou jurídica.
- Para fins de compensação, os créditos de energia ativa excedente injetada à rede pela unidade consumidora passam a ter validade de 60 meses;
- Determina que as distribuidoras revisem as normas técnicas que tratam do acesso de microgeração e minigeração distribuída, utilizando como referência o Módulo 3 do PRODIST.

Portaria Nº 538 de 2015

- Cria o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica, o ProGD;
- Estabelece Valores de Referência Específicos (VRES) para compra de energia de empreendimentos de geração distribuída em função da fonte:
 - R\$ 450 / MWh de fonte fotovoltaica;
 - R\$ 329 / MWh de cogeração a gás natural
- Os empreendimentos em questão devem
 - Estar conectados à rede da distribuidora através de instalações de unidades consumidoras;
 - Ter capacidade instalada menor ou igual à potência disponibilizada pela unidade consumidora, limitada ao máximo de 30 MW;

3.4 Tarifas de Eletricidade

No Brasil, as unidades consumidoras são classificadas em dois grupos tarifários, de acordo com seu nível de tensão de alimentação e, em consequência, do nível de demanda (kW). Somente o grupo A, de média e alta tensão, se aplica à indústria; o grupo B inclui os consumidores residenciais em baixa tensão.

O grupo A é subdividido em subgrupos por nível de tensão:

Alta Tensão: A1 - 230 kV ou mais
 A2 - 88 kV a 138 kV

Média Tensão: A3 - 69 kV
 A3a - 30 kV a 44 kV
 A4 - 2,3 kV a 25 kV

O faturamento é baseado na aplicação de uma tarifação binômia, composta de consumo (kWh) e demanda de potência (kW), em três modalidades tarifárias:

- Verde: Tarifas por consumo (kWh) variáveis com horários do dia e época do ano (horossazonais); tarifa por demanda (kW) única;
- Azul: Tarifas tanto por consumo (kWh) quanto por demanda (kW) variáveis com horário do dia e época do ano (horossazonais);

- Convencional: Tarifas fixas tanto por consumo (kWh) quanto por demanda (kW), esta sendo a contratada (mínimo) ou a real registrada.

Definições (ELETROPAULO, 18/04/2016):

Ultrapassagem de Demanda Contratada

Parcela da demanda registrada que supera o valor da contratada, a partir de um limite de tolerância que, para os subgrupos A1 e A2, é de 5%, sobre a qual se aplica uma tarifa igual a duas vezes a tarifa regular de demanda por kW.

Horário de Ponta ou de Pico

Período de três horas consecutivas adotado dentro do intervalo entre 17h00 e 22h00, de segunda a sexta-feira, incluindo feriados. A AES Eletropaulo adota normalmente em sua área o intervalo entre 17h30 às 20h30. Durante o horário de verão, entretanto, esse intervalo passa a ser de 18h30 às 21h30,

Horário Fora de Ponta

Período de 21 horas diárias complementares ao horário de ponta de segunda à sexta-feira, mais os sábados e domingos.

Período Seco

Intervalo de sete meses consecutivos abrangidos pelas leituras de maio a novembro.

Período Úmido

Intervalo de cinco meses consecutivos abrangidos pelas leituras de dezembro a abril do ano seguinte.

Bandeira Tarifária

Desde janeiro de 2015, as contas de energia são faturadas de acordo com o Sistema de Bandeiras Tarifárias, segundo a Resolução Normativa nº. 547/13 da ANEEL. As bandeiras verde, amarela e vermelha indicarão se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade. O acionamento de cada bandeira é sinalizado mensalmente pela ANEEL de acordo

com informações prestadas pelo ONS sobre a capacidade de geração de energia elétrica do país, para aplicação a partir do primeiro dia do mês subsequente à data de divulgação.

Bandeira Verde: sem valor adicional cobrado sobre o consumo de energia; aplicada quando as condições de geração de energia estão favoráveis;

Bandeira Amarela: valor adicional de R\$ 0,015 por kWh consumido, aplicado quando as condições de geração de energia estão menos favoráveis.

Bandeira Vermelha: dois valores possíveis, em função da criticidade das condições de geração de energia:

Patamar 1: valor adicional de R\$ 0,030 por kWh consumido;

Patamar 2: valor adicional de R\$ 0,045 por kWh consumido.

Impostos e Tributos a Incluir

ICMS – Para consumidor industrial, tem alíquota de 18% calculada "por dentro", isto é, o montante do imposto integra sua própria base de cálculo:

$$ICMS (R\$) = Fornecimento (R\$) \times \frac{1}{(1-0,18)}$$

PIS/COFINS – A carga tributária dita "apurada" (CTa) é calculada "por dentro" e incidindo também sobre a alíquota do ICMS de 18%, com base numa carga tributária de base (CT) divulgada mensalmente, com pequenas variações mensais.

$$CTa = \frac{CT}{1-(0,18+CT)}; \quad PIS/COFINS (R\$) = Fornecimento (R\$) * CTa$$

ECE/Cosip - Contribuição para custeio do serviço de iluminação pública

$$ECE (R\$) = Consumo (kWh) \times 0,0035 (R\$/kWh)$$

Apenas como exemplo, para instalações consumidoras do grupo A2 no Estado de São Paulo, as tarifas cobradas pela energia consumida e pelo uso do sistema de distribuição da concessionária AES Eletropaulo, em Abril de 2016, estão a seguir:

Tarifas de Energia Elétrica - Eletropaulo Grupo A2 Azul (Impostos e Tributos não Inclusos)						
	TUSD		Consumo de Energia por Bandeira (kWh)			
	Por Demanda (R\$/kW)	Por Energia (R\$/kWh)	Verde	Amarela	Vermelha 1	Vermelha 2
Na Ponta	6,09	0,07091	0,36024	0,3752	0,3902	0,4052
Fora de Ponta	3,83	0,07091	0,22596	0,2410	0,2560	0,2710
Ultrapassagem de Demanda na Ponta	12,18	-	-			
Ultrapassagem de Demanda Fora de Ponta	7,66	-	-			
Energia Reativa Excedente	-	-	0,23715			

Tabela 3.3 – Tarifas de Eletricidade para o Grupo A2 Azul
Fonte: AES ELETROPAULO – Abril 2016

3.5 Perspectivas Futuras e a Segurança Energética

Os Planos Decenais elaborados pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) constituem alguns dos principais instrumentos de planejamento da expansão eletro-energética no país, ao sinalizar as projeções de crescimento econômico do país, as tendências de demanda de energia e as necessidades de expansão da oferta e de diversificação da matriz energética.

Extraídas do mais recente Plano Decenal de Expansão de Energia publicado até este momento, o PDE 2024, da Empresa de Pesquisa Energética do Ministério de Minas e Energia, algumas informações relevantes são apresentadas a seguir.

Crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) Brasileiro

- Para o período entre dezembro de 2014 e dezembro de 2024, projeta-se crescimento médio anual do PIB de 3,2% ao ano.

Planejamento da Expansão do SIN (PDE 2024)

- O critério econômico considerado é o de igualdade entre o Custo Marginal de Operação (CMO) e o Custo Marginal de Expansão (CME), com valor de R\$ 139/MWh;

- O critério de segurança adotado é o risco de déficit de 5% em cada subsistema do SIN, considerando-se todos os cenários hidrológicos simulados;
- A partir de 2019, são esperados déficits por oferta inferior à demanda de ponta, principalmente no Sul e no Sudeste, indicando a necessidade de oferta adicional;
- O risco de déficit de potência deve aumentar após 2021 e superar os 5% em 2022, especialmente nos meses secos e de maior demanda, no Sul e no Sudeste;
- No atual ciclo de planejamento utilizou-se custo do déficit de R\$ 3.150/MWh e taxa real de desconto de 8% ao ano;
- Simulações são feitas em modelo de otimização do despacho hidrotérmico desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, considerando a energia natural afluente (ENA) de 2.000 cenários hidrológicos sintéticos, sem tendência hidrológica e com mecanismo de aversão ao risco (CVaR).

Sistemas de Transmissão

- O PDE 2014 indica a necessidade de novas interconexões e expansões de capacidade em trechos do SIN, levantados de acordo com estudos e recomendações da EPE para o período de 2015-2024.

Capacidade Elétrica Instalada

- A capacidade total instalada dos empreendimentos de geração elétrica do SIN, não incluindo a autoprodução, totalizava quase 133 GW em dezembro de 2014 e deverá evoluir para 206 GW ao fim de 2024;
- Do total de 133 GW do SIN em 2014, 67% estão em hidrelétrica (incluindo 5% importados da parte paraguaia de Itaipu), 15% em térmica, 16% em outras renováveis e 2% em nuclear;
- No período entre 2015 e 2024, a capacidade de geração hidráulica aumentará de 90 GW para 117 GW;

- A capacidade termelétrica de 21 GW instalada no SIN ao fim de 2014, excluindo as usinas a biomassa, deve aumentar para 33 GW até 2024 com usinas a gás natural, com custo de valor unitário (CVU) igual ao teto de R\$ 250/MWh;
- A capacidade nuclear instalada aumentará para 3,4 GW (Janeiro de 2019) com a implantação da usina de Angra 3, com capacidade de 1,4 GW e contratação já autorizada;
- As usinas eólicas, as termelétricas movidas a biomassa (na maioria bagaço de cana), as PCHs e as usinas solares devem registrar expansão média anual de 10%, com destaque para as usinas eólicas que devem alcançar 24 GW ao fim de 2024;
- Para a energia solar fotovoltaica, há previsão de alcançar 7 GW ao fim do período, atingindo participação de 3,3% na capacidade instalada total do SIN.

Demanda e Consumo Elétrico

- A carga elétrica (demanda instantânea de potência) total deve crescer à taxa média de 3,8% ao ano, passando de 65,3 GW médios em 2015, para 94,5 GW médios em 2024;
- Incluindo a autoprodução, o consumo de energia elétrica dentro e fora da rede elétrica crescerá no período a uma taxa média de 4,2% a.a., maior que o crescimento médio esperado do PIB;
- O consumo elétrico na rede, isto é, excluindo a autoprodução, terá taxa média de crescimento de 3,9% ao ano, partindo de 426 TWh em 2014 e atingindo consumo anual total de 692 TWh ao fim de 2024.

Fontes de Energia

- O PDE 2024 prevê crescimento das fontes renováveis na **matriz energética** brasileira de 39,4 % em 2014 para 45,2 % em 2024;
- Na **matriz elétrica**, as renováveis (incluindo a hidráulica) deverão passar de 78% em 2014 para 86% em 2024, com maior destaque para a energia eólica passando de 2% em 2014 para 8% em 2024;

- Excluindo a fonte hidráulica, a participação das outras fontes renováveis na capacidade instalada do SIN deverá passar de 16% no início de 2015 para 27% em dezembro de 2024;
- Excetuando-se o gás natural, continua a queda da participação dos derivados de petróleo no consumo final de energia, de 43,1% em 2015 para 40,7% em 2024;
- Destaca-se o aumento da participação relativa da eletricidade no consumo final de energia, de 17% para 19,2% entre 2015 e 2024, principalmente por causa do consumo advindo de autoprodução em setores como celulose, sucroalcooleiro e exploração e refino de petróleo;
- O consumo de biocombustíveis líquidos (etanol e biodiesel) aumenta sua participação relativa no consumo total de energia de 7,0% em 2015 para 7,4% em 2024.

Autoprodução Elétrica

- A autoprodução terá expansão de 6,2% ao ano, atingindo 98 TWh em 2024;

Eficiência Energética

- As projeções de demanda de energia já incorporam a economia de energia estimada por adoção de práticas de eficiência energética;
- No consumo de combustíveis, a economia por eficiência em 2024 será equivalente a 255 mil barris/dia de petróleo, ou aproximadamente 12% do consumo médio de petróleo no País em 2014;
- Por eficiência elétrica, a economia estimada será de 44 TWh em 2024, que seria a geração anual de uma hidrelétrica com potência instalada de 11,7 GW, equivalendo, por exemplo, à parte brasileira da UHE Itaipu mais a UHE Xingó.

3.6 Conexão à Rede Elétrica e Integração da Cogeração ao SIN

As redes elétricas podem ser instalações de transmissão ou de distribuição. As primeiras interligam grandes centros de produção e de carga, formando a Rede Básica do SIN, operando em tensões de 230 kV a 750 kV; as últimas fazem o suprimento dos centros urbanos em tensões de 69 kV a 127 kV (BARJA, 2006).

Conexão à Rede Elétrica e Contratação de *Back-up* da Rede

Como a central de cogeração pode ter que parar, seja por falha ou por manutenção programada, é necessário manter a conexão existente ou prever conexão com a rede da concessionária ao menos para compra de energia de back-up, com a instalação de um painel de sincronismo entre o gerador da central e o barramento de entrada da rede que permita a passagem de uma fonte à outra sem interrupção no suprimento da unidade consumidora (PATERMAN BRASIL, 2014).

A conexão pode ser feita à rede básica, ou seja, à rede de transmissão acima de 230 kV, ou à rede de distribuição, entre 69 kV e 127 kV, e requer contrato específico. No primeiro caso, é celebrado um Contrato de Conexão à Transmissão (CCT) com a concessionária proprietária e o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) com o ONS. Para conexão à rede de distribuição, é celebrado um Contrato de Conexão à Distribuição (CCD) e um Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) com a concessionária proprietária. Caso a cogeração se qualifique ao despacho centralizado no SIN, deverá ser firmado também o Contrato de Conexão à Transmissão com o ONS, mesmo que a conexão se dê na rede de distribuição (BARJA, 2006).

Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão e Distribuição

O contrato de uso é feito para Reserva de Capacidade (RC) de uma demanda máxima de potência especificada em MW, a ser consumida ou injetada na rede pela instalação geradora. Sobre essa potência é que se aplica uma tarifa de uso, CUST ou CUSD, conforme o caso. Em caso de ultrapassagem da demanda contratada acima da tolerância de 5%, há cobrança de penalidade sobre o valor excedente.

Entretanto, a energia em kWh a ser consumida em caso de utilização da reserva de demanda, o cogerador é livre para contratar de quem desejar, entre o Ambiente

de Contratação Livre, o Mercado de Curto Prazo ou pela tarifa de emergência da própria distribuidora.

No caso da conexão ser feita a uma instalação de transmissão, a remuneração pela reserva de capacidade é a Taxa de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST). Já quando a unidade geradora se conecta a uma rede elétrica de distribuição, a remuneração é a Taxa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD). A TUSD tem valor mais alto, por incluir remuneração pelo uso dos dois tipos de rede.

Paralelismo com a Rede Elétrica

O processo de paralelismo de um gerador com outros geradores ou com a rede elétrica da concessionária, também conhecido como sincronização, é utilizado na geração elétrica para permitir integração de diferentes circuitos de geração e distribuição elétrica, garantindo redundância e maior confiabilidade. Um gerador de corrente alternada pode ser conectado a uma rede de distribuição elétrica já energizada, ajustando-se sua tensão terminal e frequência através de ajustes de excitação e velocidade. (DOMINGUES JUNIOR, 2013).

Atualmente, o processo é feito com a ajuda de relés de sincronização e controladores de velocidade e tensão automáticos, com as funções liga e desliga de rede e gerador sendo comandadas por um sistema de controle com sensores de tensão e frequência trifásicos, tanto do gerador quanto da rede, com parâmetros ajustáveis, incluindo tempo de confirmação de falha. Mediante detecção e confirmação da falha na geração, uma chave reversora ou de transferência abre o contato com o circuito de geração e fecha o contato de alimentação da rede (PERFECTUM ENGENHARIA).

Na sequência de eventos, o gerador é trazido até a velocidade síncrona aproximada, atuando-se nas válvulas de controle de fluxo do fluido de trabalho, isto é, de combustível para motor ou turbina a gás, ou de vapor para turbina a vapor, controlando a rotação da máquina que aciona o gerador. A tensão do gerador é controlada dentro de valores estipulados para o sincronismo através de um regulador de tensão automático sendo gerenciado pelo controlador de sincronismo (DOMINGUES JUNIOR, 2013).

Para proteção contra conexão fora de sincronismo de uma máquina a um sistema energizado, um relé de verificação de sincronismo impede o fechamento do disjuntor do gerador fora dos parâmetros de segurança definidos, desconectando o gerador que não esteja atendendo aos requisitos de sincronismo e paralelismo, garantido assim a estabilidade do sistema. Grandes mudanças na frequência e tensão do sistema podem causar falhas nos circuitos de geração e distribuição. (DOMINGUES JUNIOR, 2013).

A transferência de uma fonte à outra pode ser instantânea, com aplicação brusca da carga, ou em rampa de carga, sendo esta última possível somente quando as duas fontes estão presentes e normais, quando a transferência de fontes é programada. (PERFECTUM ENGENHARIA).

Quando aplicável, a transferência com rampa de carga é feita na condição de transição fechada, em paralelo com a rede, durante um tempo programado. O sistema de transferência precisa monitorar, através de transformadores de corrente, a energia circulante e atuar sobre o sistema de controle da máquina de potência que aciona o gerador elétrico. Sua utilização requer proteções definidas pela concessionária local (PERFECTUM ENGENHARIA).

3.7 Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis no Brasil

Petróleo

Petróleo do Pré-Sal é o nome dado às reservas de hidrocarbonetos em rochas calcárias que se localizam abaixo de camadas de sal, em profundidades de 5 a 7 mil metros abaixo do nível do mar. Para extrair o óleo e o gás da camada pré-sal, é necessário ultrapassar uma lâmina d'água de mais de 2.000 metros, uma camada de 1.000 metros de sedimentos e outra de aproximadamente 2.000 metros de sal. É um processo complexo e que demanda tempo e dinheiro (BRASIL ESCOLA, 26/04/2016).

O aumento esperado na produção de petróleo e gás natural dependerá da realização de vultosos investimentos nas atividades de E&P, em torno de R\$ 770

bilhões. Para o período 2015-2024, prevê-se a necessidade de 51 novos navios-sonda, os *FPSO* (*Floating Production Storage and Offloading Vessel*).

Em 31 de dezembro de 2014, as reservas provadas de óleo, condensado e gás natural da Petrobras atingiram 16,6 bilhões de barris de óleo equivalente (FATOS E DADOS – PETROBRAS, 26/06/2016) e as estimativas de produção potencial indicam que a produção de petróleo no Brasil poderá duplicar em uma década, atingindo 5,1 milhões de barris/dia em 2024 (PDE 2024).

Mesmo com a crescente produção prevista de petróleo e gás natural, a razão entre reserva provada e produção (R/P) no Brasil deve-se manter acima de 20 anos até o final do decênio (PDE 2024).

No primeiro quinquênio do período de 2015 a 2024, o PDE 2024 projeta um preço médio de US\$ 77 por barril, crescendo para uma média de US\$ 88 por barril no segundo.

Gás Natural

Sua produção bruta poderá mais que duplicar até 2024, alcançando 172 milhões m³/dia (PDE 2024).

A oferta projetada de gás natural na malha integrada deverá ter crescimento médio de 5% a.a., atingindo 169 milhões de m³/dia em 2024, com a participação do gás importado caindo de 65% em 2015 para 53% em 2024. A oferta será capaz de atender toda a demanda de gás natural projetada, para uso energético e como matéria-prima (PDE 2024).

Entre 2013-2050, a participação relativa do gás natural na matriz energética industrial deve ter crescimento médio de 3,4% a.a., bem acima da média de crescimento do consumo de energia total da indústria no período. Consequentemente, a participação do gás natural no consumo final energético industrial cresce de 11,1% para 16,9% no período até 2050 (PNE 2050).

A demanda total esperada de gás natural para todos os usos deverá subir de 79,4 milhões de m³/dia em 2014 para 104,2 milhões de m³/dia em 2024, considerando

o nível normal de despacho termelétrico, e de 108,6 para 170,6 milhões de m³/dia, com o nível máximo de despacho térmico previsto.

Preços do Gás Natural no Segmento Industrial

Preços Aplicados pelas Distribuidoras ao Consumidor Final Industrial

Preço ao consumidor industrial por faixa de consumo (com impostos)								
		Média 2012	Média 2013	Média 2014	Média 2015	2016		
		Jan	Fev.	Mar.				
Média Nacional (R\$/m ³)	Até 2.000 m ³ /mês	1,40	1,48	1,54	1,68	1,80	1,77	1,82
	Até 20.000 m ³ /mês	1,23	1,30	1,36	1,50	1,60	1,58	1,57
	Até 50.000 m ³ /mês	1,19	1,27	1,32	1,46	1,56	1,53	1,53
Média Nacional (US\$/MMBtu)	Até 2.000 m ³ /mês	20,93	22,23	23,02	13,69	11,88	11,93	13,14
	Até 20.000 m ³ /mês	18,43	19,55	20,41	12,17	10,61	10,63	11,37
	Até 50.000 m ³ /mês	17,87	18,95	19,81	11,83	10,33	10,33	11,05

Tabela 3.4 – Preços médios nacionais aplicados pelas distribuidoras de gás natural à Indústria
Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural - MME –
Março./2016

Derivados do Petróleo

Espera-se para o período de 2015 a 2024 a entrada em operação de novas refinarias, resultando em acréscimo de 51 mil m³/d na produção de derivados no decênio (PDE 2024).

Isso não será suficiente, entretanto, para suprir a demanda nacional e o Brasil continuará importando os principais derivados leves e médios durante todo o decênio, com exceção do óleo combustível e, a partir de 2020, do GLP.

Combustível	Descrição	Milhões de m ³ /dia	
		2015	2024
GLP	Produção	32,6	50,9
	Refinarias	24,9	28,5
	Unidades de Processamento de Gás	7,7	22,4
	Demanda	38,3	45,0

	Saldo Líquido	- 5,7	- 5,9
NAFTA	Produção	16,4	21,0
	Demanda	27,1	32,9
	Saldo Líquido	-10,7	- 11,9
GASOLINA	Produção	81,8	86,9
	Demanda	88,0	100,7
	Saldo Líquido	- 6,2	- 13,8
QUEROSENE DE AVIAÇÃO	Produção	16,7	25,6
	Demanda	20,2	28,7
	Saldo Líquido	- 3,5	- 3,1
DIESEL	Produção	137,3	175,4
	Demanda	163,3	211,9
	Saldo Líquido	- 26,0	- 36,5
ÓLEO COMBUSTÍVEL	Produção	39,9	42,0
	Demanda	20,7	27,9
	Saldo Líquido	19,2	14,1
COQUE	Produção	13,4	18,9
	Demanda	16,7	21,8
	Saldo Líquido	- 3,3	- 2,9
TOTAL	Produção	338,1	420,8
	Demanda	374,4	468,9
	Saldo Líquido	- 36,3	- 48,1
	Importação	55,5	68,0
	Exportação	19,2	19,9

Tabela 3.5 – Balanço dos Principais Derivados de Petróleo no Brasil (PDE 2024)

Biocombustíveis

Projeta-se que a demanda total de etanol, de 31 bilhões de litros em 2015 atinja 44 bilhões de litros em 2024, enquanto a demanda de etanol carburante (anidro e hidratado) deverá evoluir de 28 bilhões de litros em 2015 para 39 bilhões em 2024 (PDE 2024). Em 2024, cerca de 1% da produção total virá de etanol celulósico, pois o projeto mais econômico será aquele que integra a produção convencional à de segunda geração.

Até o fim do período decenal, da cana-de-açúcar produzida no Brasil também se espera aproveitar potencial de geração da ordem de 7,1 GW do bagaço e entre 7,4 e 11,7 GW de palha e ponta.

3.8 Perspectivas de Gaseificação de Biomassa e Etanol de Segunda Geração

Gaseificação de Biomassa

A Biomassa, que é normalmente utilizada como combustível sólido na queima direta em fornos e caldeiras, também pode, através de um processo de Gaseificação, converter-se em um gás combustível, possibilitando sua utilização em equipamentos como Turbinas a Gás e Motores de Combustão Interna, aplicados à conversão de potência.

Gaseificação é o processo de reações termoquímicas de um combustível sólido (carvão mineral ou biomassa) na presença de ar ou oxigênio puro, em quantidades inferiores ao mínimo teórico para a combustão, e de vapor d'água. O produto da gaseificação é uma mistura de gases, como monóxido de carbono (CO), hidrogênio (H₂), dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), traços de enxofre (S), outros hidrocarbonetos leves e impurezas, sendo o hidrogênio e o monóxido de carbono os principais.

Quando se utiliza oxigênio puro, ao invés do ar, o gás produzido, livre de compostos de nitrogênio, é chamado de gás de síntese (syngas), e também pode ser utilizado na produção de combustíveis líquidos como o Diesel, a gasolina e óleos lubrificantes (síntese de Fischer-Tropsch), além de produtos químicos e hidrogênio (Shift).

No exemplo ilustrado pelo fluxograma da Figura 3.2, de uma usina de geração elétrica em ciclo combinado, o gás obtido da gaseificação de biomassa ou combustível sólido, após limpeza para retenção de particulados e outras impurezas, alimenta o ciclo de potência de uma turbina a gás, gerando energia elétrica.

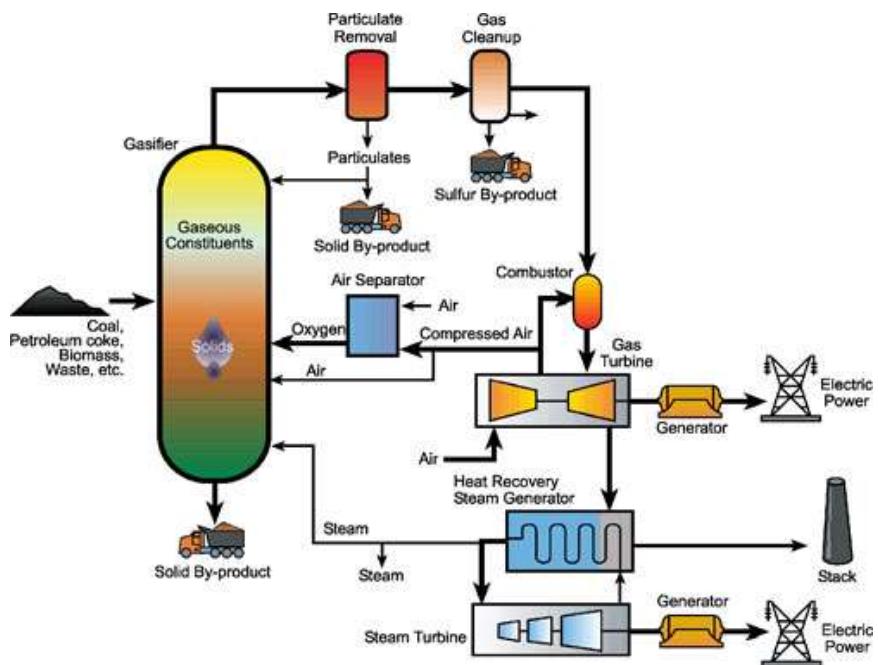


Figura 3.2 – Gaseificador em Usina de Geração Elétrica
 Fonte: Associação Brasileira de Carvão Mineral (ABCM), 2016.

A Tabela 3.6 apresenta resumidamente as reações que podem ocorrer num processo de gaseificação:

PROCESSOS DE GASEIFICAÇÃO	
Combustão com oxigênio	$C + O_2 \rightarrow CO_2$
Gaseificação com oxigênio	$C + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow CO$
Gaseificação com vapor	$C + H_2O \rightarrow CO + H_2$
Gaseificação com dióxido de carbono (Reação de Boudouard)	$C + CO_2 \rightarrow 2CO$
Reação de Shift	$CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2$
Gaseificação com hidrogênio	$C + 2H_2 \rightarrow CH_4$
Reação de Metanização	$CO + 3H_2 \rightarrow CH_4 + H_2O$

Tabela 3.6 – Reações típicas dos processos de gaseificação de biomassa ou carvão
Fonte: Fonte: Associação Brasileira de Carvão Mineral (ABCM), 2016.

Um gás combustível de baixo poder calorífico apresenta PCI em torno de 1.300 kcal/Nm³, um de médio, entre 2.500 a 5.500 kcal/Nm³, sendo considerado alto um PCI de 9.000 kcal/Nm³, como o do gás natural. Dependendo da quantidade de metano no gás produzido pela gaseificação, seu poder calorífico pode variar entre 4.000 a 5.500 kcal/Nm³.

Dentre os diversos tipos de gaseificadores destacam-se os de leito fixo (*Fixed Bed Gasifier*), leito fluidizado (*Fluidized Bed Gasifier*) e leito de arraste (*Entrained Flow Gasifier*).

Entretanto, há dificuldades tecnológicas e econômicas a serem vencidas para a operação em grande escala: a tecnologia mais promissora entre as comercialmente disponíveis, a do leito de arraste, exige operações trabalhosas e custosas, como a pulverização e a prévia redução da umidade do material; o uso de oxigênio puro para evitar diluição do gás gerado com o nitrogênio do ar é um custo adicional; além disso, os processos requeridos para purificação e condicionamento do gás gerado, mais ou menos rigorosos a depender da utilização, podem ainda acrescentar custos significativos ao processo.

Hidrólise de Biomassa - Etanol de Segunda Geração

As plantas são compostas, principalmente, de celulose, hemicelulose e lignina, sendo que o açúcar e o amido que normalmente extraímos delas não são sua maior parte. No processo tradicional, o etanol dito de primeira geração no Brasil é produzido a partir do caldo da cana, pela fermentação dos açúcares, deixando como resíduo os materiais ligninocelulósicos, bagaço e palha.

O etanol de segunda geração, que é gerado justamente a partir dos resíduos ligninocelulósicos, requer que essas frações de celulose, hemicelulose e lignina sejam primeiramente separadas, através de métodos de pré-tratamento, para que, a seguir, por ação de enzimas específicas, se atinjam altas taxas de conversão na hidrólise da celulose e da hemicelulose em açúcares, para posterior fermentação a álcool.

As enzimas, alma do processo, representam o custo mais alto. Pesquisadores trabalham para identificar as enzimas e desenvolver sua tecnologia de produção por fungos e bactérias, em escala comercial. É um processo mais caro e complicado do que o de primeira geração, e ainda está em fase de aperfeiçoamento, exigindo mais pesquisas e investimentos.

Dois terços da cana são constituídos de material lignocelulósico, indicando seu imenso potencial energético. Estima-se que o aproveitamento do bagaço e parte

das palhas e pontas da cana-de-açúcar eleve a produção de etanol em 30 a 40%, para uma mesma área plantada (EMBRAPA AGROENERGIA, 2011).

O desenvolvimento tecnológico do etanol de segunda geração não exclui a tecnologia em uso; ambas podem coexistir e ser complementares, sendo possível continuar com avanços sobre a tecnologia em uso e atingir grandes ganhos com as tecnologias em desenvolvimento. Portanto, a produção de etanol com alta eficiência e sustentabilidade será resultado da integração e otimização de ambos os processos, de primeira e de segunda gerações, que envolvem grupos multidisciplinares trabalhando em diferentes áreas de pesquisa e desenvolvimento (EMBRAPA AGROENERGIA, 2011).

A empresa Granbio inaugurou, em setembro de 2014, a primeira usina de etanol de segunda geração do país, em São Miguel dos Campos, Alagoas (GLOBO RURAL, dez. 2014).

4 AS INDÚSTRIAS QUÍMICAS E DE ÓLEO E GÁS NO BRASIL

4.1 Tipos de Indústrias Químicas

A classificação da Indústria Química e de seus segmentos já foi motivo de muitas divergências; indústrias independentes, como a do refino do petróleo, costumam ser confundidas com a indústria química propriamente dita.

Para eliminar as divergências, a ONU, há alguns anos, aprovou nova classificação internacional para a indústria química, incluindo-a na *International Standard Industry Classification - ISIC* (ABIQUIM, 2012). A Indústria Química divide-se em dois grandes grupos, em função do tipo de utilização dos seus produtos:

Produtos de Uso Industrial

- Produtos Inorgânicos
- Produtos Orgânicos
- Resinas e Elastômeros
- Produtos e Preparados Químicos Diversos

Produtos de Uso Final

- Produtos Farmacêuticos
- Higiene Pessoal, Perfumaria e Cosméticos
- Adubos e Fertilizantes
- Sabões, Detergentes e Produtos de Limpeza
- Defensivos Agrícolas
- Tintas, Esmaltes e Vernizes
- Outros

Entre as Indústrias Químicas, destaca-se no Brasil a Indústria Petroquímica, um segmento da Indústria Química de Produtos de Uso Industrial que utiliza como matérias primas alguns produtos da Indústria de Óleo e Gás.

A Indústria de óleo e Gás, da qual também faz parte o Setor de Refino, é classificada independentemente da Indústria Química.

Por ter participação muito expressiva no conjunto das indústrias do setor químico e, principalmente, pelo uso intensivo da energia térmica em seus processos, tendo em vista os objetivos deste trabalho, as Indústrias Petroquímicas terão destaque aqui.

Mas, como no setor químico de produtos de uso Industrial também estão entre os três segmentos mais expressivos as Indústrias de Fertilizantes e de Cloro-Soda, veremos algo sobre essas indústrias.

Ao lado da Petroquímica, pelas mesmas razões, também terá aqui destaque a Indústria de Óleo e Gás.

4.1.1 A indústria Petroquímica

Partindo geralmente da nafta, que é uma fração líquida do refino do petróleo, ou do gás natural tratado, os sofisticados processos petroquímicos são capazes de quebrar, recombinar e transformar as moléculas originais dos hidrocarbonetos presentes no petróleo ou no gás, gerando uma diversidade de produtos que irão constituir a base química dos mais diferentes segmentos da indústria em geral (SAUL GONÇALVES D'ÁVILA, www.comciencia.br, 2002).



Figura 4.1 – As Gerações da Cadeia Petroquímica (QUATTOR, 2009).

A cadeia petroquímica é organizada em produtores de primeira, segunda e terceira gerações, como ilustra a figura 4.1, com base na fase de transformação das matérias-primas, que são subprodutos do refino do petróleo bruto, em bens de consumo e industriais.

Petroquímicas de Primeira Geração

Nas petroquímicas de 1^a geração, ou “craqueadoras”, nafta e/ou gás natural passam por um processo de craqueamento térmico a vapor que resulta nos petroquímicos básicos como eteno, propeno e aromáticos. O tipo de matéria-prima empregada determina rendimentos e produtos diferenciados:

- Olefinas, principalmente eteno, propeno e butadieno;
- Aromáticos, tais como benzeno, tolueno e xilenos.

Os petroquímicos básicos apresentam-se nas formas gasosa ou líquida e são vendidos às unidades produtoras de segunda geração, localizadas em geral dentro do mesmo polo petroquímico, e transportados por meio de dutos.

Petroquímicas de Segunda Geração

Os produtores de segunda geração processam os petroquímicos básicos, olefinas e aromáticos, e produzem petroquímicos intermediários:

- Polietileno, poliestireno, dicloroetano (EDC) e policloreto de vinila (PVC), a partir do eteno;
- Polipropileno e acrilonitrila, a partir do propeno;
- Cumeno e etilbenzeno, a partir do benzeno;
- Polibutadieno, a partir do butadieno.

Os petroquímicos intermediários são produzidos na forma sólida, em *pellets* de plástico ou em pó, e transportados geralmente por caminhões aos produtores de terceira geração.

Produtores de Terceira Geração ou Finais

Os produtores da terceira geração, denominados transformadores, compram os petroquímicos intermediários dos produtores de segunda geração e, entre outras coisas, os transformam em:

- Plásticos, produzidos a partir de polietileno, polipropileno e PVC;
- Fibras acrílicas, a partir de acrilonitrila;
- Nylon, a partir de fenol;
- Elastômeros, a partir de butadieno;
- Embalagens descartáveis, a partir de poliestireno e polipropileno.

Com esses materiais, os produtores de terceira geração fabricam bens de consumo finais e produtos de uso industrial, como recipientes, materiais de embalagem para sacos, filmes e garrafas, tecidos, detergentes, tintas, autopeças, brinquedos e eletrônicos.

A competitividade exige que as indústrias petroquímicas de 1^a e 2^a gerações estejam fisicamente interligadas em polos petroquímicos, inclusive compartilhando os serviços de utilidades necessários, como os de água industrial, energia, tratamento de efluentes, manutenção, etc.. Já a maioria das indústrias de 3^a geração se encontra distribuída por outras regiões mais afastadas (SAUL GONÇALVES D'ÁVILA, www.comciencia.br, 2002).

Atualmente, são quatro os polos petroquímicos operando integrados às centrais de matérias-primas, que são as unidades de craqueamento ou petroquímicas de 1^a geração da Braskem:

- Polo de Capuava (SP)
- Polo de Camaçari (BA)
- Polo de Triunfo (RS)
- Polo de Duque de Caxias (RJ)

As unidades de craqueamento das centrais de Capuava, Camaçari e Triunfo produzem petroquímicos básicos usando a nafta como matéria-prima; a central de Duque de Caxias é a única atualmente utilizando gás em lugar da nafta.

No Polo de Triunfo, há também desde 2010 uma unidade produtora de eteno a partir do etanol da cana-de-açúcar, pioneira no Brasil na produção de plástico “verde”.

Processo de Produção de Eteno, Propeno e Outros Petroquímicos Básicos

Uma carga de nafta mais vapor de diluição é alimentada aos fornos de pirólise, onde ocorre a quebra das moléculas de hidrocarbonetos, isto é, seu craqueamento térmico. O efluente gasoso dos fornos cede calor para gerar vapor de alta pressão nos trocadores das linhas de transferência (TLEs), a seguir é adicionalmente resfriado por mistura com resíduo de pirólise e segue para a torre fracionadora de gasolina, onde o vapor de gasolina de pirólise se separa dos mais pesados pelo topo e segue para a torre de *quench* com água. Nesta torre, a gasolina se condensa e os vapores dos hidrocarbonetos mais leves (C4-) são separados e saem pelo topo, numa corrente chamada de gás de carga, que segue para uma seção de compressão, onde serão separadas as olefinas (eteno e propeno) como produtos finais principais.

O produto de fundo da fracionadora de gasolina é o resíduo de pirólise, a ser utilizado na própria planta como um óleo combustível. Já a gasolina de pirólise seguirá para processos de produção de compostos aromáticos e solvente C₉.

A corrente de gás de carga passa por uma série de estágios de compressão e resfriamentos, com recuperação dos líquidos condensados e outros tratamentos para remoção de contaminantes. O gás de carga passa também por secagem, para eliminar toda umidade que poderia congelar e causar entupimentos na seção fria adiante, a temperaturas da ordem de -100 °C.

O gás de carga seco e resfriado passa então por torres demetanizadora, onde se separam metano e hidrogênio, deetanizadora e fracionadora de etileno, de onde saem eteno produto final, etano e os mais pesados; os mais pesados são posteriormente fracionados nas torres depropanizadora e debutanizadora, onde se separam propano, propileno, butano, buteno e gasolina de pirólise.

Os rendimentos típicos em produtos gerados no craqueamento de uma carga de nafta são mostrados na tabela 4.1 a seguir.

Produtos	(% massa)
Gás Combustível	18 %
Eteno (Etileno)	35 %
Propeno (Propileno)	18 %
Gasolina de Pirólise	20 %
Resíduo de Pirólise (óleo combustível)	9 %
Total	100 %

Tabela 4.1 Rendimentos do Craqueamento da Nafta
Fonte: Elaborada com base em FLÁVIO R. C. MATHIAS, 2014

4.1.2 Outras Indústrias Importantes no Setor Químico

A Indústria de Fertilizantes

Os fertilizantes são classificados quanto à natureza de sua composição, à quantidade de nutrientes que o compõem e quanto ao tipo de macronutriente primário que o caracteriza.

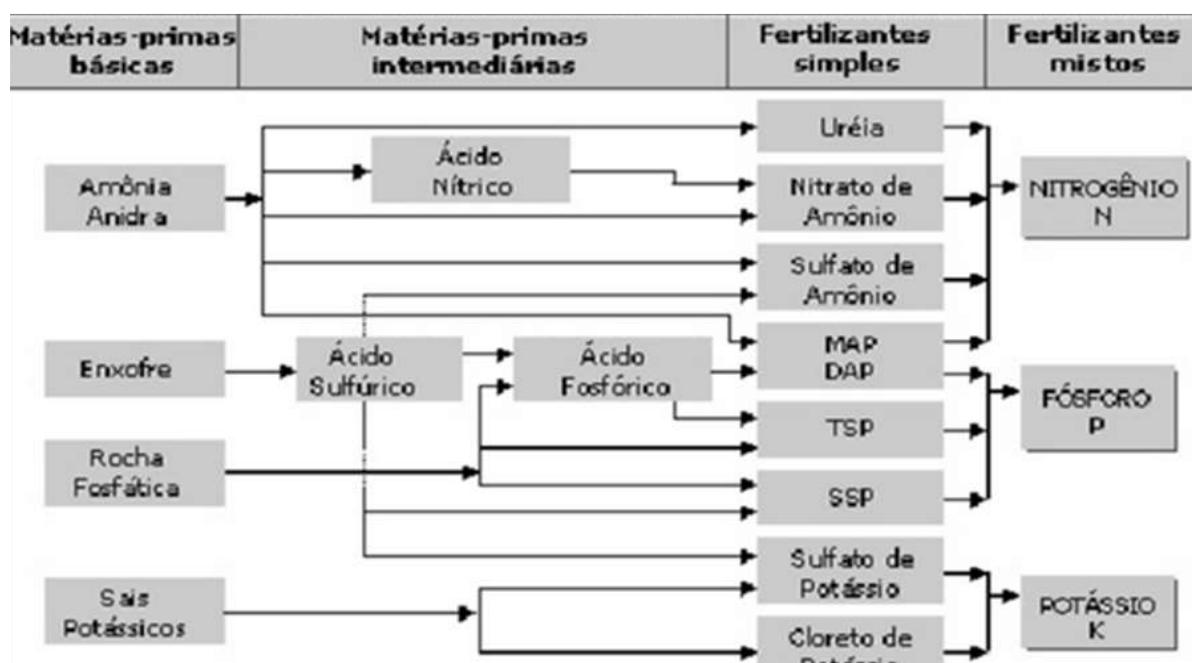


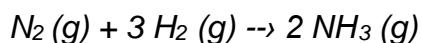
Figura 4.2 - Matriz de Produção de Fertilizantes
Fonte: Associação Nacional para Difusão de Adubos

Os fertilizantes podem ser classificados em minerais, orgânicos ou organominerais. Os minerais podem ser nitrogenados, fosfatados ou potássicos; os orgânicos são feitos geralmente de dejetos animais ou restos de animais e plantas decompostos, como estrume, farinha de peixe e farinha de ossos; os organominerais são resultantes da combinação de fertilizantes minerais e orgânicos.

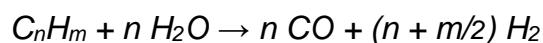
Fertilizantes Nitrogenados:

Na indústria moderna, a amônia, ou amoníaco (NH_3), é a base para produção de todos os outros fertilizantes nitrogenados.

A Amônia é obtida pelo processo da Síntese de Haber-Bosch, com a reação entre hidrogênio e o nitrogênio atmosférico:

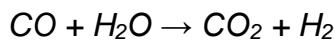


O hidrogênio utilizado é normalmente obtido a partir de gás natural e vapor, num processo de reforma catalítica que ocorre num forno, na presença de um catalisador internamente aos tubos, onde o vapor e os hidrocarbonetos leves reagem formando monóxido de carbono (CO) e hidrogênio (H_2), mais também algum dióxido de carbono (CO_2):



Essa é uma reação endotérmica que ocorre com a absorção de uma grande quantidade de calor, suprida pela queima de gás natural nos queimadores do forno.

O efluente do forno sofre absorção do CO_2 por solução de monoetanolamina (MEA) e passa por um processo de shift, onde o CO e o vapor d'água reagem formando mais H_2 e CO_2 , aumentando os rendimentos nesses produtos a serem utilizados nos processos de produção de amônia e ureia, respectivamente (FLÁVIO EDUARDO DA CRUZ, 2010):

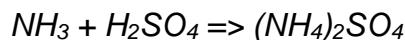


A Ureia pode ser sintetizada a partir da Amônia pelo processo de Bosch-Meiser, com a adição de amônia e gás carbônico formando o produto intermediário carbamato de amônio, que, por desidratação, gera a ureia.



Atualmente, no Brasil, há complexos integrados de produção de amônia e ureia, com o dióxido de carbono para síntese da ureia sendo extraído como subproduto e suprido pela própria unidade de produção da amônia.

O Sulfato de Amônio também pode ser sintetizado a partir da Amônia com ácido sulfúrico:



Muitos outros compostos nitrogenados podem ser obtidos a partir da amônia, como vários nitratos, para diversas formulações de fertilizantes.

Fertilizantes Fosfatados

Substâncias que contêm Fósforo assimilável pelas plantas podem ser obtidas a partir do fosfato de amônio. Por sua vez, o fosfato de amônio em cristais obtém-se a partir da reação química entre o amoníaco e o ácido fosfórico:



Os fertilizantes fosfatados têm como ponto de partida as rochas fosfáticas, que no Brasil possuem baixo teor de fósforo, quando comparado com as jazidas internacionais. O minério de fósforo nacional precisa, assim, ser processado e concentrado e eliminar o elevado teor de impurezas. No entanto, a eficiência global do aproveitamento do fósforo em todo o processo, desde a mineração, passando pela concentração, até a obtenção do ácido fosfórico, não ultrapassa muito os 30%.

O ácido sulfúrico é também um intermediário básico para os fertilizantes fosfatados, porém sua obtenção depende 100% de enxofre importado.

Fertilizantes Potássicos

Sulfato de potássio e cloreto de potássio são geralmente as principais matérias primas para sua produção. Os minérios que contêm potássio são geralmente designados por potassa e, na produção industrial, a extração deste minério impuro é feita dos seus depósitos naturais superficiais em lagos salgados ou em jazidas subterrâneas.

Os minérios brutos precisam ser beneficiados até a obtenção de produtos mais concentrados e solúveis em água. Mas, ao contrário dos fertilizantes fosfatados, os potássicos não requerem processos de tratamento com calor ou ácidos fortes para obtenção de produtos assimiláveis pelas plantas. O potássio encontra-se em porcentagens elevadas em minerais como silvita, silvinita, carnalita e langbeinita.

Pela sua alta concentração e baixo custo, a maior parte do potássio utilizado na agricultura mundial está na forma de cloreto de potássio.

No Brasil, para diminuir a dependência nacional do potássio utilizado na agricultura, pesquisadores vêm buscando opções em minerais contidos em rochas brasileiras. Os resultados mais satisfatórios até o momento têm sido encontrados pela moagem de rochas silicáticas que contêm o mineral flogopita.

A Indústria de Cloro-Álcalis

Mais conhecida como indústria de Cloro-Soda, por ser a soda cáustica, ou Hidróxido de Sódio, o álcali mais produzido. Entretanto, também se pode produzir a potassa cáustica, ou Hidróxido de Potássio, dependendo do sal usado como matéria-prima.

O Cloro e o Cáustico são co-produzidos por um processo de eletrólise, com a passagem de corrente elétrica de alta intensidade através de uma salmoura concentrada, de cloreto de sódio ou cloreto de potássio dissolvido em água, numa cuba ou célula eletrolítica. Neste processo, os produtos são obtidos numa proporção fixa:

- Para cada tonelada de cloro produzido (Cl_2), também são produzidos:
 - ✓ 1,13 tonelada de soda cáustica (KOH) ou 1,58 tonelada de potassa cáustica (NaOH);

- ✓ 0,03 tonelada de Hidrogênio (H_2).

O hidrogênio é recuperado e utilizado, ou como combustível, ou na fabricação de ácido clorídrico.

A obtenção dos produtos ocorre nos eletrodos (anodo e catodo) e o processo industrial pode ocorrer com o uso de três tecnologias: células de diafragma, células de membrana e células de mercúrio. No Brasil, a tecnologia mais utilizada pelo setor de cloro e soda é a de diafragma, que corresponde a 63% da capacidade instalada. Em seguida vêm as tecnologias de membrana (23%) e de mercúrio (14%).

Na tecnologia com Diafragma, ilustrada na Figura 4.3, a célula é dividida em dois compartimentos, anódico e catódico; a salmoura flui do anódico ao catódico através de uma tela metálica perfurada, impregnada com amianto crisotila que, em instalações mais recentes, é substituído por resina polimérica. O cloro é produzido no compartimento anódico e os íons de sódio passam para o compartimento catódico, produzindo o álcali e o hidrogênio. O álcali, soda ou potassa cáustica, sai da célula ainda com alta concentração do sal usado, que é posteriormente removido em outro processo.

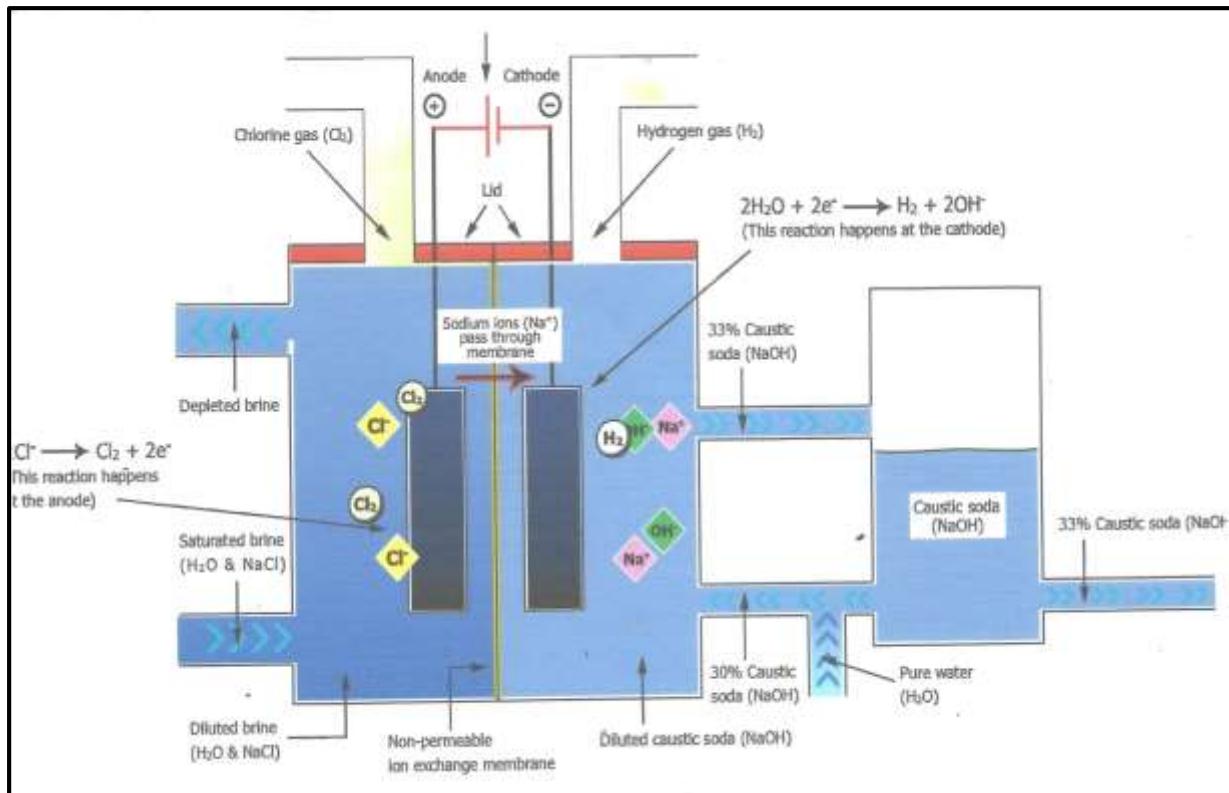


Figura 4.3 – Processo de Produção de Cloro-Álcali com Tecnologia de Membrana (ABICLOR, 2016).

Aplicações do Cloro em Larga Escala

A principal aplicação industrial do cloro é na fabricação do PVC, ou cloreto de polivinila, um material termoplástico utilizado em escala industrial desde 1930. É produzido a partir do cloreto de sódio (57% em peso) e eteno (43% em peso), portanto é um material menos dependente do petróleo do que outros termoplásticos. O PVC tem aplicações industriais e comerciais nas áreas de:

- Construção civil (*);
- Componentes automobilísticos;
- Próteses, material cirúrgico e equipamentos médicos;
- Equipamentos eletrônicos;
- Embalagens;
- Calçados, brinquedos e equipamentos esportivos;
- Fios e cabos;
- Revestimentos para estofados, Isolantes térmicos.

(*) Dentre todas as aplicações do PVC, o volume mais expressivo está na construção civil, com tubulações e conexões para sistemas de água e esgoto, janelas e portas, fios e cabos, pisos, forros e revestimentos externos.

Também na indústria o cloro é amplamente utilizado em:

- Formulação de grande parte dos medicamentos, principalmente na forma de cloridratos dos princípios ativos;
- Formulação de defensivos agrícolas.

E em seu uso final, o cloro é aplicado em larga escala como bactericida, na forma de hipoclorito, principalmente:

- No saneamento básico;
- Na desinfecção industrial, hospitalar e doméstica.

Utilização Industrial da Soda Cáustica

Normalmente distribuída na forma de solução a 50% em peso, é um reagente importante em inúmeros processos na indústria, entre eles estão:

- Branqueamento da celulose para a indústria do papel;
- Refino de bauxita para extração da alumina na indústria do alumínio;
- Produção de sabões e detergentes;
- Indústria têxtil, para fortalecer as fibras e favorecer o tingimento na produção de tecidos de algodão;
- Neutralização de rejeitos industriais ácidos e lavagem de gases efluentes de chaminés;
- Instalações de galvanização, para precipitação e remoção de metais pesados dissolvidos nos efluentes;
- Neutralização de efluentes ácidos de drenagem de minas;
- Tratamento de águas residuais municipais e industriais, para acerto de pH.

4.2 A Indústria de Óleo e Gás

Extração e Produção de óleo e Gás (E&P) (PROF. GILVAN JÚNIOR)

O petróleo é uma mistura complexa de hidrocarbonetos, contendo também proporções menores de contaminantes. Petróleo é o termo usado para designar tanto a fase de óleo em seu estado natural, o Óleo Cru, quanto a fase de gás existente, o Gás Natural (SILVA CORRÊA, 2003).

Quando o gás se encontra dissolvido no óleo ou formando uma capa sobre sua superfície dentro do reservatório, é chamado de Gás Associado; quando é encontrado sozinho no reservatório ou com apenas uma pequena quantidade de óleo, é chamado de Gás Não Associado.

A classificação do petróleo depende basicamente das características da rocha-reservatório e do processo de formação:

- Petróleos Parafínicos - formados por até 90% de alcanos, que são hidrocarbonetos de cadeias carbônicas abertas, ramificadas ou não, com ligações simples entre os átomos de carbono.
- Petróleos Naftênicos: formados por ciclo-alcanos, que são hidrocarbonetos de cadeias carbônicas fechadas, com ligações simples entre os átomos de carbono;
- Petróleos Aromáticos: formados por hidrocarbonetos aromáticos, que contêm o chamado Anel Benzênico, uma cadeia fechada de 6 átomos de carbono com ligações simples e duplas alternadas;

No óleo cru pode aparecer também a combinação dos três tipos de hidrocarbonetos acima mencionados, sendo então a classificação do óleo determinada pelo tipo de hidrocarboneto predominante.

Entre os contaminantes de vários tipos de petróleo, o enxofre é o mais presente. Eles causam problemas de manuseio, pela redução de eficiência dos catalisadores nas refinarias, no transporte, por corrosão em dutos, e no uso, causando poluição ambiental se presentes em combustíveis derivados do petróleo.

No reservatório, o óleo é normalmente encontrado junto com água, gás e outros compostos:

- Na zona superior, geralmente há uma “capa” de gás rico em metano (CH4), conhecido como Gás Natural Associado, contendo também outros hidrocarbonetos e gases corrosivos, como o gás sulfídrico (H₂S) e o dióxido de carbono (CO₂);
- Na zona intermediária, o óleo propriamente dito contém água emulsionada e também componentes do gás associado dissolvidos;
- Na zona inferior, encontra-se a água livre, com sais Inorgânicos dissolvidos e sedimentos.

A Indústria de Petróleo

A Indústria do Petróleo opera organizada em cinco segmentos básicos:

- Exploração
- Exploração
- Transporte
- Refino
- Distribuição

I) Exploração

É a reconstrução da história geológica de uma área, através de observação das formações rochosas por equipes de sísmica, geofísica e geólogos. Esta etapa compreende vários métodos e técnicas para descoberta e comprovação da possibilidade de existência de petróleo. Mas não basta descobrir o reservatório, é necessário verificar sua viabilidade econômica de produção.

II) Exploração = Perfuração + Produção

A fase exploratória do campo engloba as técnicas de desenvolvimento e produção da reserva comprovada de hidrocarbonetos de um campo petrolífero, com a perfuração e posterior produção a partir do poço perfurado.

Em poços terrestres (*onshore*), a abertura do poço é feita por uma sonda terrestre a partir de uma torre de perfuração e as técnicas de produção podem envolver:

- Bombeamento Mecânico;
- Injeção de Gás;

- Injeção de Água.

Para produção no mar, as sondas marítimas podem ser montadas sobre instalações denominadas de *offshore*, que podem ser de vários tipos, ilustradas adiante na Figura 4.4 (SILVA CORRÊA, 2003):

- Balsas ou Barcaças – Utilizadas em águas rasas e regiões pantanosas;
- Plataformas Móveis Auto-Eleváveis – Destinadas a operação em profundidades em torno de 100 m. Suas pernas são içadas e arriadas para reboque, mas assentadas no fundo do mar para operação;
- Plataformas Fixas – Em águas rasas, são as mais utilizadas no mundo. Podem ter estrutura em aço, com uma jaqueta fixada no fundo do mar por pilares de aço, sobre os quais é montado um convés que suporta os equipamentos e acomodações. Podem também ser feitas em concreto e fixadas no local por seu peso próprio;
- Semi-Submersíveis – São estruturas flutuantes com centro de gravidade bem abaixo do nível de água, para estabilidade, e têm um sistema de posicionamento dinâmico que controla sua posição através de motores de propulsão. Como não precisam de ancoragem, podem operar em águas até cerca de 500 m de profundidade;
- Navios-Sonda – são adaptados para operar em águas de qualquer profundidade. Também são dotados de sistema de posicionamento dinâmico, têm uma grande capacidade de estocagem e dispensam os serviços de barcos de apoio.

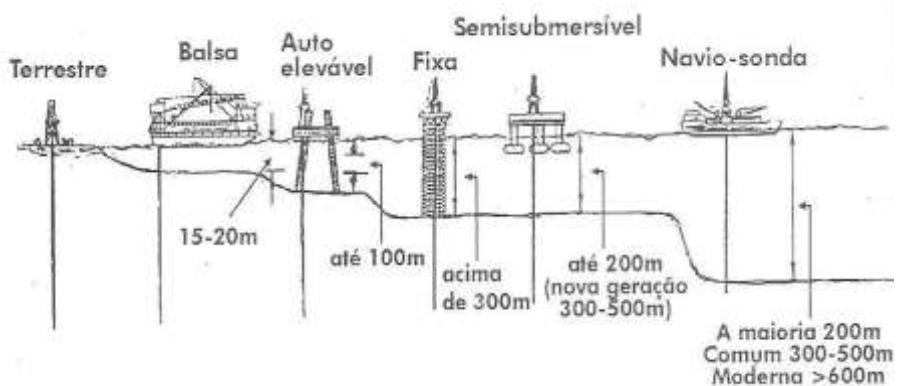


Figura 4.4 – Sondas e Plataformas de Perfuração Offshore (SILVA CORRÊA, 2003).

Processamento Primário do Óleo Cru

Nos próprios campos de produção, antes de ser enviado à refinaria, o petróleo passa por um processamento primário em equipamentos de superfície, para remoção da água e do gás associado.

- O gás associado, altamente inflamável e contendo substâncias corrosivas, deve ser removido por questões de segurança;
- Água, sais e sedimentos devem ser retirados para reduzir os gastos com bombeamento e transporte e evitar corrosão ou acumulação de sólidos nas tubulações.

O Processamento Primário ocorre através de duas etapas

- 1^a Etapa - separação gás-óleo-água livre por decantação em separadores trifásicos,
- 2^a Etapa: desidratação do óleo, que saiu da separação trifásica com certa quantidade de gotículas de água dispersas na forma de emulsão. Pela injeção de substâncias desemulsificantes, as gotículas de água se coalescem e, com diâmetros maiores, se separam do óleo.

O processamento primário permite que o óleo atenda às especificações exigidas pelo refino. O óleo final, menos inflamável que o óleo cru, chamado de Óleo Estabilizado, é então enviado às Refinarias; o gás natural separado é enviado para uma Unidade de Processamento de Gás Natural, ou UPGN.

III) Transporte

Como, em geral, os campos produtores não são próximos dos terminais e refinarias, é necessário o transporte da produção de óleo e gás através de embarcações, caminhões, vagões, ou tubulações (oleodutos e gasodutos).

IV) Refino

É o processamento do óleo e do gás para obtenção dos produtos derivados desejados e remoção dos contaminantes.

Refino do Gás Natural

O processamento do gás natural, no seu estado natural, úmido ou rico, é feito nas **UPGN - Unidades de Processamento do Gás Natural** - onde, através de processos de refrigeração, absorção, expansão, compressão, fracionamentos, etc., é feita a separação das frações ricas de propano e mais pesados, gerando o gás natural seco ou pobre, basicamente só metano e etano. As frações mais pesadas separadas, com cadeias variando entre 3 e 5 átomos de carbono, são chamadas de Líquidos de Gás Natural (LGN), dos quais se extraem o GLP (propano mais butano) e a gasolina natural (C5+).

Um gás natural com riqueza de, por exemplo, 6%, significa um gás composto de 94% em peso metano e etano e 6% de GLP mais gasolina natural (FRANÇA CORDEIRO, 2011).

Refino do Óleo Cru

O óleo cru recebido nas refinarias é uma mistura de diversos tipos de hidrocarbonetos contendo, como contaminantes, enxofre, nitrogênio, oxigênio e metais. Os contaminantes podem aparecer em toda a faixa de destilação do petróleo, mas tendem a se concentrar nas frações mais pesadas.

A produção de seus derivados é feita através de processos de separação física em frações, processos de conversão química e processos auxiliares de descontaminação.

Cada refinaria é projetada e construída com um arranjo próprio de unidades de processamento, chamado de Esquema de Refino, que define e limita o tipo e a qualidade dos derivados que irá produzir, para compatibilizar o tipo de petróleo a ser processado com as necessidades de um mercado de derivados a que ela deve atender, na quantidade e qualidade desejadas. Por isso, alguns derivados podem ser produzidos em todas ou apenas em algumas refinarias.

Para chegar aos derivados desejados, cada refinaria executa uma combinação de processos de separação física e de transformação química.

Separação de Frações por Destilação

O óleo cru e estabilizado é primeiramente separado em suas frações constituintes através das destilações atmosféricas e a vácuo. As frações obtidas da destilação do petróleo são classificadas em função do número de átomos de carbono em seus componentes ou das faixas de temperaturas de ebulação:

- Gás Combustível - (C₁ - C₂);
- Gás Liquefeito (GLP) - (C₃ - C₄);
- Nafta - (Corte 200 °C a 220 °C);
- Querosene - (Corte 150 °C - 300 °C);
- Gasóleo Atmosférico - (Corte 100 °C - 400 °C);
- Gasóleo de Vácuo - (Corte 400 °C - 570 °C);
- Resíduo de Vácuo - (Corte acima de 570 °C).

Processos de Conversão

Mesmo com os vários ajustes possíveis nas Unidades de Destilação para maior flexibilidade, cada tipo de petróleo tem seus limites quanto à quantidade e qualidade de frações leves, médias e pesadas que dele podem ser obtidas. Por isso, posteriormente, algumas faixas do corte na destilação precisam sofrer processos de transformação ou conversão química, para produzir maiores quantidades de produtos mais leves e mais nobres, sendo cada processo realizado numa unidade própria.

A Figura 4.5 ilustra processos de conversão por que passam frações da destilação para obtenção dos derivados finais.

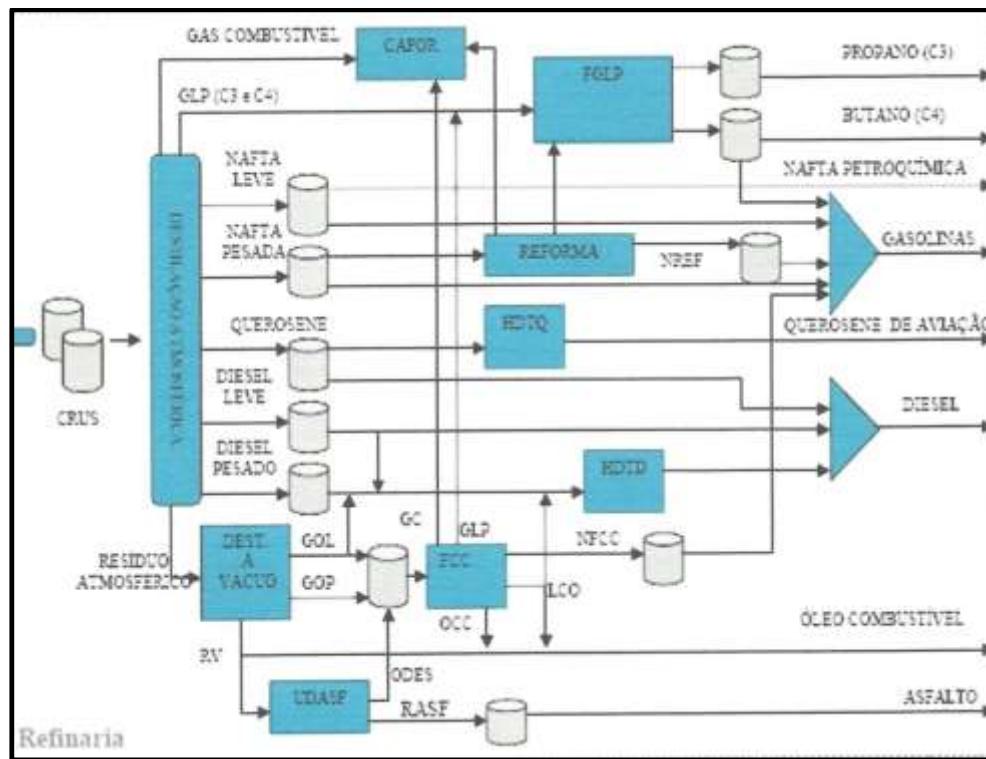


Figura 4.5 - Esquema Geral de Uma Refinaria (GILVAN JÚNIOR, 2014)

Abaixo estão alguns exemplos de processos de conversão utilizados nas refinarias:

- No **Craqueamento Catalítico**, a carga pesada de gasóleo de vácuo proveniente da destilação entra em contato com um catalisador a alta temperatura, resultando na ruptura das cadeias moleculares. É um processo químico, que transforma frações mais pesadas em outras mais leves, como gás combustível, GLP, nafta e óleo combustível leve;
- No **Hidrocraqueamento ou Hidrocraqueamento Catalítico**, um processo de craqueamento bastante flexível, que utiliza cargas desde nafta leve até cargas mais pesadas, como os resíduos da destilação, a diferença em relação ao anterior é que, pelo uso de atmosfera rica em hidrogênio, os produtos gerados são hidrocarbonetos saturados (sem duplas e triplas ligações) e com baixíssimos teores de enxofre, que são removidos na forma de H_2S com os gases leves;

- Na **Alquilação Catalítica**, há uma reação de adição de duas moléculas leves para a síntese de uma terceira de maior peso molecular, catalisada por um agente de forte caráter ácido. É a rota utilizada na produção de gasolina sintética de alta octanagem empregada na aviação; também permite a síntese de compostos, entre outros, como o etil-benzeno (para produção de poliestireno) e o dodecil-benzeno (matéria-prima de detergentes);

Processos de Tratamento ou de Acabamento

Para remoção de impurezas, algumas correntes produzidas passam por tratamentos adicionais, como:

- Extração com Dietanolamina (DEA) para remoção de gás sulfídrico (H_2S) das correntes de GLP e de gás combustível produzidas por craqueamento catalítico;
- Extração com soda cáustica para remoção de mercaptanas das correntes de GLP e de nafta provenientes de craqueamento catalítico;
- Hidrotratamentos (HDT) para hidrogenação catalítica de diversas correntes, para eliminação de enxofre (HDS), nitrogênio (HDN), aromáticos (HDA), etc.

Processos Auxiliares

Destinam-se a fornecer insumos à operação de outros processos ou tratar os rejeitos dos processos:

- Geração de hidrogênio por processo de Reforma com Vapor, produzindo o gás de síntese ($CO + H_2$), como vimos anteriormente na produção de fertilizantes;
- Recuperação de enxofre, Utilidades, etc.

Derivados Produzidos nas Refinarias Brasileiras

- **Gás Natural, GLP e Gasolina Natural;**

- **Destilados Leves** - gasolinas automotivas, naftas, combustível de jato (querosene de aviação), querosene, óleos combustíveis;
- **Destilados Intermediários** - gasóleo, óleo diesel, óleos combustíveis destilados;
- **Destilados Pesados** - óleos combustíveis destilados, óleos minerais pesados, óleos lubrificantes, óleos de flotação pesados, ceras (parafinas);
- **Resíduos** - óleos combustíveis residuais, asfalto e coque.

Refinarias Brasileiras

- Refinaria Abreu e Lima (RNEST) - PE
- Refinaria Potiguar Clara Camarão - RN
- Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj) - RJ
- Refinaria Landulpho Alves (RLAM) - BA
- Refinaria Lubrificantes e Derivados do Nordeste (Lubnor) - CE
- Refinaria Capuava (Recap) - SP
- Refinaria Duque de Caxias (Reduc) - RJ
- Refinaria Alberto Pasqualini (Refap) - RS
- Unidade de Industrialização do Xisto (SIX) - PR
- Refinaria Gabriel Passos (Regap) - MG
- Refinaria Isaac Sabbá (Reman) - AM
- Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar) - PR
- Refinaria Presidente Bernardes (RPBC) - SP
- Refinaria de Paulínia (Replan) - SP
- Refinaria Henrique Lage (Revap) - SP

V) Distribuição

A comercialização dos produtos finais derivados do petróleo é feita com as companhias distribuidoras, que os revenderão, na sua forma original ou aditivada, ao consumidor final.

4.3 Processos Empregados e Suas Variáveis

Na indústria química, a transformação das matérias primas nos produtos desejados, a partir de uma rota tecnológica escolhida, exige o emprego de operações de transformação tanto químicas, quanto físico-químicas e físicas. O conjunto dessas operações em sequência, realizadas em equipamentos específicos, é o que chamamos de Processo Químico.

As operações em que ocorrem transformações químicas, ou conversão química das correntes do processo, são chamadas de Processos Unitários; já as operações em que as transformações são apenas físicas ou físico-químicas, são chamadas de Operações Unitárias.

Embora o coração de um processo químico esteja muitas vezes nas etapas de conversão química, principalmente nos processos que envolvem tecnologias proprietárias, são numerosas as operações unitárias que as precedem e as sucedem.

Processos Unitários ou Processos de Conversão Química

São os processos em que ocorrem reações químicas entre os componentes de uma ou mais correntes de fluidos, isto é, a transformação total ou parcial de substâncias inicialmente presentes em outras. São inúmeros os tipos de reações que podem ser promovidas nos processos industriais. Alguns exemplos são:

- Nitração
- Alquilação
- Esterificação
- Polimerização
- Fermentação
- Hidrogenação
- Oxidação
- Etc.

Operações Unitárias

Há unidades de processos químicos em que não há reações químicas, mas somente operações unitárias, como, por exemplo, as unidades de destilação de petróleo, em que substâncias presentes na mistura original são separadas com base em suas propriedades termodinâmicas e nas relações de equilíbrio líquido-vapor entre os componentes. Assim, as substâncias não se transformam em outras, mas se separam e se reagrupam em diferentes correntes, com diferentes composições.

Mas, mesmo nas unidades em que ocorrem processos de conversão química, em geral, as operações de transformação física correspondem, em número, à grande maioria das operações num processo químico.

Isso se deve às inúmeras operações necessárias para condicionar e transportar as correntes do processo para que ocorram as conversões químicas e nas quantidades requeridas e, posteriormente, para purificar e acondicionar o produto, processar os resíduos formados, etc, envolvendo, principalmente:

- Transporte de sólidos;
- Redução de granulometria;
- Peneiração;
- Mistura, Agitação;
- Dissolução;
- Precipitação;
- Filtração, Centrifugação;
- Decantação;
- Bombeamento de líquidos;
- Compressão de gases;
- Despressurização;
- Aquecimento, Resfriamento;
- Vaporização, Condensação;
- Destilação;
- Evaporação por expansão;
- Restrição e controle de fluxo;
- Absorção de gás;

- Extração com solvente;
- Adsorção e Troca Iônica;
- Cristalização;
- Secagem;
- Armazenagem;
- Embalagem;
- Etc.

Variáveis de Processo

Os processos químicos industriais feitos em grande escala são geralmente contínuos ao longo do tempo e devem operar em regime permanente. E o manuseio de grandes massas, com altos teores energéticos relacionados a temperaturas, pressões e energias potenciais, mais os aspectos de toxicidade dos componentes, envolve grandes riscos de processo.

Sendo assim, é crucial o monitoramento e o controle automático de todas as variáveis do processo, através de um sistema informatizado, complexo e sofisticado de instrumentação para medição, registro e controle das variáveis de operação, incluindo alarmes e intertravamentos de segurança.

Entre as variáveis de processo mais usuais nos processos químicos estão:

- Temperatura
- Pressão e pressão diferencial;
- Vazão;
- Nível de líquido ou de interface;
- Densidade, Viscosidade, Condutibilidade elétrica, pH, Composição;
- Corrente Elétrica, Tensão Elétrica, Resistência Elétrica;
- Vibração Mecânica, Torque, etc.

Existem processos em que o risco envolvido justifica a instalação de sistemas de instrumentação e controle mais complexos para garantir mais segurança. Nestas aplicações, o conceito de risco está relacionado à combinação da taxa de perigo

com as consequências do evento perigoso para pessoas, produção, patrimônio e meio ambiente.

Um Sistema Instrumentado de Segurança (SIS) é composto de malhas de segurança classificadas de acordo com seu nível de criticidade, através de avaliações de risco e confiabilidade realizadas durante o projeto básico da planta, por equipes multidisciplinares de especialistas. Em função dos requisitos de segurança determinados pelo estudo para cada malha de controle, poderão ser incluídas redundâncias em dispositivos iniciadores e atuadores, proteção contra falha espúria e/ou de demanda de sensores (lógicas de votação 2 de 2, 1 de 2 ou 2 de 3), sistemas de controle independentes, etc.

Na ocorrência de perturbações graves do processo, a lógica de segurança pode levar à parada de alguns equipamentos ou seções, até o *trip* completo da planta. Nesses casos, algumas correntes de processo podem ter que ser aliviadas para queima na tocha, através de sistemas automáticos de despressurização de emergência.

Entretanto, independentemente dos sistemas instrumentados de segurança, na indústria química cada equipamento de processo ou sistema possui no mínimo a segurança intrínseca de dispositivos mecânicos de proteção contra sobrepressão, sejam válvulas de segurança, discos de ruptura ou válvulas de retenção. Estes dispositivos são projetados de forma a garantir a proteção final da planta, após todas as tentativas de se reduzir a tendência de elevação do risco.

4.4 Capacidades Instaladas e Perspectivas de Crescimento

4.4.1 Na Indústria Química

A indústria química está presente no início de pelo menos 90% das cadeias industriais. Essa capilaridade permite a ela, quando robustecida, ser uma das grandes alavancas de crescimento da economia como um todo. No Brasil, esse setor representa um faturamento líquido anual superior a US\$ 150 bilhões, é responsável pela geração de mais de 2 milhões de empregos diretos e indiretos,

pela arrecadação de R\$ 36 bilhões em impostos ao ano e pelo fornecimento a cerca de 15 mil fábricas distribuídas pelo país (QUÍMICA & DERIVADOS, 2016).

Apesar disso, a Indústria Química brasileira segue importando muito mais do que exporta, gerando déficits na balança comercial. Os produtos com maior peso negativo na balança comercial atualmente são os compostos intermediários importados para produção de fertilizantes, contrabalançados em parte pela exportação de resinas petroquímicas.

O déficit comercial em produtos químicos alcançou o recorde histórico de US\$ 32 bilhões em 2013; nos anos seguintes os valores foram menores, de US\$ 31 bilhões em 2014 e US\$ 26,5 bilhões em 2015 (ABIQUIM, 2016). Nesse último ano, o Brasil importou mais de 33,6 milhões de toneladas de produtos químicos, ao valor total de US\$ 38,2 bilhões. As exportações de produtos químicos, por sua vez, de US\$ 12,8 bilhões, em 2015, diminuíram 11,7% na comparação com o ano anterior, afetadas pela forte queda de 14,2% dos preços internacionais médios praticados (em dólares americanos) (ABIQUIM, 2016).

Mas a pequena diminuição no déficit também se deve à queda dos preços dos produtos importados, conjugada a um período difícil para a indústria de transformação no país, com redução considerável da demanda por bens intermediários (ABIQUIM, 2016).

Uma das variáveis mais importantes na avaliação de comportamento da demanda de um segmento, o Consumo Aparente Nacional - CAN – é o resultado de produção, mais importação, menos exportação, também revela como anda a competitividade das empresas brasileiras em relação às suas congêneres em outros países. Em 2013, o CAN da indústria química cresceu expressivos 7,1%, resultantes de um aumento de produção de 1,6%, queda de 7,9% das exportações e aumento de 17,6% nas importações dos mesmos produtos exportados (ABIQUIM, 2014).

Assim, além de perder espaço para os importados, o segmento também não tem conseguido elevar suas exportações. Como a demanda também não está

aquecida no mundo, há excedentes de produção que estão sendo comercializados por outros países a custos marginais, desalinhando a oferta e os preços de diversos produtos.

Apesar da situação atual, as expectativas de barateamento e maior abundância de matérias-primas no médio prazo têm permitido prever que a indústria química deverá quase triplicar sua participação no cenário previsto até 2050, com alguns de seus setores alavancados pelo crescimento de outros segmentos industriais que estarão muito aquecidos no período. Este será o caso das resinas, para embalagens de alimentos e bebidas e para o setor automotivo, da produção de PVC e cloro para saneamento básico, puxada pela construção civil, e dos fertilizantes nitrogenados amônia e ureia, produzidos a partir do gás natural, requeridos pela agropecuária (PNE 2050).

E o crescimento dos setores de resinas e de fertilizantes nitrogenados, parte da indústria química, para atendimento à sua demanda por matérias primas, também puxa o crescimento da indústria de óleo e gás, nos setores de produção e refino.

Dentro da Indústria Química de Produtos de Uso Industrial no Brasil, os segmentos mais expressivos são o da Petroquímica, o de Fertilizantes e o de Cloro-Alcalis.

Resinas Petroquímicas

A Petroquímica é uma indústria que opera com elevadas economias de escala, em que as plantas têm capacidades de produção cada vez maiores, mas são projetadas para acompanhar as flutuações cíclicas da demanda deste setor, que sofre fortes influências da conjuntura macroeconômica interna e externa. É uma indústria intensiva em energia, tecnologia e capital, e cuja competitividade relaciona-se com a garantia de insumos e matérias primas como nafta, gás natural e/ou etanol.

Apesar da importância dos materiais petroquímicos para a economia brasileira, o abastecimento interno é provido em parte por importações, pela maior

competitividade e abundância de polietilenos e polipropilenos de alguns grandes fabricantes mundiais, a partir de seu gás natural. No Brasil, o alto custo das matérias primas, nafta e gás natural, torna menos atrativa a produção dessas resinas com as tecnologias convencionais atualmente empregadas. Entretanto, isso deverá mudar com a crescente disponibilização do gás natural do pré-sal.

As rotas renováveis se encontram em fase inicial de amadurecimento, com a implantação de uma planta de polietileno a partir de etanol da cana-de-açúcar em Triunfo/RS, com capacidade de produção de 200 mil toneladas anuais de polietileno. Esse mercado pode explorar nichos específicos como o mercado europeu, com políticas para o “mercado verde”, mas a rota a partir dos materiais de origem fóssil deverá manter sua predominância no abastecimento da produção de resinas.

Mesmo com a nafta perdendo progressivamente sua participação em relação ao gás natural, seu consumo na produção de resinas no Brasil continua crescendo. Seu uso na produção de etenos possibilita também a co-produção de propenos e aromáticos, o que não se obtém a partir do gás natural e do etanol. Assim, a nafta deve se manter como principal matéria-prima para produção de resinas no país, sendo que uma maior oferta de nafta poderá ser obtida com o processamento do óleo do pré-sal, atendendo parte da demanda para produção de resinas.

Apesar da queda prevista nos preços internacionais dos petroquímicos, pela entrada em operação de plantas base-gás este ano em outros continentes e também pela queda do preço do petróleo, as exportações brasileiras de resinas devem se manter elevadas em 2016, compensando com folga a retração na demanda interna (MAXIQUIM, 2015). As resinas termoplásticas, com exportações de US\$ 2,0 bilhões, foram os produtos químicos mais exportados em 2015, apesar da redução de 2,0% na comparação com 2014.

De qualquer maneira, no horizonte até 2050, o abastecimento da demanda interna continuará contando com certo nível de importação dos produtos disponibilizados em abundância e preços mais baixos pelos grandes produtores mundiais (PNE 2050).

Usos Não Energéticos de Gás Natural

Entre o consumo de gás natural nas refinarias para produção de hidrogênio e seu uso na produção de resinas e fertilizantes, a demanda de gás natural como matéria-prima, no horizonte até 2050, tem evolução estimada de 6,9 Mm³/dia em 2013 para 26,5 Mm³/dia em 2050 (PNE 2050).

Fertilizantes Nitrogenados

O Brasil é o quarto maior consumidor mundial, com cerca de 30 milhões de toneladas de fertilizantes consumidas por ano, mas a produção interna responde por apenas 30% desse total, com o país cada vez mais dependente de importação. No ano de 2015, apesar de ter havido uma queda de 20,5% na aquisição de intermediários para fertilizantes, estes continuaram sendo o principal item da pauta de importação do setor, com compras de mais de US\$ 6,1 bilhões, equivalentes a 19,1 milhões de toneladas (ABIQUIM, 2016).

Hoje, o consumo anual per capita dos fertilizantes nitrogenados, basicamente amônia e ureia, está em torno de 25 kg/habitante. Esse consumo está relacionado à renda per capita, sendo maior nos países desenvolvidos, como por exemplo, na França, com cerca de 40 kg anuais por habitante (PNE 2050).

O cenário de crescimento indica a necessidade de expansão da produção de ureia e amônia para as culturas de cana, milho e café, e espera-se a substituição de importações através do desenvolvimento da indústria nacional, com a produção priorizando o uso do gás natural como matéria prima (PNE 2050).

O gás natural tem caráter estratégico para a agricultura como matéria prima na produção dos fertilizantes nitrogenados, pois há previsão de altas taxas de crescimento do setor agrícola e de superávit da produção nacional de gás natural em relação à demanda. Desse modo, é premissa básica a priorização do atendimento à demanda de fertilizantes nitrogenados, minimizando a importação. Assim, ao invés de exportar o excedente de gás natural, vai-se agregar maior valor

à sua produção, ainda reduzindo a dependência externa do Brasil em relação aos fertilizantes nitrogenados (PNE 2050).

Soda-cloro

A produção brasileira de cloro representa 60% do mercado latino-americano e responde por 1% do PIB nacional. São 7 plantas produtivas no país, que empregam 1,3 mil trabalhadores (ABICLOR, 2016).

A perspectiva de expansão de capacidade neste segmento tem sido dificultada pelos altos custos da energia elétrica, de uso intensivo nesta indústria, influenciando negativamente nas decisões de implantação de novas plantas, de modo que o atendimento da demanda interna de cloro tem sido realizado através da importação dos seus derivados.

A indústria de cloro-álcalis também é considerada estratégica para o país, uma vez que atende a usos como saneamento básico e construção civil (PVC). O patamar de consumo per capita de cloro no Brasil, atualmente em torno de 9 kg/hab/ano, ainda é reduzido se comparado ao de países mais desenvolvidos, pois este está relacionado ao índice de desenvolvimento econômico e social. Pelas previsões de crescimento econômico e de renda, é esperado que esse índice evolua no horizonte até 2050, mas continuaria não atingindo a média observada nos países desenvolvidos (PNE 2050).

Como o cloro e a soda são produzidos em um mesmo processo e numa proporção fixa, o suprimento de um pode ser delimitado pela demanda do outro e vice-versa. Nos países desenvolvidos, a demanda de cloro tem comandado a produção das plantas de cloro-álcalis e a soda passou a ser um subproduto ofertado a preços reduzidos no mercado internacional. O excesso de oferta e seu baixo preço no mercado mundial estimulam um alto grau de importação neste país (PNE 2050).

Mesmo assim, a produção nacional de soda pode vir a ter expansões de capacidade instalada ainda no curto prazo, para que as adições de capacidade possam atender também à demanda de cloro para saneamento básico e produção

de celulose, para reduzir a crescente dependência do mercado brasileiro da importação de soda e cloro (PNE 2050).

4.4.2 Na Indústria de Óleo e Gás

Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural (E&P)

A produção de petróleo no Brasil começou a ganhar escala na década de 1980, com a descoberta das reservas na Bacia de Campos. No entanto, foi apenas no fim da década seguinte, quando ultrapassou a marca de 1 milhão de barris/dia, que a produção atingiu novos patamares (BNDES, 2010). Desde então, a produção de petróleo mais que dobrou (MME - SPG/DEPG, 2015).

A partir do início da década de 2000, os investimentos no Brasil pela Petrobras e por empresas estrangeiras cresceram substancialmente, pela recuperação à época dos preços internacionais do petróleo, pela escassez de novas fronteiras exploratórias no mundo e pela mudança institucional, que determinou, a partir de 1997, a quebra do monopólio da Petrobras no setor (BNDES, 2010).

Com a descoberta do pré-sal, a partir de 2008 houve ainda maior aceleração dos investimentos no setor, em especial nas áreas de exploração e produção, com o *boom* de investimentos liderados pela Petrobras. Nesse quadro aumentou muito a importância dos investimentos do setor de petróleo e gás na indústria brasileira, passando de uma média de 7% na década de 1990 para cerca de 20% do total ao longo da década de 2000 a 2010. (BNDES, 2010).

De acordo com os dados mais recentes divulgados pela PETROBRAS, em Abril de 2016 a produção total de petróleo e gás natural no Brasil atingiu 2,62 milhões barris de óleo equivalente por dia (boed), dos quais, na camada pré-sal, a produção de petróleo e gás se mantém acima de 1 milhão de barris de óleo equivalente por dia (boed) desde julho de 2015. A produção brasileira atual de óleo gera autossuficiência e excedentes para exportação e deverá atingir cerca de 4 milhões de barris/dia em 2050 (PNE 2050).

Já quanto ao gás natural, a informação mais recente vem do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, do MME, de Fevereiro de 2016: a

demanda total foi de 86,4 milhões de m³/dia, com oferta nacional de 51,6 milhões de m³/dia e a diferença suprida através de importações da Bolívia e da Argentina.

Entre todas as indústrias do setor energético (E&P, refino, etanol, biodiesel, coquerias, carvoarias, dutos de transporte e geração elétrica), a maior expansão esperada no longo prazo é a da exploração e produção de óleo e gás (E&P), pelo volume adicional a ser produzido no Pré-Sal (PNE 2050).

Refino e Produção de Derivados de Petróleo

De acordo com dados mais recentes divulgados pela PETROBRAS, em Abril de 2016 a produção de derivados no Brasil ficou estável, totalizando 1,96 milhões de barris/dia, enquanto as vendas no mercado doméstico atingiram 2,06 milhões de barris/dia, sendo a diferença suprida por importações.

Deve haver expansão do parque de refino nacional para buscar a autossuficiência em derivados de petróleo no longo prazo, com o objetivo estratégico de minimizar a dependência externa.

4.5 Insumos Energéticos e Autoprodução Elétrica

No Brasil, o setor industrial detém a maior parcela do consumo energético de gás natural, que deve aumentar no curto prazo pelo aumento da disponibilidade do gás natural. No consumo final total de energia, o consumo do gás natural deve aumentar em relação ao de outros energéticos, passando de 7,5% em 2013 para cerca de 12% em 2050 (PNE 2050).

A Indústria Química, com segmentos como petroquímica, produção de fertilizantes e de cloro-álcalis, e a Indústria de Óleo e Gás, incluindo E&P e Refino, são e continuarão a ser grandes consumidores de energia.

Na produção de petroquímicos básicos, a autoprodução de eletricidade já tem peso relevante, com tendência de expansão. O índice de autoprodução elétrica nessa indústria, com base na produção de eteno, é de 1540 kWh/t de eteno e, nesta atividade, a autoprodução de eletricidade será responsável por praticamente

toda a expansão da capacidade até 2050. Na indústria petroquímica, a autoprodução elétrica deverá passar de 2,5 TWh em 2013 para cerca de 9 TWh em 2050. Os principais combustíveis utilizados são correntes gasosas residuais do processo de craqueamento, complementadas em menor proporção pelo gás natural (PNE 2050).

Na indústria de fertilizantes nitrogenados, o principal combustível utilizado é também a matéria prima, o gás natural.

Na indústria de soda-cloro a autoprodução elétrica é pouco competitiva, sendo sua demanda atendida essencialmente pela rede elétrica.

Na Exploração e Produção de Petróleo (E&P), a fonte de energia para todas as atividades é o próprio gás natural extraído. O índice de autoprodução elétrica é de cerca de 100 kWh/m³ de óleo extraído no Pós-Sal e de 200 kWh/m³ no Pré-Sal (PNE 2050).

No setor de Refino, a principal fonte primária de energia é o gás combustível, ou gás de refinaria, gerado em seus processos. O índice de autoprodução elétrica nessa indústria atualmente está em torno de 16 kWh/m³ de petróleo processado (PNE 2050).

4.6 Intensidades Energéticas dos Processos

Na Indústria Química, a Intensidade Energética típica atual de alguns processos nos Estados Unidos, em Btu/lb, é ilustrada pela figura 4.6. Convertendo-se as unidades, encontramos valores de intensidades energéticas por tonelada de produto de 4.569 kWh para Etileno, 4.250 kWh para o Cloro, 3778 kWh para Amônia e 5.084 para o Benzeno, os mais energointensivos da Indústria Química.

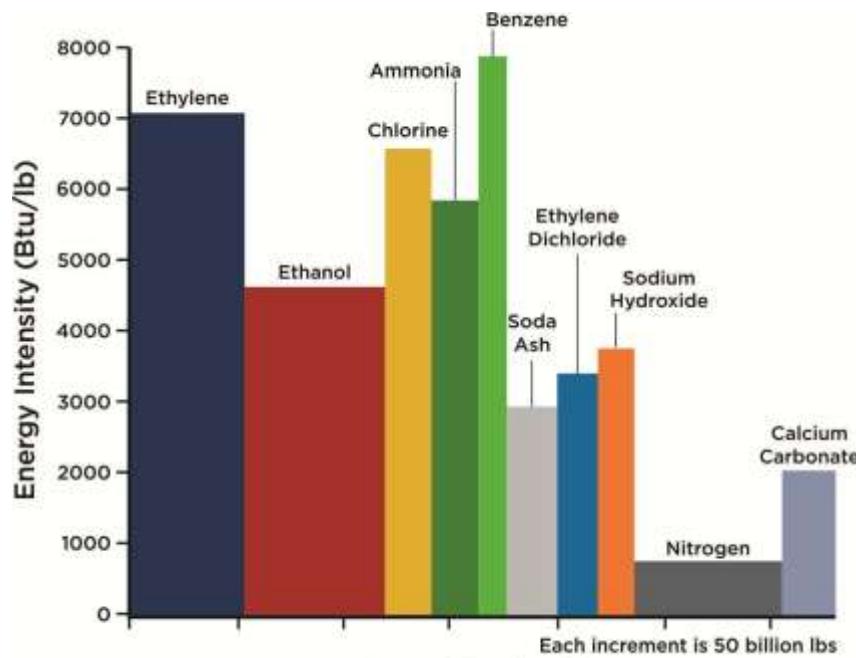


Figura 4.6 - Intensidades Energéticas Típicas de Produção na Indústria Química dos Dez Segmentos mais Energo-intensivos (US DOE, 2015).

No Brasil, para a Indústria Petroquímica de 1^a Geração, temos os índices típicos da produção de eteno:

Consumo Energético Específico Médio no Brasil (kWh / t eteno) (*)	5083
Consumo Elétrico Específico Médio no Brasil (kWh / t eteno) (**)	1573

Tabela 4.2 - Índices Energéticos na Produção de Eteno a Partir da Nafta. Fonte: Elaborada com base em FLÁVIO R. C. MATHIAS, 2014 (*) e PNE 2050(**)

Na Indústria de Óleo e Gás americana, as intensidades energéticas típicas dos principais processos são mostradas na tabela 4.3:

Intensidades Energéticas de Processos de Refino do Petróleo nos EUA		
Processo	kWh/m ³	kWh/barril
Alquilação	455	72
Destilação Atmosférica	201	32
Hidrocraqueamento Catalítico	293	47
Reforma Catalítica	486	77
Coqueamento & Viscorredução	272	43
Craqueamento Catalítico	337	54
Hidrotratamento	149	24
Isomerização	398	63
Destilação a Vácuo	164	26

Tabela 4.3 - Intensidades Energéticas Típicas dos Principais Processos de Refino
 Adaptado de US DOE 2015)

No Brasil, na Exploração de Petróleo do Pré-Sal, a dificuldade adicional na extração em grandes profundidades aumenta o esforço energético necessário. O consumo específico de energia para a produção de um mesmo volume de óleo e gás no Pré-Sal é o dobro em relação ao da produção atual no Pós-Sal.

Nas Refinarias brasileiras, mesmo com todos os esforços pelo aumento da eficiência energética, tende a aumentar o consumo específico de energia, por aumento da complexidade dos processos de refino para melhoria das especificações de qualidade dos combustíveis, em atendimento às crescentes restrições ambientais.

O setor de soda-cloro, que é de alta intensidade elétrica, com a produção concomitante de cloro e soda cáustica por eletrólise, tem no Brasil um consumo específico entre 2.900 e 3.600 kWh por tonelada de cloro produzido, a depender do tipo de tecnologia empregada (ABICLOR, 2014b).

4.7 Desafios e Oportunidades do Setor

Indústria Química

A Indústria Química brasileira segue gerando déficits crescentes. Embora o país tenha recursos de produção importantes e um mercado atrativo, a indústria

química há tempos vem sendo deficitária em todos os seus segmentos, exportando cada vez menos e importando cada vez mais, gerando riquezas e empregos em outros países, sendo que ao menos dois terços das importações são de produtos que o Brasil tem condições potenciais de produzir. Isso revela perda de dinamismo e falta de competitividade da nossa indústria química. Apenas para ilustrar a progressão desse fenômeno, no início da década de 1990 o déficit na balança comercial brasileira devido à indústria química era de US\$ 1,5 bilhão e, nos últimos anos, tem variado em torno de US\$ 30 bilhões.

As principais causas apontadas pelo setor para sua falta de competitividade são os preços das principais matérias primas para a produção petroquímica e de fertilizantes, a nafta e o gás natural, além das tarifas de energia elétrica.

Enquanto as importações de produtos químicos fabricados localmente crescem, a ociosidade das plantas instaladas no país também se mantém elevada. As altas taxas do Consumo Aparente Nacional (produção + importação - exportação), sempre crescentes, demonstram que as oportunidades existentes no país não estão sendo aproveitadas pela indústria química (ABIQUIM, 2014).

No curto prazo, a previsão é de que as oportunidades que se apresentam continuem não sendo aproveitadas, pois a previsão de investimentos, cujo valor anterior era de US\$ 12,4 bilhões para o período 2014 a 2019, sofreu expressiva queda: no levantamento de intenções para o período de 2015 a 2020, apenas US\$ 5,4 bilhões estão previstos. Com isso, o Brasil ainda deixa de aproveitar a vantagem competitiva que sua produção agrícola traz de inúmeras alternativas para se tornar líder mundial no segmento de produtos químicos de base renovável (ABIQUIM, 2014).

Isso reflete tanto o atual cenário econômico adverso quanto as imprevisibilidades políticas, que não dão segurança para realização dos projetos, que são de grande porte, longo prazo de implantação e elevado custo de capital e que, por isso, requerem alto nível de confiança no futuro do país por parte dos grupos empresariais e instituições de crédito (ABIQUIM, 2016).

Setor Petroquímico

A partir do ano 2000, o setor petroquímico brasileiro passou a enfrentar sérios problemas com a eliminação dos subsídios à nafta, cujo fornecedor único era a Petrobrás. Uma vez que cerca de 75% dos custos variáveis provêm da matéria-prima, o setor teve seus custos elevados, o que prejudicou inclusive o faturamento das produtoras de segunda geração, pois seus produtos passaram a ser importados diretamente pelas empresas consumidoras.

Embora a Petrobras não detenha mais o monopólio da venda da nafta, com a liberação pela ANP da importação direta pelos consumidores, na prática o monopólio continua, pelo fato de a Petrobras ser dona de todos os dutos capazes de conduzir a nafta no País.

No final de 2015, a Petrobras renovou por 5 anos o contrato de fornecimento de nafta, ainda a principal matéria-prima utilizada, com a Braskem, que monopoliza a produção petroquímica de 1^a geração. Serão 7 milhões de toneladas anuais, que correspondem a 70% das necessidades de nafta da empresa no Brasil. Diferentemente do que o setor buscava, como o valor será de 102% da referência ARA (preço no circuito dos portos de Amsterdã, Roterdã e Antuérpia), uma das mais caras do mundo, o novo contrato não será um fator de competitividade frente à indústria americana, beneficiada pelos baixos preços da energia e do gás praticados nos EUA, Canadá e México.

Mas a eliminação das incertezas sobre o provisionamento de nafta que dificultavam o planejamento dos investimentos já representou um alívio. E a isso se soma o ajuste do câmbio, que trouxe o dólar para um patamar mais realista e criou condições mais favoráveis para nossas exportações, além de conter em parte as importações de petroquímicos básicos, que agora suprem cerca de 30% do nosso mercado. Entretanto, as exportações representam pouco mais de 15% da produção nacional.

Assim como a maioria dos setores industriais do País, a petroquímica brasileira sofreu uma forte retração na sua demanda doméstica em 2015. Mas a queda drástica do preço do petróleo levou o setor a recuperar a competitividade no cenário internacional, por ser majoritariamente baseado em nafta, agora com

custo muito baixo. Isso, mais a forte valorização do dólar, têm viabilizado a produção de resinas em níveis elevados, exportando seus excedentes.

No longo prazo, o desafio da indústria petroquímica brasileira será resolver suas questões internas de falta de competitividade, pois o cenário futuro apresenta incertezas para a indústria nacional: a forte concorrência dos mercados externos, que operam com excedentes de produção, entrando no mercado nacional com a grande competitividade do *shale gas* da indústria americana, mais as importações chinesas. Segundo a ABIQUIM, não pode inclusive ser excluída a possibilidade da prática de preços predatórios por grandes produtores no exterior para conquistar mercados e manter suas fábricas com altas taxas de utilização da capacidade instalada.

Uma agenda importante para a indústria petroquímica nacional em 2016 é pressionar pela vigência de uma política para o uso do gás natural como matéria-prima, transformada em lei em 2009, mas até hoje aguardando regulamentação. Até hoje, a destinação do gás como matéria-prima é tratada como se fosse para energia – que já é uma das mais caras do mundo – e ainda teve seus custos elevados em 2015. Segundo a ABIQUIM, sem matéria-prima competitiva não existe indústria petroquímica e hoje não temos gás natural competitivo. Aplicado à indústria química como matéria-prima, o gás natural agrega em média oito vezes o seu valor em relação ao de queima nas caldeiras.

Existem muitas expectativas quanto à disponibilidade de matérias-primas para a petroquímica com as descobertas do Pré-Sal e das possibilidades da exploração de gás não convencional *onshore*.

Indústria de Petróleo Offshore

Até 2013, o volume de negócios gerados pelo pré-sal impulsionou toda a cadeia de bens e serviços no Brasil, gerando tecnologia, capacitação profissional e oportunidades para outros setores da indústria. Entretanto, nessa época, a Petrobrás, obrigada à operação de todas as áreas do pré-sal com participação de

30% em todos os investimentos, já havia entrado em grandes dificuldades financeiras.

As dificuldades deveram-se, principalmente, à intervenção do Governo Federal na política de preços da companhia entre 2011 e 2014, reprimindo os preços domésticos dos combustíveis em níveis muito inferiores aos do mercado externo. Essa tentativa de controle de preços produziu resultados desastrosos, pois o ambicioso plano de investimentos que a Petrobras desenvolvia na época dependia, na origem, de preços dos combustíveis em paridade com os preços externos.

O governo exigia o protagonismo da Petrobras no PAC, Programa de Aceleração do Crescimento, iniciado em janeiro de 2007 como forma de combater o efeito recessivo da retração mundial. E fez isso de modo a favorecer os fornecedores brasileiros e as grandes construtoras, definindo metas ambiciosas para o conteúdo local dos equipamentos comprados pela Petrobras, com destaque para os de construção naval.

As metas ambiciosas foram além do limite da capacidade, tanto da Petrobras quanto dos fornecedores, todos sobrecarregados por um orçamento de investimento que aumentou de 350% em seis anos, chegando o proposto, no plano 2012-2016, a 236 bilhões de dólares.

A pretensão excessiva comprometeu na raiz a qualidade do gasto da Petrobras, implicando prazos menores para análises, menor precisão nas especificações para contratação e seguidas alterações durante a execução dos projetos, levando a expressivos aumentos de preço durante a execução e a repetidas renegociações de contratos. Tudo isso gerou também um terreno fértil para desvios de conduta dos envolvidos, agora revelados nas denúncias de corrupção pela Operação Lava Jato da Polícia Federal.

Depois do estrangulamento financeiro da Petrobras e de sua imagem comprometida diante dos investidores no mundo, o governo federal viu-se obrigado a entregar a companhia à intervenção de agentes financeiros, para evitar o vencimento antecipado das dívidas.

Um novo plano traz agora a redução dos investimentos da Petrobras para 130 bilhões de dólares até 2020, isto é, 60% do previsto no plano anterior, com a projeção da produção de petróleo para 2020 sendo reduzida de 4,2 para 2,8 milhões de barris/dia. E para fazer caixa rapidamente, a companhia se vê também obrigada a acelerar a venda de ativos, oferecendo ativos bons, inclusive no Brasil e na região do pré-sal, a preços convidativos. (CARTA CAPITAL, Agosto 2015).

O cenário recente do setor brasileiro de petróleo fica ainda mais dramático com a queda no preço internacional do petróleo para menos de US\$ 30 no último ano, somente agora começando a mostrar alguma recuperação. Para que no Brasil essa atividade seja viável e competitiva, é necessário que o preço do barril esteja acima de U\$ 50 (ONIP, 2016).

Indústria de Gás Natural Offshore e Onshore

Na exploração *offshore* em águas profundas no Brasil, o esforço exploratório orienta-se para o petróleo, reservando ao gás natural um papel secundário, porque o elevado custo de escoamento do gás ao continente reduz o retorno econômico dos projetos *offshore* de gás natural. Por não se ter como enviar todo o gás extraído *offshore* ao continente, uma grande parte dele é reinjetada aos poços e outra parte é simplesmente queimada na tocha da plataforma de extração.

A produção de gás no Brasil é muito menor que a produção equivalente de petróleo e a consequência disso é escassez de gás natural no mercado nacional, que opera ainda com 50% da oferta sendo importada. O país poderia ser autossuficiente, caso houvesse a conjugação de grande produção de gás associado em águas profundas e a produção do gás não convencional *onshore* (AGÊNCIA CNI, Março 2016).

O Brasil tem grandes reservas em bacias terrestres de produção de gás natural não convencional, cuja principal diferença em relação ao convencional é sua reduzida fluidez através das rochas-reservatório, o que exige métodos especiais de exploração e produção.

A redução de custos das perfurações horizontais e do faturamento hidráulico permitiu que essas técnicas passassem a ser utilizadas para exploração em formações com baixa permeabilidade. Entretanto, é um processo complexo, que depende de estudos geológicos detalhados em cada caso, intensivo no uso de água e energia e utiliza equipamentos de bombeamento de alta pressão (COLOMER e ALMEIDA, 2015).

Atualmente, não se conhece o potencial dos recursos e reservas do país. A *Energy Information Administration*, dos Estados Unidos, elaborou um estudo, em 2013, mostrando que o Brasil detinha um potencial tecnicamente recuperável de *shale gas* de 226 trilhões de pés cúbicos, quase 10 vezes o volume das reservas provadas de gás convencional. Se o Brasil pudesse converter 10% desses recursos em reservas, dobraria as reservas nacionais de gás (AGÊNCIA CNI, Março 2016)

Mas a inadequação do arcabouço institucional brasileiro ainda não viabiliza o desenvolvimento da produção do gás não convencional. Atualmente, a exploração de *shale gas* no Brasil está paralisada por recursos judiciais. Os leilões de campos para exploração de produção de gás não têm atraído muitos investidores, particularmente nas bacias terrestres. Os principais obstáculos são a falta de infraestrutura de escoamento, a falta de visibilidade quanto ao tamanho e acesso ao mercado, condições tributárias e fiscais pouco atrativas para o desenvolvimento de projetos de gás natural, como royalties, conteúdo local, impostos estaduais. Além disso, há a incerteza sobre o papel da Petrobras. A estatal informou que está cortando investimentos em exploração e que venderá ativos (AGÊNCIA CNI, Março 2016).

5 COGERAÇÃO NAS INDÚSTRIAS QUÍMICAS E DE ÓLEO & GÁS

Alguns tipos de instalações têm vocação para obtenção de uma solução econômica em cogeração, por terem relação de demandas térmica e elétrica dentro dos padrões da cogeração, o que em princípio já favorece essa alternativa. O maior mercado potencial de cogeração é constituído pelos segmentos industriais que utilizam grandes quantidades de vapor e eletricidade no próprio processo industrial.

As unidades de Exploração e Produção de Petróleo, as Refinarias de Petróleo e as Plantas Petroquímicas utilizam processos de grande demanda térmica na forma de vapor, para aquecimento indireto ou para introdução direta ao processo e também para acionamento de equipamentos por turbinas, além de grande demanda elétrica para acionamento de bombas, compressores, sopradores etc.

Ainda melhor potencial para a cogeração têm as plantas industriais que simultaneamente geram resíduos de processo que podem ser utilizados como combustível para a geração de eletricidade e energia térmica, como (PNE 2050):

- Papel e celulose
- Siderurgia
- Química e petroquímica
- Extração e refino de petróleo
- Setor sucroalcooleiro
- Alimentos e bebidas
- Produção têxtil

Sendo a viabilidade econômica de uma central de cogeração dependente da diferença entre o preço evitado da energia elétrica da rede e o do combustível utilizado na cogeração, é fato que o suprimento total ou parcial do combustível a partir de correntes residuais geradas internamente à planta, com custo baixo ou sem custos, é um fator decisivo na viabilização.

5.1 Correntes Residuais de Processo Aproveitadas como Combustível

Nas Unidades de Exploração e Produção de Petróleo (E&P)

O gás natural associado, extraído junto com o petróleo dos reservatórios *offshore*, demanda uma logística complexa para seu escoamento ao continente, seja através de gasodutos, ou de “navios metaneiros” com o gás natural pressurizado e liquefeito. Quando esse sistema de transporte do gás não pode ou ainda não está implantado, o gás extraído junto com o óleo, se não for aproveitado como combustível na própria plataforma, terá que ser reinjetado aos poços, ou simplesmente queimado na tocha.

As petroleiras então utilizam esse gás para a autoprodução termelétrica nas plataformas *offshore*.

A autoprodução elétrica em E&P tende a aumentar com a exploração do pré-sal, por dois fatores: primeiro, pela grande quantidade de gás associado nesse tipo de poço; em segundo lugar, pelo fato de a extração no pré-sal requerer, em média, o dobro da energia elétrica da extração de um barril no pós-sal, pela maior dificuldade para operação dos equipamentos com maiores lâminas d’água e camadas de rocha no fundo do mar (PNE 2050).

Nas Refinarias

Muitas correntes gasosas geradas nas refinarias como subprodutos podem ser utilizadas como combustível, com composições variáveis em hidrogênio, metano e etano. As várias correntes são coletadas em um sistema de gás combustível e, após tratamento com solução de dietanolamina (DEA) para remoção do gás sulfídrico, são utilizadas em caldeiras e fornos internamente à própria refinaria, mas também podem ser exportadas a unidades petroquímicas dentro do mesmo complexo, através de gasodutos.

Nas refinarias de petróleo, os seguintes sistemas são as principais fontes de geração de gás combustível para consumo próprio:

- Nas Unidades de Destilação Atmosférica, a fração mais leve que o GLP, extraída do óleo destilado, contendo metano e etano, é utilizada como gás combustível;

- Nas unidades de craqueamento catalítico do gasóleo de vácuo (*Fluid Catalytic Cracking – FCC*), gás combustível é separado na torre absorvedora secundária; também os gases de combustão ricos em CO, da queima do coque (*) depositado durante regeneração do catalisador, são usados para gerar vapor de alta pressão nas “caldeiras de CO”, para fornecer calor ao próprio processo de craqueamento;
- Nas Unidades de Reforma Catalítica da nafta (URC), corrente de gás combustível rica em hidrogênio é gerada como efluente do reator de pré-tratamento da carga e posteriormente separada do GLP produzido no topo da torre estabilizadora;
- Nas Unidades de Hidrotratamento, depois de separada uma corrente de hidrogênio para reciclo num primeiro *flash* a alta pressão do efluente do reator, num segundo *flash*, a baixa pressão, se separa uma corrente de gás combustível;
- Nas Unidades de Coqueamento Retardado do resíduo de vácuo, gás combustível é formado e retirado pelo topo da fracionadora.

(*) O coque aqui é formado por reações indesejáveis que ocorrem sobre o leito do catalisador; não se trata do coque petroquímico produzido em condições controladas nas unidades de coqueamento retardado, este de alto valor comercial para fabricação de eletrodos da indústria de alumínio e para aquecimento direto nos fornos de cimento e cerâmica.

Nas Centrais Petroquímicas

As seguintes correntes de subprodutos, que podem ser geradas no craqueamento e separadas no processo, são destinadas à utilização como combustível na própria central petroquímica:

- Metano vai para o sistema de gás combustível;
- Hidrogênio pode ir para gás combustível ou para purificação e utilização nos hidrotratamentos;
- Resíduo de pirólise é utilizado na planta como óleo combustível ou para produção de coque.

Já outros subprodutos têm como destino o reciclo para novo processo de craqueamento nos fornos de pirólise:

- Propeno, buteno e butadienos, se não forem também produtos finais comercializados;
- Etano é reciclado; propano e butano, se a central não comercializar GLP, também são reciclados no processo.

A matriz energética típica de uma craqueadora no Brasil é formada por combustíveis residuais, gás natural e energia elétrica. A maior parte dos combustíveis residuais provém de processos da própria central: gases combustíveis, subprodutos líquidos leves, resíduos da corrente C4 e butadieno (quando a demanda por este produto no mercado cai); uma pequena parte pode ser constituída por gás de processo de refinarias que alimentam a planta.

A planta utiliza o gás natural apenas como complemento dos combustíveis residuais, que são sua principal fonte de energia. O gás natural é misturado com os gases residuais e todas as caldeiras e fornos da central podem consumir esta mistura. O consumo dos combustíveis residuais é muito maior do que o de gás natural, cujo consumo em relação ao total de combustíveis da central fica entre 11% e 15%.

5.2 Cogeração Nas Centrais Petroquímicas

A configuração mais comumente encontrada em centrais petroquímicas de 1^a geração são unidades de cogeração em configuração *Bottoming*. Nesta indústria pesada em que o processo utiliza fornos de alta temperatura, a cogeração tipicamente se dá com turbinas a vapor utilizando vapor de alta pressão gerado numa caldeira de calor residual do processo, recuperando calor do efluente dos fornos de craqueamento.

Através desse vapor há geração de quantidades substanciais de energia elétrica e o acionamento de compressores, bombas e ventiladores por turbinas a vapor, por *headers* de vapor a diversos níveis de pressão, sendo o vapor para processo

proveniente das turbinas de contrapressão, de turbinas de condensação com extração ou de estações de válvulas redutoras de pressão.

No exemplo real de uma unidade craqueadora, o calor residual presente no efluente dos fornos de pirólise é aproveitado em caldeiras de recuperação gerando vapor à pressão de 114 kgf/cm² manométricos, que é usado para produzir energia elétrica nos turbogeradores, onde é expandido a 53 kgf/cm² man, na saída de turbinas de contrapressão. Esse vapor exausto se junta ao vapor gerado em caldeiras convencionais na mesma pressão para ser utilizado na planta, a essa pressão e a pressões mais baixas, mediante rebaixamento. Algum vapor também pode ser gerado em caldeiras convencionais mais antigas que podem queimar óleo residual, que algumas centrais petroquímicas ainda possuem.

Turbinas a vapor acionam compressores de gás de processo e compressores de etileno e propileno refrigerante utilizando o vapor extraído do turbogerador a 53 kgf/cm² man. O vapor é extraído dessas turbinas em torno de 21 kgf/cm² man para suprir demandas de processos da planta: acionamento de compressores de ar, ventiladores de caldeiras, bombas da água de alimentação de caldeiras, bombas de água de resfriamento e bombas de processo. Já o vapor de exaustão destas últimas, a 4 kgf/cm² man, é consumido em processos da planta de craqueamento a vapor.

A energia elétrica gerada nos turbogeradores supre apenas uma parte das necessidades elétricas da planta, sendo o complemento comprado da concessionária local e/ou de produtores independentes.

A Figura 5.1 ilustra de maneira simplificada a geração e o consumo de eletricidade e de vapor típicos numa planta de craqueamento a vapor.

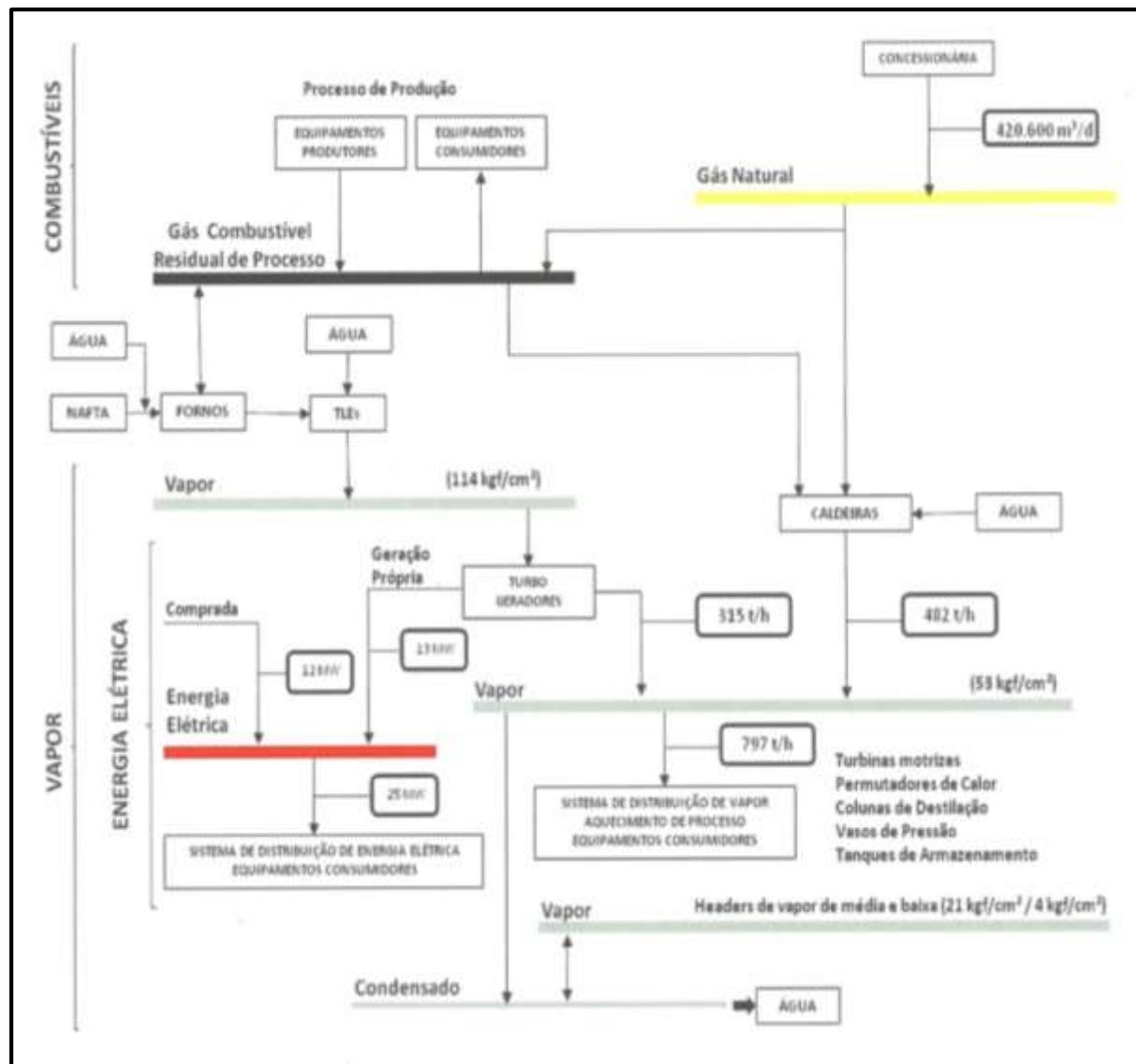


Figura 5.1 – Utilização de Vapor e Eletricidade numa Petroquímica de 1^a Geração (MATHIAS, 2014).

5.3 Cogeração no Refino do Petróleo

Numa refinaria, assim como em outros grandes complexos do mesmo porte, a cogeração pode se configurar numa mistura de turbinas a gás, turbinas a vapor, caldeiras convencionais e de recuperação, estações redutoras com dessuperaquecedores, etc.

A demanda elétrica da planta pode ser toda atendida pelos turbogeradores, assim como muitos equipamentos grandes e críticos como compressores e bombas acionados diretamente por turbinas a gás ou a vapor. Esse balanço delicado

precisa ser constantemente ajustado e há pacotes de softwares disponíveis para monitoramento e otimização de sistemas de cogeração mais modernos.

Numa refinaria, o projeto dos sistemas de cogeração pode incluir a utilização do efluente da turbina a gás com queima adicional diretamente como meio de combustão em fornos de processo.

Outras possibilidades também existem, como a utilização do gás exausto para pré-aquecimento do óleo cru para a unidade de destilação (CDU), numa unidade de recuperação de calor (HRU) associada à caldeira de recuperação (HRSG) para geração de vapor, como ilustra a figura 5.2.

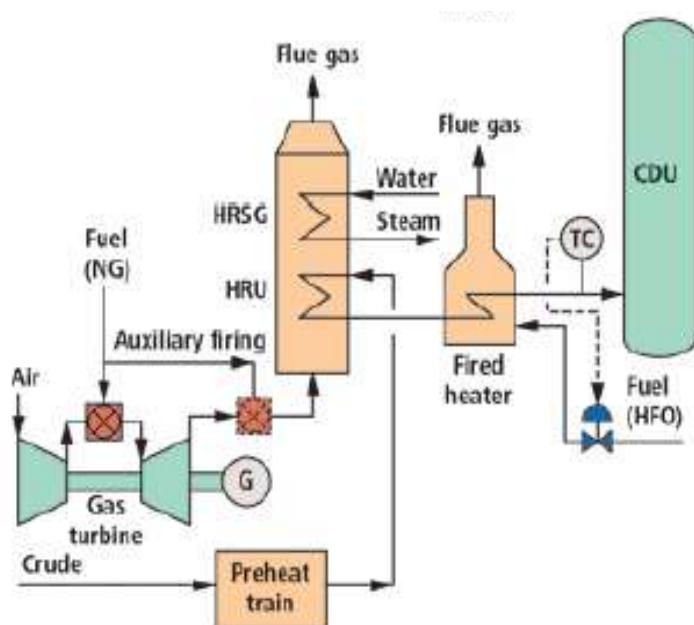


Figura 5.2 - Recuperação de Calor Direta dos Gases de Exaustão da Turbina a Gás (Dr. SABOO).

Comparada ao aumento de carga de um forno de processo ou à cogeração tradicional, uma configuração em HRU/HRSG possibilita redução de um gargalo de capacidade, melhora o índice de intensidade energética do processo e reduz emissões e taxas de incrustação e formação de coque no forno, aumentando seu tempo de campanha.

5.4 Cogeração na Exploração de Óleo e Gás

Ao contrário do padrão das indústrias químicas, nas plataformas de extração, tanto *onshore* quanto *offshore*, a cogeração é normalmente feita por instalações de turbinas ou motores a gás. Na maioria dos casos, além da demanda elétrica há uma alta demanda térmica, que pode ser toda suprida pelo calor residual dos gases de exaustão da máquina térmica. Mas, como as necessidades térmicas numa plataforma variam muito de uma para outra, há casos em que a demanda térmica é muito menor que o calor residual dos gases e, neste caso, é comum que este seja aproveitado numa turbina a vapor para gerar mais eletricidade, com o sistema projetado numa configuração de ciclo combinado.

5.5 Integração Energética pela Análise de *Pinch* e os Projetos de Cogeração

Na aplicação de um sistema de cogeração a uma instalação é importante analisar as necessidades de potência junto com a demanda coincidente por fluxos de calor através dos processos (IPIECA, 2016).

A Análise de *Pinch* é o estado-da-arte no projeto de plantas de processo energeticamente eficientes. Ela reúne metodologias de bases termodinâmicas para a análise sistemática de um processo químico e de suas utilidades, através da análise do fluxo de calor ao longo de um processo (Dr. SABOO).

Com base nas condições térmicas das correntes, isto é, suas temperaturas e cargas térmicas, os métodos de integração energética do processo e das utilidades da planta pela tecnologia de *Pinch* estabelecem metas de obtenção de (Dr. SABOO):

- Mínimo consumo de energia no uso de utilidades externas para aquecimento ou refrigeração;
- Mínimo número de unidades de transferência de calor (trocadores de calor, aquecedores ou refrigeradores);
- Mínima área total de transferência de calor.

Para a análise de *Pinch* se constroem as Curvas Compostas do processo, que representam as curvas de oferta e de demanda globais de calor no processo em função do nível de temperatura. A curva composta quente é obtida pela soma de

todas as cargas térmicas de aquecimento, enquanto a curva composta fria é obtida pela soma de todas as cargas térmicas de resfriamento, disponíveis em cada intervalo comum de temperatura (SOUZA NETO, 2005).

Quando as duas curvas são plotadas num mesmo diagrama temperatura-entalpia, fica aparente que calor pode ser recuperado sempre que houver uma porção da curva composta quente acima da curva composta fria, pois o calor pode fluir de uma seção do processo de temperatura mais alta para outra de temperatura mais baixa (IPIECA, 2016).

Como, na prática, num equipamento de troca térmica tem que haver uma diferença mínima de temperaturas (ΔT_{min}) entre as correntes quentes a ser resfriadas e as frias a ser aquecidas a temperaturas específicas, o nível de temperaturas no qual se observa ΔT_{min} é chamado de ponto de *pinch*, ou ponto de estrangulamento térmico, que define a mínima força-motriz admissível na unidade de troca térmica e define uma área de troca térmica razoável (Dr. SABOO).

Movimentando-se horizontalmente as curvas compostas quentes e frias, o ponto de *pinch* ocorre quando a distância vertical entre as duas é o ΔT_{min} e, então, suas posições são fixadas.

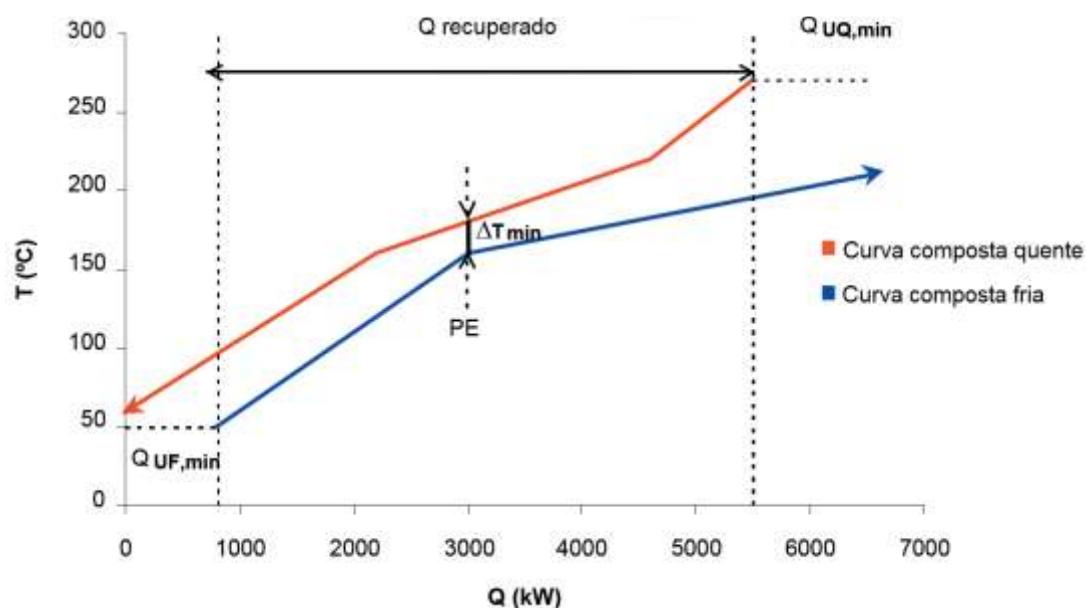


Figura 5.3 - Diagrama das Curvas Compostas Quente e Fria do Processo (SOUZA NETO, 2005)

A região vertical compreendida entre as curvas representa a possibilidade de recuperação de energia entre as correntes quentes e frias de processo. Pela limitação imposta pelo ponto de *pinch*, as regiões em que as curvas quente e fria não estão mais emparelhadas corresponderão às cargas térmicas que não poderão ser trocadas entre as correntes de processo, representando o consumo mínimo de utilidades quentes ($Q_{UQ\min}$) e frias ($Q_{UF\min}$) para fechar o balanço térmico do processo (SOUZA NETO, 2005).

Como se pode ver pela figura 5.3, quanto maior o valor do ΔT_{\min} (ou DMT), maior a defasagem horizontal entre os limites das curvas compostas quente e fria e, portanto, maior o consumo necessário de utilidades quentes e frias. Por outro lado, o aumento do DMT faz com que, para uma mesma carga térmica, diminua a área de troca térmica mínima requerida dos trocadores, diminuindo o seu custo. Logo, há um valor ótimo de DMT que forneça o menor custo total como somatória dos custos fixos e operacionais, como mostra a figura 5.4 (SOUZA NETO, 2005).

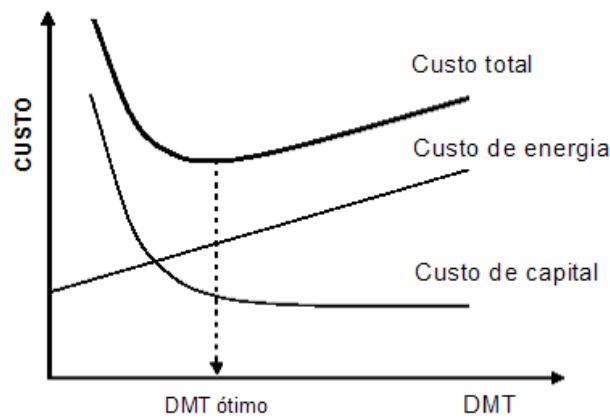
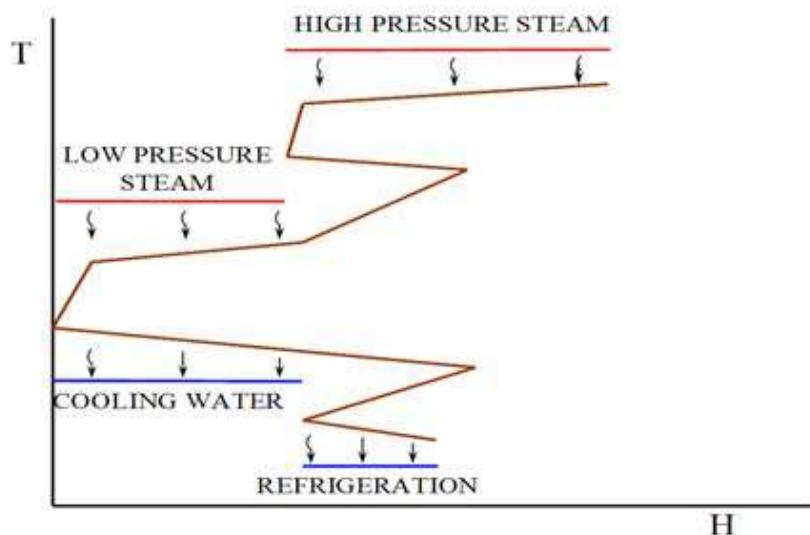


Figura 5.4 - Custos versus Diferencial Mínimo de Temperatura (SOUZA NETO, 2005)

Uma vez definidas as recuperações internas de calor entre correntes de processo que serão efetivamente implementadas, a Análise de *Pinch* determina a Grande Curva Composta (GCC) do processo (Figura 5.5) a partir das necessidades líquidas de aquecimento e resfriamento remanescentes. O ponto de *Pinch* do processo é a temperatura na qual a carga térmica requerida para aquecimento ou resfriamento no processo é zero. Acima do ponto de *Pinch* do processo, utilidades quentes são requeridas; abaixo dele, utilidades frias são necessárias (Dr. SABOO).

A Grande Curva Composta representada na Figura 5.5 é o perfil das cargas térmicas requeridas em cada nível de temperatura do processo para fornecimento por correntes de utilidades. A GCC pode ser usada como uma ferramenta de projeto das utilidades, para especificar seus níveis de temperatura e cargas térmicas de modo a minimizar os custos operacionais do processo (Dr. SABOO).

Figura 5.5 - Grande Curva Composta do Processo (GCC) – Temperatura x Carga Térmica (Dr SABOO)



Considerando-se que o custo de uma utilidade é tanto maior quanto maior for a diferença entre sua temperatura e a do ambiente, tenta-se minimizar o uso das utilidades de temperaturas mais extremas e maximizar o uso das de temperaturas intermediárias (Dr. SABOO).

As informações térmicas do processo obtidas a partir da GCC podem ser utilizadas nas aplicações industriais para definição dos sistemas de utilidades e para seleção da configuração dos sistemas de cogeração, incluindo a integração de utilidades com sistemas de gases de combustão de fornalhas e turbinas (SOUZA NETO, 2005) e a definição de múltiplos pontos de extração de vapor, a vários diferentes níveis de pressão, de turbogeradores a vapor (Dr. SABOO).

A configuração de sistemas de cogeração energeticamente eficientes através da análise de *Pinch* inclui não somente as principais máquinas de potência e os grandes geradores de vapor, mas também os sistemas de distribuição de vapor com desaeradores, *headers* de distribuição a diferentes níveis de pressão e os sistemas de recuperação de condensado. Os resultados da análise permitem

também identificar oportunidades de integrar sistemas mais inovadores, dos quais seguem alguns exemplos (Dr. SABOO):

- **Turboexpansores** – onde correntes de processo gasosas ou líquidas de grandes vazões precisam ter sua pressão reduzida, normalmente através de válvulas redutoras de pressão (perdas), turboexpansores podem fazer isso gerando potência elétrica ou acionando equipamentos de processo;
- **Bombas de Calor** – compressores mecânicos e termocompressores a vapor podem ser utilizados para o *upgrade* de rejeitos de processo de baixa energia a níveis de temperatura utilizáveis, reduzindo requisitos globais de aquecimento do processo à custa de um consumo marginal de energia;
- **Vapor de Pressão Intermediária por Termocompressão** – ao invés de reduzir um vapor de pressão mais alta em estação redutora (perda), fazer o *upgrade* de um vapor de pressão mais baixa com um ejetor a vapor de pressão mais alta;
- **Chillers de Absorção** - grandes plantas de processo que requerem utilidades frias como água gelada ou refrigeração direta utilizam máquinas elétricas de compressão de vapor, que podem ser substituídas por máquinas de absorção de vapor, ou chillers de absorção, que utilizam rejeitos térmicos de baixa energia, reduzindo o consumo elétrico;
- **Recuperação Direta de Calor** – uso dos gases de exaustão da turbina a gás como meio de combustão com queima adicional em fornos de processo;
- **Uso de Calor de Rejeitos** – por exemplo, com o preaquecimento da água desmineralizada de reposição de caldeiras com a corrente de purga contínua;
- **Geração de Potência com Calor de Baixo Nível** – calor residual que seria rejeitado ao ambiente pode atualmente ser recuperado com algumas novas tecnologias de geração:
 - Ciclos Rankine Orgânicos, com temperaturas de fonte quente entre 80°C e 110°C, utilizando pentano e ciclopentano como fluidos de trabalho, com rendimentos térmicos entre 10% e 15%;

- Geração de vapor LPS ou VLPS saturado para utilização em turbinas especiais, com rendimentos entre 18% e 20%, para acionamento mecânico direto de equipamentos;
- Injeção de vapor LPS ou MPS no estágio de condensação de turbogeradores a vapor.

A integração apropriada dos sistemas de cogeração com os sistemas de processo da planta oferece oportunidades de economias globais substanciais de energia. Essa otimização dos sistemas de cogeração é a área de maior escopo para economia de custos com energia numa indústria química (Dr. SABOO).

5.6 Panorama da Cogeração nas Indústrias Químicas e de Óleo e Gás

5.6.1 No Brasil

Não há dados muito detalhados publicados sobre as centrais de cogeração instaladas no Brasil. O site da COGEN, Associação da Indústria de Cogeração de Energia, dá alguns indicadores resumidos.

Os dados da tabela 5.1, obtidos de gráficos da COGEN, juntam indústrias químicas e refinarias de petróleo. Entretanto, se considerarmos que as refinarias de petróleo brasileiras são apenas 15 e assumirmos que todas já se utilizem da cogeração, então restariam apenas 19 indústrias do setor químico nesse total. Essa conclusão pode não ser exata, mas dá uma ideia de ordem de grandeza.

Combustível Utilizado	Nº de Instalações	Obs.
Gás Natural	28	
Óleo Combustível	13	Subproduto interno na Petroquímica
Gás de Processo	11	Subproduto interno na Petroquímica
Enxofre	4	
Gás de Alto-Forno	3	
Biomassa de Cana	2	
Óleo Diesel	1	
Total de Instalações	34	Há mais de um combustível por unidade

Tabela 5.1 - Cogeração por Tipo de Combustível nas Indústrias Químicas e de Óleo e Gás no Brasil (COGEN, 2016)

Nota-se também na tabela 5.1 que, nas 34 instalações de cogeração citadas, aparecem 62 utilizações dos combustíveis listados, pois muitas utilizam mais de um tipo de combustível. Isso porque os combustíveis são na maioria dos casos correntes residuais, próprias ou importadas de baixo custo, mas que muitas vezes requerem complementação por outro combustível. O gás natural comprado no mercado é utilizado em quase todos os casos para essa complementação.

A tabela 5.2 confirma a maior utilização dos ciclos de potência a vapor em relação aos ciclos a gás nas indústrias em questão, assim como também ocorre em outros segmentos e em todo o mundo, embora não com tal nível de predominância.

Tipo de Tecnologia	Unidades	MW
Caldeira e Turbina a Vapor	30	766
Turbina a Gás	4	531
Total	34	1297

Tabela 5.2 - Cogeração por Tipo de Equipamento nas Indústrias Químicas e de Óleo e Gás no Brasil (COGEN, 2016)

5.6.2 Nos Estados Unidos

Já o *United States Department of Energy* (DOE) publica periodicamente um relatório minucioso. O relatório do *DOE* considera apenas um tipo de combustível principal por instalação. Outra diferença em relação aos dados brasileiros é que nele as indústrias químicas e dos setores de óleo e gás são avaliadas separadamente. Mas, para efeito de comparação, podemos juntar aqui também as indústrias químicas e as refinarias nos EUA, que somam 382 unidades onde temos 34 atualmente, e gerando potência total cerca de 30 vezes maior, como indicam os números da tabela 5.3:

Combustível	Química e Petroquímica		Refino de Petróleo		Exploração de Petróleo	
	Unidades	MW	Unidades	MW	Unidades	MW
Gás Natural	175	18.400	68	14.617	87	2.589
Carvão	44	3.925	3	195	2	74
Biomassa	7	72	--	--	1	44
Resíduo	33	709	24	765	6	41
Óleo Comb.	8	17	5	370	3	9
Madeira	3	75	--	--	--	--
Outros	8	237	4	51	1	3
Totais	278	23.435	104	15.998	100	2.760

Tabela 5.3 - Cogeração Por Tipo de Combustível nas Indústrias Americanas Químicas, de Exploração e de Refino do Petróleo (Dados obtidos em US DOE, 2015)

Pela tabela 5.3 também se pode notar que o gás natural é utilizado em mais de 60% das instalações químicas e refinarias, mesmo não sendo uma corrente residual, mas por causa do baixo custo do gás de xisto no mercado americano atualmente. Já o carvão, inexistente nas atuais instalações de cogeração no Brasil, ainda representa uma parte significativa entre os combustíveis utilizados na cogeração americana.

Quanto à tecnologia de geração, a tabela 5.4 demonstra que, embora as turbinas a vapor tenham participação maior que as outras tecnologias, nas indústrias químicas e de óleo e gás nos EUA a distribuição é mais uniforme que no Brasil. E também que nessas indústrias a participação dos motores de combustão interna é bem limitada, pela maior necessidade de grandes capacidades unitárias.

Tecnologia de Cogeração	Química e Petroquímica	Refino de Petróleo	E&P
-------------------------	------------------------	--------------------	-----

	Unid.	MW	Unid.	MW	Unid.	MW
Caldeira e Turbina a Vapor	107	5.977	24	937	10	192
Turbina a Gás	60	1.811	34	1.782	65	2.311
Ciclo Combinado TV / TG	52	15.330	35	13.241	5	236
Motor de Combustão Interna	31	43	4	7	16	20
Outros	28	274	7	31	4	1
Totais	278	23.435	104	15.998	100	2.760

Tabela 5.4 - Cogeração Por Tipo de Tecnologia nas Indústrias Americanas Químicas, de Exploração e de Refino do Petróleo (Dados obtidos em US DOE, 2015)

Já na indústria americana como um todo, de acordo com a tabela 5.5, a cogeração com motores de combustão interna tem melhor participação, pois o setor industrial inclui muitos outros setores menos energointensivos que as indústrias químicas e de óleo e gás e/ou que operam em instalações de produção em menor escala.

Tecnologia de Cogeração	Indústria (*)		Comércio e Outros		Total	
	Unid.	MW	Unid.	MW	Unid.	MW
Caldeira e Turbina a Vapor	552	21.601	184	5.106	736	26.707
Turbina a Gás	249	7.713	206	2.521	455	10.234
Ciclo Combinado TV / TG	158	38.887	62	3.878	220	42.765
Motor de Combustão Interna	286	537	2.092	1.778	2.378	2.315
Outros	110	720	554	336	668	1.056
Totais	1.359	69.458	3.098	13.619	4.457	83.077

Tabela 5.5 - Cogeração Por Tipo de Tecnologia nos EUA, na Indústria e nos Outros Setores (Dados obtidos em US DOE, 2015)

6 CONCLUSÕES

Quando este trabalho se iniciou, o entusiasmo acadêmico pela pesquisa de tecnologias tão promissoras, para aplicação na minha área de formação e de atuação profissional, permitia antever um cenário pronto para grandes aplicações.

As grandes possibilidades teóricas realmente foram se confirmado, à medida que a pesquisa das tecnologias avançava. Entretanto, as evidências de aproveitamento de todo o potencial desvendado ainda não aparecem na conjuntura brasileira para a indústria em questão, a do segmento químico.

Exceção no setor químico são as centrais petroquímicas de 1^a geração, nas quais, além das correntes de combustíveis residuais serem abundantes, o aproveitamento do imenso excedente térmico nos efluentes dos fornos de craqueamento para cogeração em configuração *Bottoming* é tão evidente que já é previsto no projeto básico dos processos, desde quando não era sequer utilizado o termo cogeração.

Outra exceção são as refinarias de petróleo, que estão aproveitando na cogeração suas correntes gasosas residuais sem valor de mercado. Nestes casos, a viabilidade da cogeração é garantida e esta já é onipresente, mas estamos falando de apenas 34 instalações em operação Brasil, incluindo toda a indústria química mais o refino, no ano de 2016. Nos Estados Unidos, em 2015, havia nestes mesmos dois setores um total de 382 centrais de cogeração.

Mas, nas indústrias do setor químico que não têm o benefício de correntes residuais combustíveis geradas em seu processo, a cogeração existe atualmente em nível incipiente, apesar de sua propalada “vocação” para a cogeração baseada nas altas demandas térmicas e elétricas. Mas é preciso mais do que vocação para vencer algumas barreiras e viabilizar os altos investimentos.

Uma boa notícia vem de outro setor, o sucroalcooleiro, onde a farta fonte primária de energia da biomassa da cana-de açúcar tem sido plenamente aproveitada na autoprodução elétrica autossuficiente e, mais recentemente, através de investimentos em maior eficiência, gerando também excedentes elétricos e de biomassa para venda.

Se excluirmos o setor sucroalcooleiro, as petroquímicas de 1^a geração e as refinarias, o que se vê em todo o restante da indústria brasileira é a cogeração ocupando um lugar muito menor do que mereceria num parque industrial como o brasileiro: de acordo com a COGEN, há no total cerca de 620 centrais de cogeração em operação na nossa indústria atualmente. Nos Estados Unidos, em 2015, o levantamento do DOE incluía mais de 4.500 plantas.

Os entraves ao desenvolvimento da cogeração no Brasil são alguns velhos conhecidos como os culturais, políticos, regulatórios e estruturais, além dos econômico-conjunturais.

A cogeração implica em altos custos de instalação e operação. Os equipamentos são na maioria importados e, além do custo do gás natural no Brasil ser um dos mais altos do mundo, há o custo de um contrato de energia elétrica de back-up com a rede, que não é baixo. Somam-se a isso ainda as incertezas da cotação do dólar, das taxas de juros e da manipulação política dos preços da eletricidade nos últimos anos.

Além dos fatores crônicos, contribui também para o quadro de baixo desenvolvimento da cogeração a conjuntura de baixa competitividade econômica da indústria brasileira nos últimos anos, que tem reduzido ou adiado investimentos.

O aspecto cultural se manifesta na falta de visão de longo prazo dos empresários brasileiros, pouco dispostos a investimentos de retorno mais longo, menos ainda se os ganhos econômicos forem indiretos, como a importância estratégica da confiabilidade operacional por autossuficiência elétrica. Ganhos ambientais globais também não entraram ainda na pauta de interesses econômicos indiretos do capital no Brasil.

No campo regulatório, apesar de alguns progressos recentes, persiste a dificuldade das exigências técnicas e burocráticas rigorosas para conexão ao sistema elétrico. Sem a exportação de excedentes, os projetos de cogeração têm viabilização econômica bem mais difícil, principalmente quando usam o gás natural, de maior custo e, portanto, menor margem para as economias operacionais no fluxo de caixa.

No Brasil, as políticas de incentivo à cogeração qualificada são poucas, como o desconto na TUSD, e não há incentivos fiscais para compra dos equipamentos importados e do gás natural para cogeração.

Quanto aos equipamentos importados, suas tecnologias já são bem conhecidas, ou podem ser adquiridas, portanto a indústria nacional estaria teoricamente capacitada a produzi-los aqui, eliminando ao menos o risco da taxa de cambio nos financiamentos e as dificuldades de manutenção e reposição de peças. Mas, aparentemente, não houve ainda qualquer tentativa de incentivo do governo ao desenvolvimento dessa indústria.

Nas minhas pesquisas encontrei as avaliações de PATERMAN BRASIL para a situação da cogeração no Brasil em 2003, com fatores recorrentemente atuais, embora alguns dos entraves regulatórios da época já estejam mais bem equacionados atualmente. Mas alguns daqueles fatores continuam ainda influindo negativamente nas decisões dos investidores pela cogeração, então eu os trago emprestados nesta análise.

Na visão de PATERMAN BRASIL, um equívoco seria vender a expectativa de que a cogeração se financiaria com a redução dos custos operacionais, sendo que a realidade acaba mostrando que isso nem sempre ocorre ao longo de todo o período de vida útil, mas que as vantagens a ser exploradas seriam o ganho em confiabilidade operacional e o uso de um combustível limpo, no caso do gás natural. Para ele, o cliente com real vocação para cogeração não seria aquele que tem demanda térmica elevada, além da elétrica, mas aquele que é capaz de reconhecer essas vantagens não financeiras.

Assim como PATERMAN identificou em 2003, continua parecendo mais fácil tentar convencer um investidor mostrando os resultados positivos de um fluxo de caixa descontado, com um bom valor presente líquido e uma boa taxa de atratividade. Mas também se observa que o investidor sabe que não basta o resultado positivo dessa análise, se as incertezas contidas nos parâmetros de cálculo não podem ser evitadas.

Como tanto os investimentos quanto os benefícios ou prejuízos envolvidos são substanciais e extremamente sensíveis, principalmente às variações de preços de

combustíveis e energia elétrica, seria preciso haver mecanismos reais de garantir que, no meio do caminho, as economias estimadas não se tornassem números negativos por uma mudança conjuntural.

A cogeração não deveria ser abordada como uma mera solução tecnológica, com considerações de ordem termodinâmica associadas a um conjunto de preços, para apontar suas possibilidades econômicas e operacionais. A experiência internacional mostra que, somente através de políticas públicas que equilibrem interesses e forneçam garantias que minimizem os riscos dos investidores, a cogeração poderia se tornar uma realidade generalizada, com todos os seus aspectos positivos para consumidores, empresários e sociedade.

A avaliação de PATERMAN BRASIL continua válida, mais de uma década depois.

A elevação da segurança energética através de geração distribuída deveria ser alvo de políticas públicas com incentivo à cogeração no setor industrial, que é o principal consumidor de energia. As políticas poderiam incluir incentivos tarifários na distribuição de gás natural para cogeração, expansão da malha de distribuição e isenção tributária na aquisição de equipamentos para cogeração; também a criação de um Mercado de Certificados de Energia Conservada em que as unidades consumidoras que reduzissem o desperdício de energia poderiam comercializar tais títulos, além de metas e controles de emissões quantificáveis e mensuráveis, que levassem as indústrias a criar planos de eficiência energética.

Outro aspecto deste estudo, a Indústria Química brasileira em si, esta há anos vem perdendo a competição para países como os Estados Unidos, que dispõem de gás natural abundante e barato como matéria prima. É uma indústria que importa muito mais do que fabrica internamente, tornando-se cronicamente deficitária em sua balança comercial. Isso só vai mudar de forma consistente quando a indústria química nacional ousar desenvolver capacitação para produzir especialidades químicas, de maior valor agregado, e deixar de ser apenas uma produtora de *commodities* químicas.

Mesmo assim, essa indústria tem apostado em ganhos de eficiência energética, com a integração de processos de produção, reciclagem e recuperação de calor e, quando viabilizado, o uso da cogeração. No decorrer deste estudo, encontrei

diversos trabalhos acadêmicos, publicados nos últimos anos, baseados em estudos reais de eficiência energética nas centrais craqueadoras, hoje todas pertencentes à Brasken. Mesmo estas já contando com sistemas de cogeração, muitas outras oportunidades de redução da intensidade energética dos processos têm sido apontadas e, na medida do possível, implantadas.

No médio prazo, com a exploração do gás natural do Pré-Sal e a construção dos dutos de escoamento ao continente, o aumento expressivo da oferta trará, além da possibilidade, também uma necessidade de utilização mais intensiva do gás natural, não só beneficiando a indústria química pelo acesso a mais matéria prima, mas também criando mais oportunidades para a cogeração industrial.

Entretanto, como fica evidente no item 5.5 deste trabalho sobre integração energética, especialmente na indústria química será da maior importância que o projeto dos sistemas mais eficientes e econômicos de cogeração faça parte de um estudo amplo e profundo das necessidades térmicas e das inúmeras possibilidades de integração envolvendo todas as correntes de processo e os sistemas de utilidades. Um estudo de integração energética permite encontrar configurações sob medida para cada planta, através da identificação de inúmeras e pequenas possibilidades de ganho energético de baixo custo, com um maior número de integrações entre processo e geração e com aplicações inovadoras, embora às vezes muito simples.

Da rápida pesquisa que fiz sobre integração energética através da Análise de *Pinch* na indústria de processos químicos, que também envolve completamente os sistemas de cogeração, surgiram a ideia e a vontade de aprofundar esse estudo num trabalho futuro.

BIBLIOGRAFIA

ABCM. <http://carvaomineral.com.br/>. Gaseificação. Acessado em Maio 2016.

ABICLOR. www.abiclor.com.br/. A Indústria de cloro-soda. Acessado em Maio 2016.

ABIQUIM. Anuário da Indústria Química Brasileira, 2014.

ABIQUIM. <http://www.abiquim.com.br>. Acessado em Maio 2016.

AGÊNCIA CNI NOTÍCIAS. <http://www.portaldaindustria.com.br/cni/imprensa>. Acessado em Maio 2016.

ANDREOS, Ronaldo. Cogeração, Apostila do Curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética; Escola Politécnica da Universidade de São Paulo - PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia, 2015.

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

ANEEL – www.aneel.gov.br/cedoc. Resoluções Normativas, Leis Federais, Decretos Federais e Portarias do Ministério das Minas e Energia. Acessado em Abril 2016.

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

BNDES. Perspectivas do Investimento 2010-2013. indústria de petróleo e gás: desempenho recente e desafios futuros. 2010.

BRASIL ESCOLA . www.brasilescola.uol.com.br. Acessado em Maio 2016.

CARTA CAPITAL. www.cartacapital.com.br/politica Petrobrás. As Causas da Crise. Acessado em Maio 2016.

CASSEMIRO, Danilo Ferreira Aplicação de cogeração a gás natural; vantagens; barreiras e desafios no cenário brasileiro; Orientador Ronaldo Andreos - São Paulo, 2015. 72 p. Monografia (Especialização em Energias Renováveis Geração Distribuída e Eficiência Energética;) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia

ÇENGEL, T.A.; BOLES, M.A. Termodinâmica 7^a Ed., McGrow-Hill, 2013.

CINTRA DA SILVA, Andressa. Conservação e Gerenciamento de Energia em Sistemas de Vapor. Trabalho de conclusão de curso de graduação em Engenharia de Alimentos - Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, 2013.

COGEN – Associação da Indústria de Cogeração de Energia. www.cogen.com.br/datacogen. Acessado em Junho 2016.

COLOMER, Marcelo, PhD; ALMEIDA, Edmar, PhD. Desafios da Produção de Gás Não-Convencional no Brasil. 5th Latin American Energy Economics Meeting, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2015.

CRUZ, Flávio Eduardo. Produção de Hidrogênio em Refinarias de Petróleo: Avaliação Exergética e Custo de Produção. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia Mecânica. 2010.

D'ÁVILA, Saul Gonçalves. A Indústria Petroquímica Brasileira. Faculdade de Engenharia Química - Unicamp. Artigo publicado em www.comciencia.br, 2002.

DOMINGUES JUNIOR, Silvio C.; CARVALHO, Gilson A. Geração Distribuída – Uma Análise dos Requisitos de Paralelismo On-Site: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2011.

EMBRAPA AGROENERGIA. Produção de Etanol: Primeira ou Segunda Geração. Circular Técnica Nº 4. Brasília, Abril 2011.

IPIECA - Global Oil and Gas Industry Association for Environmental and Social Issues. Pinch Analysis. <http://www.ipieca.org>. Acessado em Junho 2016.

FRANÇA CORDEIRO, Alexandre. Estudo de Simulação e Controle de Uma Unidade de Processamento de Gás Natural. Dissertação (Mestrado) em

Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos - Universidade Federal do Rio de Janeiro –UFRJ, Escola de Química. 2011.

GLOBO RURAL. <http://g1.globo.com/economia/agronegocios>. Usina de Etanol de Segunda Geração. Dez. 2014. Acessado em Maio 2016.

LARYA, Marcelo Lincoqueo. Análise de Rendimento de uma Turbina a Gás Utilizando Resfriamento do Ar de Aspiração. Projeto final apresentado para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Mecânica. Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca – CEFET/RJ, 2014.

MATHIAS, Flávio R. C., Diagnóstico Energético e Gestão da Energia em uma Planta Petroquímica de Primeira Geração, 2014. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

MAXIQUIM. www.maxiquim.com.br. Acessado em Maio 2016.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Empresa de Pesquisa Energética. Anuário Estatístico de Energia Elétrica, 2015.

_____ Empresa de Pesquisa Energética. Estudos da Demanda de Energia. Nota Técnica DEA 13/15. Demanda de Energia 2050: Rio de Janeiro, Janeiro de 2016.

_____ Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. Rio de Janeiro, Jan 2016.

_____ Empresa de Pesquisa Energética. Relatório do Balanço Energético Nacional (BEN) 2015.

_____ Empresa de Pesquisa Energética. Matriz Energética Nacional, Ano-base 2014.

_____ Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis, Departamento de Gás Natural, Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. Março 2016.

_____ Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis, Departamento de Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural - DEPG. Boletim de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural. Ano 2014.

ODONE, Domingos Carlos. Cogeração uma alternativa para a produção de eletricidade. Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Inter-unidades de Pós Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. Universidade de São Paulo, 2001.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Integração de Novas Instalações ao SIN.

PATERMAN BRASIL, Newton. Apostila de Cogeração. Curso de Engenharia de Equipamentos. Núcleo de Excelência em Geração Termelétrica e Distribuída. EFEI - Escola Federal de Engenharia de Itajubá. 2005.

_____Impactos do Setor Elétrico e da Indústria de Gás Natural na Cogeração no Brasil. Dissertação (Mestrado) em Ciências em Planejamento Energético - Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, Escola de Engenharia. 2003.

PERFECTUM SERVIÇOS DE ENGENHARIA. Transferência com rampa de carga.

PETROBRAS. <http://www.petrobras.com>. Acessado em Maio 2016.

PETROBRAS. Equipe de Abastecimento. Processos de Refino, Curso de Formação de Operadores de Refinaria. Curitiba, 2002.

SABOO, Alok, Dr. Optimization of CHP Systems Using Pinch Technology. ASRM University, SRMEC, Chennai, India.

SANTOS, Dulcinea; CABRITA, Isabel; GULYURTLU, Ibrahim. Materiais Para Caldeiras e Turbinas de Centrais Termoeléctricas Avançadas. Lisboa. LNEG - Laboratório Nacional de Energia e Geologia, UEZ - Unidade de Emissões Zero.

SANTOS, Prof. Dr. Paulo H. D. Modelagem dos Ciclos de Potência a Gás, a Vapor e Combinados – Parte II - Análise de Sistemas Térmicos. Ponta Grossa. Universidade Tecnológica Federal do Paraná - Campus Ponta Grossa, 2014.

SECRETARIA DE ENERGIA DO ESTADO DE SÃO PAULO, Matriz Energética do Estado de São Paulo – 2035. São Paulo, 2011.

SILVA-CORRÊA, Oton Luiz. Petróleo, Noções sobre Exploração, Perfuração, Produção e Microbiologia. Rio de Janeiro, Ed. Interciênciia, 2003.

SILVA LORA, Electo. Apostila de Biocombustíveis. Gaseificação e Pirolise Para Conversão da Biomassa em Eletricidade e Biocombustíveis. UNIFEI - Departamento de Engenharia Mecânica. Itajubá, 2012.

SOUZA NETO, João Nery. Metodologia para Aplicação de Integração Energética de Uma Planta Industrial. Dissertação (Mestrado Acadêmico em Engenharia Química). Escola Politécnica da Universidade Federal da Bahia. Salvador, 2005.

STROBEL, Cristian. Apostila de Máquinas Térmicas I. Universidade Federal Do Paraná - Departamento de Engenharia Mecânica - 2012.

SZKLO, Alexandre Salem. Fundamentos do Refino de Petróleo. Rio de Janeiro, Ed. Interciênciia, 2005.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO. Escola Politécnica. Divisão de Biblioteca. Diretrizes para apresentação de dissertações e teses / Divisão de Biblioteca da EPUSP. 4ª Ed., São Paulo, 2013.

US DEPARTMENT OF ENERGY (DOE); Bandwidth Study on Energy Use and Potential Energy Saving Oportunities in US Chemical Manufacturing – 2015.

_____ Bandwidth Study on Energy Use and Potential Energy Saving Oportunities in US Petroleum Refining – 2015.

_____ Combined Heat and Power (CHP) Installation Database – 2015.
<https://doe.icfwebservices.com/chpdb/downloads/index>. Acessado em Junho 2016