



ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
Departamento de Engenharia Mecânica

PMC-581 Projeto Mecânico II

**Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica de Plantas de
Cogeração para Usinas Siderúrgicas**

Orientador: Prof. Sílvio de Oliveira Júnior
Coordenador: Prof. Alberto Hernandez Neto

Eduardo Werneck Vieira Marques
Erico Vecchi Ricci

Nº USP
2371572
2370741

São Paulo, 26 de novembro de 2001.

Assinatura manuscrita em tinta preta, com uma letra inicial grande e estilizada.

Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica de Plantas de Cogeração para Usinas Siderúrgicas

Marques, Eduardo W. V.
Ricci, Erico V.

Sumário

LISTA DE TABELAS	5
LISTA DE FIGURAS	6
LISTA DE SÍMBOLOS	7
INTRODUÇÃO	8
1. COGERAÇÃO NA SIDERURGIA BRASILEIRA – PANORAMA E PERSPECTIVAS.....	10
1.1. <i>O Que é Cogeração?</i>	10
1.2. <i>Vantagens e Desvantagens da Cogeração na Siderurgia.....</i>	10
1.3. <i>Panorama Atual e Novas Oportunidades para a Cogeração na Siderurgia.....</i>	13
1.4. <i>Contexto da Implantação da NCTE COSIPA</i>	14
2. ASPECTOS TÉCNICOS DA COGERAÇÃO	15
2.1. <i>Introdução</i>	15
2.2. <i>Sobre o Empreendimento.....</i>	17
3. CICLOS PARA COGERAÇÃO	21
3.1. <i>Configurações Utilizáveis.....</i>	21
3.2. <i>Fatores Importantes para Escolha da Configuração.....</i>	22
3.3. <i>Configuração da NCTE Cosipa</i>	23
3.4. <i>Equipamentos e Sistemas.....</i>	24
3.5. <i>Balanço de Massa e Energia.....</i>	32
4. FUNDAMENTOS DE ANÁLISE EXERGÉTICA.....	35
4.1. <i>A Análise Exergética Aplicada a Plantas de Cogeração.....</i>	37
4.2. <i>Análise Termoeconômica de Plantas de Cogeração</i>	38

5. CONCEPÇÃO DOS MODELOS	41
5.1. Introdução	41
5.2. Parâmetros Fundamentais.....	41
5.3. Metodologia da Concepção dos Modelos.....	42
5.4. Descrição dos Modelos.....	45
5.5. Resultados das Simulações	50
5.6. Discussões.....	54
6. FUNDAMENTOS DE ANÁLISE ECONÔMICA DE PLANTAS DE COGERAÇÃO.....	55
6.1. Custos	55
6.2. Metodologias	56
6.3. Fatores que Afetam a Avaliação Econômica de Projetos de Cogeração.....	58
7. ANÁLISE ECONÔMICA DAS CONFIGURAÇÕES	59
7.1. Dados do Empreendimento	59
7.2. Configuração com Condensador a Ar.....	60
7.3. Configuração com Torres de Resfriamento	62
7.4. Análise dos Resultados.....	63
8. ANÁLISE TERMOECÔNOMICA DAS CONFIGURAÇÕES PROPOSTAS.....	64
8.1. Equacionamento	64
8.2. Dados Termoeconômicos	66
8.3. Resultados.....	67
8.4. Conclusões.....	67
ANEXO I – RELATÓRIOS DO GATECYCLE.....	68
BIBLIOGRAFIA	144

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Resultados para Utilização do BFG.....	11
Tabela 2 - Formas de arranjo das plantas em ciclo combinado.....	16
Tabela 3 - Propriedades do gás de alto forno – BFG	19
Tabela 4 - Propriedades do gás de coqueria – COG.....	19
Tabela 5 - Propriedades do gás de aciaria – LDG	19
Tabela 6 - Propriedades do alcatrão – TAR.....	20
Tabela 7 - Propriedades do gás natural.....	20
Tabela 8 - Disponibilidade e Utilização dos Combustíveis	24
Tabela 9 - Balanço de Massa e Energia para Consumo de Vapor Assegurado	32
Tabela 10 - Balanço de Massa e Energia para Consumo Normal de Vapor	33
Tabela 11 - Balanço de Massa e Energia para Consumo Máximo de Vapor	34
Tabela 12 - Síntese dos Resultados da Simulação	51
Tabela 13 - Composição do Combustível Utilizado na Simulação	51
Tabela 14 - Dados de Saída do Vapor.....	52
Tabela 15 - Informações do Condensador do Sistema de Um Passe	52
Tabela 16 - Síntese da Simulação com Torres	53
Tabela 17 - Informações sobre a Torre de Resfriamento	53
Tabela 18 - Custos de Implantação com Condensador a Ar.....	60
Tabela 19 - Custos Operacionais com Condensador a Ar.....	60
Tabela 20 - Custo da Energia Comprada.....	61
Tabela 21 - Indicadores Econômicos da Planta com Condensador a Ar	61
Tabela 22 - Custos de Implantação com Torres de Resfriamento	62
Tabela 23 - Custos Operacionais com Torres de Resfriamento	62
Tabela 24 - Custo da Energia Comprada	63
Tabela 25 - Indicadores Econômicos da Planta com Torres de Resfriamento.....	63
Tabela 26 - Dados Termoeconômicos	66
Tabela 27 - Custo da Energia e da Tonelada de Vapor	67

Lista de Figuras

Figura 1: Sistema com resfriamento com condensador a ar e sistema de um passe

Figura 2: Sistema com resfriamento com torres de resfriamento

Lista de Símbolos

θ : fator de Carnot
 β : relação calor/trabalho
 α : relação entre exergia e PCI
 η : rendimento
ABNT: Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica
B: fluxo de exergia
BFG: blast furnace gas (gás de alto-forno)
C: custo
c: custo específico
C1,2: caldeira 1, 2
CD: condensador
CEMIG: Companhia Elétrica de Minas Gerais
CETESB: Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental
COG: coke oven gas (gás de coqueria)
COSIPA: Companhia Siderúrgica Paulista
CRC: caldeira de recuperação de calor
CSN: Companhia Siderúrgica Nacional
CST: Companhia Siderúrgica de Tubarão
CTE: central termelétrica
TG: turbina a gás
h: entalpia específica
IBAMA: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
LDG: gás de aciaria
m: massa
NCTE: nova central termelétrica
NFPA: National Fire Protection Association
NG: natural gas (gás natural)
P: pressão
PA: pré-aquecedor
PCI: poder calorífico inferior
q: quantidade de calor trocado por unidade de massa
s: entropia específica
Sger: entropia gerada
T: temperatura
t: tempo
TP: tie-in point (interligação)
TV: turbina a vapor
USIMINAS: Usina Siderúrgica de Minas Gerais
UTE: usina termelétrica
w: trabalho por unidade de massa

Introdução

Este trabalho busca tratar tanto de forma qualitativa como quantitativa a viabilidade técnico-econômica da implementação de uma planta de cogeração adjunta a uma siderúrgica.

A demanda crescente de energia que acompanha a modernização e a expansão do parque siderúrgico nacional e a visível impossibilidade de grandes investimentos públicos no setor energético fazem com que a aplicação deste tipo de construção desperte grande interesse e venha a ser muito utilizada ao longo desta década.

Serão apresentados conceitos fundamentais das ciências envolvidas em tais processos, alternativas técnicas que surgem no cenário da geração e do uso racional da energia, ferramentas de análise econômica baseadas em aspectos termodinâmicos e simulações computacionais de ciclos térmicos que alimentarão esta análise. Sendo que o resultado final do trabalho será apresentado como o custo das formas de energia geradas (elétrica e térmica na forma de vapor) e sua inserção no contexto do cenário energético.

Cabe dizer que o desenvolvimento da análise baseia-se, por completo, no estudo de um caso em especial: a intenção da construção da Nova Central Termelétrica (deste ponto denominada NCTE) adjunta à Companhia Siderúrgica Paulista (COSIPA). Portanto, todas as informações ligadas a condições de projeto, questões técnicas, ambientais e legislativas, e fatores econômicos que balizam a síntese e a análise do problema refletem a realidade do projeto. Essas informações são apresentadas dentro de limites éticos quanto à divulgação pública de alguns aspectos que possam comprometer o sigilo de processos produtivos da empresa. Certamente, tais aspectos serão inseridos implicitamente nas avaliações para manter a validade e a confiabilidade do estudo.

A fundamental importância destes dois adjetivos aponta a real intenção deste trabalho: apresentar indicativos que coloquem a cogeração como uma alternativa muito interessante para as siderúrgicas, em face da crise energética. Certamente, a analogia perfeita a outras situações é impossível, mas os

resultados aqui expressos podem ampliar a discussão quanto à produção independente de energia elétrica e fomentar a busca por novas tecnologias e o desenvolvimento das existentes, neste campo que, de certa forma, toma formas mais palpáveis na atual conjuntura da engenharia de grandes obras no Brasil.

1. Cogeração na Siderurgia Brasileira – Panorama e Perspectivas

1.1. O Que é Cogeração?

A cogeração consiste na produção simultânea de calor e eletricidade aproveitáveis para consumo, através de ciclos térmicos alimentados por um vetor energético de entrada entre os quais combustíveis fósseis, insumos de processo, etc..

1.2. Vantagens e Desvantagens da Cogeração na Siderurgia

Inicialmente, a cogeração propicia uma das melhores oportunidades para a utilização de insumos do processo siderúrgico, a saber:

- BFG (gás de alto forno)
- COG (gás de coqueria)
- LDG (gás de aciaria)
- alcatrão

Estes gases são geralmente descartados para a atmosfera através da queima em *flares*. Têm um poder calorífico considerado baixo, mas combinados com a utilização do gás natural são perfeitamente viáveis como se verá à conclusão deste trabalho.

A cerca da utilização do gás de alto forno, a CEMIG apresenta um estudo para geração de pequenas potências (da ordem de 1 a 2 MW) considerando como principais parâmetros os sistemas de queima e captação e limpeza do gás. À partir da interação com fabricantes chegou-se à conclusão de que havia a necessidade de desenvolver a tecnologia que trabalha com gases pobres.

Os resultados estão expressos na Tabela 1. É importante observar que o custo desta energia é alto dados os padrões do mercado de energia (estes valores serão tratados futuramente).

De uma maneira geral, a tecnologia para cogeração é bem conhecida e estabelecida. Seus principais equipamentos são objetos de estudo e desenvolvimento constante. Logo, tratar de assuntos mercadológicos e institucionais acabam por tornar-se a chave do alavancamento do negócio.

Tabela 1 - Resultados para Utilização do BFG

Parâmetro	Valor
Capacidade do forno	140 t/dia
Porcentagem de aproveitamento do gás	86%
Potência dos geradores	3 x 471 kW
Consumo interno	70 kW
Rendimento termelétrico	29,4%
Fator de disponibilidade	92,5%
Custo de investimentos	US\$1862/kW
Custos financeiros	US\$ 670/kW
Empréstimos sobre investimentos	70% à taxa de 10%/ano
Vida útil	20 anos
Custo da energia	US\$78,50/MWh

Fonte: Periódico "Eletricidade Moderna", julho de 1998

Surgem, então, as principais vantagens e desvantagens da implantação da cogeração. A atuação do governo na definição de muitos deste parâmetros é vital e, neste ponto, urgente. À frente disto, pairam as questões financeiras e estratégicas de cada cliente.

Contam como positivas:

- a independência total ou parcial no suprimento externo de energia elétrica;
- a proximidade do arranjo à planta, que implicam confiabilidade e redução de custos de transporte, principalmente na atual ameaça constante de apagões e escassez de oferta das concessionárias;
- a possibilidade de aproveitar, além dos resíduos de processo, o calor gerado pela combustão na geração de vapor, promovendo a redução geral nos custos operacionais, sendo que os custos com energia constituem parcela razoável no custo final do produto.

Os contrapontos do ponto de vista do cliente são:

- Investimento inicial elevado: a provisão deste capital compete com o investimento direto na atividade fim da empresa (produção de aço);
- Geração de energia não é seu negócio: necessidade de conhecimento e pessoal especializados na operação da planta cogeradora, bem como a capacidade de negociar seu excedente;
- Compatibilidade entre geração e consumo: adequar a planta a seu perfil de carga pode levar a um sobredimensionamento do sistema ou a uma dependência do fornecimento externo;
- Suprimento de reserva: manter um suprimento de reserva, com outro gerador ou distribuidor, para paradas de manutenção ou emergenciais;
- Taxa de risco: atuar fora de sua área implica maiores riscos, traduzidos em maiores taxas de financiamento ou desconto;
- Disponibilidade de espaço físico: especificamente no caso em estudo, este fator vai descartar uma solução técnica extremamente coerente com a situação ambiental do local (Cubatão);
- Impacto ambiental: fator chave neste projeto;
- Incertezas quanto à capacidade e confiabilidade do fornecimento do combustível principal da planta (NG) e indefinição quanto à política seu uso.

Por fim, o setor elétrico tende a ser um dos principais inibidores. De fato, a falta de confiabilidade no fornecimento das cogeradoras, bem como a visão de que se formaria uma concorrência e não uma parceria com estes grupos. Estes poderiam aumentar demasiadamente a oferta e ajustar-se mais facilmente à demanda, operando com mais eficiência, afetando os preços praticados. As concessionárias seriam obrigadas a comprar os excedentes de produção sem que pudessem trazer vantagens a seus outros clientes com uma redução sensível das tarifas.

Duas questões confrontam estas visões diferenciadas de clientes e concessionárias: a possibilidade de produzir energia mais barata pelas cogeradoras tende a ter seu efeito neutralizado pelas bases contratuais de venda do excedente e aquisição da energia de reserva e as exigências técnicas e comerciais da concessionárias, que garantam fornecimento confiáveis à rede, afetam sensivelmente a viabilidade do projeto.

Cabe ao governo, como protetor dos interesses da sociedade (obviamente a favor do aumento da oferta de energia não importando por qual meio), fazer com que se definam o mais rapidamente as regras do mercado autônomo de energia ajustando a remuneração dos cogeradores e as tarifas pagas pelos grandes consumidores e promover a regulamentação apropriada, indicando deveres e direito de clientes e concessionárias.

1.3. Panorama Atual e Novas Oportunidades para a Cogeração na Siderurgia

O potencial de cogeração atinge 1300 MW no setor siderúrgico com uma geração total de 9651 GWh, produzindo excedentes de 671 GWh, somente contando com o BFG e o COG (dados de 1992 Fonte: EM, junho 1995), sendo que as melhores oportunidades de implantação são nas usinas integradas a coque (caso da COSIPA) utilizando turbinas a gás para a queima dos combustíveis em ciclo combinado com turbinas a vapor.

Dentre as novas oportunidades estão as intenções de formação dos pólos de Corumbá, Vitória, Sepetiba e Marabá, descontando, porém, que já estão previstas ou em andamento a construção de UTE's nas regiões de Corumbá e Vitória.

Existem plantas em operação na CSN e CST que atendem a demanda interna. A mesma linha de pensamento era aplicada ao projeto original da NCTE COSIPA, porém houve uma transformação que coloca um terceiro como operador da cogeradora, que fornece tanto à planta como à rede.

1.4. Contexto da Implantação da NCTE COSIPA

O processo de implementação da NCTE COSIPA segue muitos dos fatores descritos aqui anteriormente.

Este projeto foi paralisado pela preferência do “novo” controlador da unidade (USIMINAS) pelos investimentos nas áreas de produção direta da empresa como a nova aciaria, novos equipamentos de laminação, ampliação da capacidade da planta, etc.. Com o agravamento da crise energética, houve a retomada do processo, com dados renovados, tendo em conta esta expansão. Esta deverá, então, servir à demanda interna, principalmente assegurando o funcionamento dos turbossopradores do alto forno. Uniram-se às questões técnicas as responsabilidades ambientais e de adequação do arranjo à área reservada pela companhia à nova instalação. Como primeira consequência, descartou-se de imediato a utilização de uma torre de resfriamento seca, que seria muito benéfica no sentido de diminuir a emissão de vapor e o descarte de água, pelo tamanho que tal equipamento assumiria em razão do ciclo. Além do problema de emissões, há uma dificuldade gravíssima: a captação de água autorizada à COSIPA está quase no limite e qualquer quantidade que possa ser poupada significa uma vantagem tecnológica. O descarte de água também deve obedecer a um certo nível de aumento de temperatura no destino final.

Logicamente, o rigor destas exigências, que serão mais discutidas à frente em Aspectos Técnicos, devem-se à preocupação que se tem com a área de Cubatão tanto pelo IBAMA e CETESB como pela própria opinião pública.

2. Aspectos Técnicos da Cogeração

2.1. Introdução

A tecnologia empregada para a cogeração é a mesma de plantas convencionais, baseada no ciclo Rankine (caldeira, turbogerador a vapor, etc), no ciclos Brayton (turbogerador a gás) ou em ciclos combinados.

A vantagem da cogeração sobre uma planta para produção exclusiva de energia elétrica é a eliminação das grandes perdas de calor com o resfriamento/condensação do vapor, pois este será utilizado para algum processo produtivo. Nas plantas termelétricas de grande porte em que se deseja aumentar a eficiência do ciclo térmico, as perdas de energia (rejeição de calor) são minimizadas pela introdução de extrações de vapor na turbina para aquecimento da água de alimentação das caldeiras. Este tipo de arranjo denominado aquecimento regenerativo implica a diminuição da massa de vapor condensado e do calor necessário para produção de vapor na caldeira.

As plantas de cogeração apresentam configurações distintas, destacando-se entre as mais comuns aquelas com utilização de motores Diesel e as convencionais citadas acima, sendo que os motores de combustão interna adequam-se melhor a plantas de pequena potência em que exista consumo de calor a baixas temperaturas, enquanto que as plantas convencionais servem maiores potências para fornecimento de vapor a altas pressões e temperaturas.

Tanto as plantas em ciclo combinado como as convencionais podem apresentar variações de projeto e configuração e, portanto, diferentes eficiências. Nas plantas convencionais as principais variações possíveis no ciclo Rankine são os parâmetros do vapor, número de aquecedores de água de alimentação, número de rea aquecimentos, o vácuo no condensador, excesso de ar e temperatura de exaustão. Para ciclos combinados ainda são possíveis algumas alternativas, como mostra a tabela à seguir.

Tabela 2 - Formas de arranjo das plantas em ciclo combinado

	Nova Instalação	Equipamentos existentes	Turbina a gás existente
Ciclo combinado sem queima (unfired CC)	Calor do gás de exaustão produz vapor na CRC	Caldeira substituída por turbina a gás e CRC	Adição de CRC e turbina a vapor
Ciclo combinado com queima	Turbina a gás opera como ventilador e pré-aquecedor de ar	Turbina a gás substitui ventilador e pré-aquecedor de ar existente	
Geração paralela	Turbina a vapor alimentada com vapor proveniente de TG-CRC e caldeira convencional	Adição de turbina a gás e CRC de forma paralela	

Além dos arranjos acima apresentados há a possibilidade de se utilizar queima suplementar na caldeira de recuperação de calor.

Há vários fatores que podem contribuir para a escolha da melhor configuração:

- custo de investimento;
- disponibilidade/estabilidade de suprimento, custo e tipo de combustível (qualidade, composição química, poder calorífico, etc.);
- características de disponibilidade, confiabilidade e facilidade de manutenção;
- adequação da planta de cogeração ao processo siderúrgico: comportamento a cargas parciais, similaridade entre as relações eletricidade/calor da planta de cogeração e do processo siderúrgico, temperatura, vazão e tipo de fluido a ser utilizado.

Atualmente os sistemas de controle utilizados permitem tanto a otimização da produção de energia como o gerenciamento em tempo real da planta. *Softwares* específicos permitem um rendimento máximo dos equipamentos. Além disso, sistemas específicos podem facilitar sua manutenção.

A tecnologia disponível para geração de energia atingiu nível suficiente para viabilizar ganhos significativos para siderúrgicas, contribuindo de forma decisiva, para sua competitividade quer para novas plantas ou para modernização de sistemas existentes.

2.2. Sobre o Empreendimento

2.2.1 Aspectos Gerais

A COSIPA decidiu instalar uma Nova Central Termoelétrica (NCTE) dentro da Usina José Bonifácio de Andrada e Silva localizada no município de Cubatão no Estado de São Paulo.

Esta NCTE deverá ser concebida de modo a fornecer com máxima confiabilidade possível à COSIPA:

- energia elétrica;
- vapor para processo;
- vapor para acionamento dos turbo-sopraadores existentes;
- gás de aciaria (LDG) recuperado.

A princípio a COSIPA não fixou o ciclo térmico a ser adotado no projeto. A interligação com a rede da Concessionária local deverá ser mantida de forma segura e suficientemente flexível para atender a todas as condições de operação requeridas pelo processo e com o maior rendimento possível, reduzindo assim os custos operacionais da NCTE.

2.2.2. Garantias de Fornecimento

2.2.2.1. Energia Elétrica

A nova unidade deverá ser capaz de suportar súbitas mudanças de demanda elétrica sem queda do sistema de geração ou parte do mesmo. Em caso de rejeição de carga a unidade deve continuar operando para garantir o consumo interno da NCTE e da CTE existente.

A capacidade de fornecimento de energia elétrica não foi fixada pela COSIPA sendo que a energia excedente será vendida à Concessionária local. A previsão de demanda de energia elétrica segundo a Potência Média Anual é de 218 MW sendo que os geradores deverão disponibilizar energia em corrente alternada, trifásica, 60 Hz e 13,8 kV.

As exigências operacionais são:

- operação em paralelo com o sistema;
- atendimento aos requisitos legais da ANEEL.

2.2.2.2. Vapor

Além da energia elétrica a COSIPA necessita de vapor de baixa pressão para processo e de alta pressão para turbossopradores nas seguintes quantidades:

- Condições para vapor de processo:
 - Pressão: 15 bar;
 - Temperatura: 260 °C;
 - Quantidade: 120 t/h.
- Condições para turbossoprador:
 - Pressão: 44,0 bar;
 - Temperatura: 440°C;
 - Quantidade: 200 t/h (+/- 15%).

O fornecimento do vapor de alta pressão deverá ser contínuo e ininterrupto. Os produtos deverão ser fornecidos obedecendo à seguinte prioridade: vapor de alta pressão, vapor de baixa pressão e energia elétrica.

2.2.3. Combustíveis

A nova CTE deverá estar preparada para operar com os combustíveis gerados no processo siderúrgico além do gás natural como combustível

complementar. As tabelas abaixo mostram as principais características dos combustíveis a serem utilizados:

Tabela 3 - Propriedades do gás de alto forno – BFG

1. Pressão (no ponto terminal)	bar g	0,0344
2. Temperatura (no pto terminal)	°C	30
3. Vazão (no ponto terminal)	Nm ³ /h	400.000
4. Composição química média		
CO	% vol	24,30
CO ₂	% vol	20,20
H ₂	% vol	4,50
N ₂	% vol	51,00
5. PCI	kcal/Nm ³	780

Tabela 4 - Propriedades do gás de coqueria – COG

1. Pressão (no ponto Terminal)	bar g	0,300
2. Temperatura (no pto terminal)	°C	30
3. Vazão (no ponto terminal)	Nm ³ /h	30.000 (máximo) 7.000 (média)
4. Composição química média		
CO	% vol	7,20
CO ₂	% vol	1,60
H ₂	% vol	60,00
N ₂	% vol	1,90
CH ₄	% vol	26,30
C ₃ H ₈	% vol	2,80
O ₂	% vol	0,20
5. PCI	kcal/Nm ³	4.200
6. Umidade	%	80

Tabela 5 - Propriedades do gás de aciaria – LDG

1. Pressão (no ponto terminal)	bar g	0,009 a 0,035
2. Temperatura (no pto terminal)	°C	45
3. Vazão (no ponto Terminal)	Nm ³ /h	25.000
4. Composição química média		
CO	% vol	64,1
CO ₂	% vol	16,4
H ₂	% vol	2,5
N ₂	% vol	17,00
5. PCI	kcal/Nm ³	2.000
6. Umidade	%	Saturado

Tabela 6 - Propriedades do alcatrão – TAR

1. Pressão (no ponto terminal)	bar	5 a 7
2. Temperatura (no pto terminal)	°C	80
3. Vazão (no ponto terminal)	kg/h	6.800
4. Composição química média		
C	% peso	88,4
H	% peso	4,90
N	% peso	1,20
S	% peso	0,50
O	% peso	5,00
Cinzas	%	0,06
Água	%	2,17
Material Volátil	%	76,00
5. PCI	kcal/kg	9.000

Tabela 7 - Propriedades do gás natural

1. Pressão (no ponto terminal)	bar g	COMGAS
2. Temperatura (no pto terminal)	°C	COMGAS
3. Vazão (no ponto terminal)	Nm3/h	COMGAS
4. Composição química média		
CO ₂	% vol	0,38
N ₂	% vol	2,17
CH ₄	% vol	86,89
C ₂ H ₆	% vol	6,72
C ₃ H ₈	% vol	2,76
C ₄ H ₁₀ - iso	% vol	0,37
C ₄ H ₁₀ - n	% vol	0,52
C ₅ H ₁₂ - iso	% vol	0,11
C ₅ H ₁₂ - n	% vol	0,07
PCI médio	kcal/Nm3	9.252
PCS médio	kcal/Nm3	9.682

3. Ciclos para Cogeração

3.1. Configurações Utilizáveis

Primeiramente, deve-se analisar o tipo de geração simultânea de eletricidade e calor que será utilizado na planta, a saber:

- Ciclo *topping*: a geração de eletricidade é feita em alta pressão e temperatura e o rejeito ou extrações intermediárias são utilizados para fins de aquecimento ou utilização da pressão do vapor em um dado processo ou equipamento. Numa siderúrgica, podem-se destacar vários processos de transformação por aquecimento e a utilização da pressão do vapor nas laminadoras.
- Ciclo *bottoming* : a geração de calor é aproveitada em alta temperatura e pressão, sendo que o rejeito térmico deste processo é utilizado como insumo da planta de geração de eletricidade.

São exemplos comuns de plantas de cogeração baseados nos ciclos Brayton, Rankine ou Combinado os seguintes arranjos:

- planta de potência com turbina a vapor em contrapressão, onde os equipamentos principais são a(s) caldeira(s), a turbina a vapor + turbogerador e o condensador;
- planta de potência com turbina a vapor de condensação com extração de vapor. Vale ressaltar que esta turbina é a única que possibilita extrações intermediárias à pressão e temperatura que a variada gama de processos exigir. Os equipamentos principais são os mesmos que no caso anterior a menos do tipo de turbina utilizado;
- planta de potência com turbina a gás e CRC, onde há geração de vapor na CRC a partir dos gases de exaustão da turbina a gás, responsável pela geração de potência para o turbogerador;

- planta de potência com ciclo combinado com turbina a gás, CRC e turbina a vapor de qualquer dos tipos mencionados acima. A maioria dos projetos desenvolvidos com ciclo combinado não só de cogeração mas também de UTE's, utilizam a configuração 2:1, ou seja, dois conjuntos turbina a gás + CRC para uma turbina a vapor.

3.2. Fatores Importantes para Escolha da Configuração

A escolha da configuração adequada depende da relação eletricidade/calor requerida pelo processo siderúrgico, sendo que, no panorama atual é fácil saber qual será a sua demanda de vapor mesmo que haja flutuações no nível de produção, mas a demanda de eletricidade, face aos riscos de apagões e a necessidade de racionamento pode variar para alguns sistemas e ter que atender toda a planta, sendo que até a posição de ser um exportador de energia para a rede, com cotas estipuladas de fornecimento devem ser reavaliadas.

Sendo o processo siderúrgico um usuário tanto da energia elétrica como de vapor em níveis de alta e média pressão, a primeira condição de contorno é que se trabalhe com uma turbina a vapor com condensação e extração intermediária operando como uma caldeira ou CRC que gera vapor superaquecido em alta pressão, numa configuração, portanto, de ciclo *topping*.

Auto-suficiência ou atuação no mercado energético? Nesta questão será embutido o nível de investimento que o cliente está disposto a fazer. Logo, será aplicada uma turbina a gás + CRC, aumentando a geração de eletricidade para disponibilizar na rede elétrica ou simplesmente uma caldeira para geração do vapor para a TV.

Pelo aspecto técnico, deve se avaliar que a turbina a gás não apresenta uma facilidade de operar com gases de baixa qualidade como os gerados pelo processo siderúrgico, sendo este um fator que pode diminuir a capacidade e até a vida útil da planta.

Deve portanto, existir a possibilidade de aproveitamento desses gases em conjunto com o gás natural. Para isso, deve ser analisada a disponibilidade desses gases.

Por fim, mas não menos importante ou restritivo, é o aspecto do espaço físico disponibilizado para a construção da NCTE, contando que nele devem ser arranjados os sistemas principais (caldeiras, turbinas, condensadores) bem como os sistemas auxiliares (água de alimentação, de resfriamento, tratamento de efluentes, desmineralização, ar comprimido, etc.).

3.3. Configuração da NCTE Cosipa

As condições de implantação da NCTE Cosipa são:

- área disponibilizada: 10900 m²;
- necessidade de vapor: 210 t/h máx. a 45 bar e 450°C para turbossopradores
120 t/h máx. a 15,5 bar e 332°C para processo;
- necessidade de eletricidade : 237 MW (demanda média anual)
278 MW (demanda máxima);
- capacidade de geração elétrica: de acordo com o proponente. Ou seja, apesar de apresentar sua necessidade energética, o cliente deixa a critério do proponente definir qual será a geração, porém, mantendo a possibilidade de exportar energia para a rede;
- adequação aos requisitos legais da ANEEL e do IBAMA/CETESB.

Observando a área disponibilizada, é perfeitamente possível a utilização de TG's + CRC's em ciclo combinado com a TV com extrações em dois ou mais níveis. Porém, a disponibilidade de investimentos para este setor não é prioritária até o momento na siderúrgica, que aposta na renovação e consolidação de novos equipamentos e processos ligados à fabricação do aço. Logo, a opção é pelo fornecimento de parte da capacidade de geração requerida (104,5 MW), cobrindo as necessidades de vapor, dentro dos requisitos da ANEEL, IBAMA e CETESB. Para isso, foi escolhido um ciclo Rankine com turbinas a vapor com extração alimentados por caldeiras. Os equipamentos principais, bem como os sistemas auxiliares em todas suas alternativas serão apresentados e explicados a seguir.

Alguns equipamentos terão algumas condições de operação omitidas por razões de sigilo de projeto.

3.4. Equipamentos e Sistemas

A disponibilidade de combustível, bem como sua utilização não foram aspectos restritivos do projeto, mas são apresentados à seguir, para conhecimento.

Tabela 8 - Disponibilidade e Utilização dos Combustíveis

Combustível	Quantidade disponível	Poder Calorífico	Energia Total do Combustível (PCI - kW)	Observação
Gás de Alto Forno (BFG)	501.470 Nm ³ /h	825 kcal/m ³	481.040	480.949 kW serão utilizados
Gás de Coqueria (COG)	4.500 Nm ³ /h	4.250 kcal/m ³	22.209	22.203 kJ/s serão utilizados
Alcatrão(TAR)	1.770 kg/h	9.000 kcal/kg	18.518	Armazenado para ser utilizado durante a queda de produção de BFG
Gás de Aciaria - LDG	41.214 Nm ³ /h	2.000 kcal/m ³	95.864 (93.040)	Disponibilizado para utilização pela COSIPA
Gás Natural	-	9.400 kcal/m ³	31.233	Para regular estabilidade da queima

3.4.1. Caldeiras

São previstas para a NCTE três caldeiras novas com capacidade de 190t/h a 542°C e 90 bar cada uma. As caldeiras serão projetadas para queimar além dos combustíveis BFG e COG, o TAR, LDG e gás natural. Apesar de não estar prevista a utilização de TAR e LDG durante a operação normal, está prevista a utilização destes combustíveis nas caldeiras, como reserva de uma das fontes normais de combustível.

As caldeiras serão capazes de variação de carga de até 15% por minuto em relação à carga nominal.

As caldeiras serão dotadas de tubulões, super dimensionados para absorver as flutuações típicas da operação com combustíveis siderúrgicos.

A evaporação da água de alimentação que ingressa no tubulão de vapor se dá nas paredes d'água que constituem a fornalha. Em princípio não serão empregados evaporadores, podendo, no entanto, virem a ser usados, conforme a tecnologia do fabricante.

O superaquecedor consistirá em três estágios de feixes de tubos, montados em série ao longo do trajeto do gás de combustão. Seu projeto será ditado pela necessidade de distribuição uniforme de vapor pelos tubos.

O economizador estará localizado na região convectiva da caldeira e será composto de feixes de tubos aletados, formando um conjunto estanque a vazamentos de gás, provido de acessos para inspeção.

A posição e a quantidade de queimadores será definida em função de cada tipo de combustível e de acordo com a experiência do fabricante. A distribuição e o posicionamento em meio às paredes d'água visam a otimização do volume da fornalha e dos processos de combustão e troca térmica.

As caldeiras serão providas de um ventilador de tiragem forçada e um ventilador de tiragem induzida. Os ventiladores serão centrífugos, e diretamente acionados por motores elétricos. Serão equipados com difusores, que atuarão como parte do sistema de controle, provendo o ar necessário à combustão.

Será previsto, em princípio, pré-aquecedor de ar tubular, para aproveitamento do calor residual dos gases de combustão.

3.4.2. Caldeira reserva

A caldeira nº1 (C1) da CTE atual será reaproveitada no empreendimento como caldeira reserva para suprir o vapor para os turbossopraadores de ar dos alto fornos. A caldeira tem capacidade de produzir 77t/h, mas na condição normal permanecerá em espera desligada. Ela será levada a sua capacidade máxima de produção caso haja interrupção de uma das caldeiras novas.

A caldeira nº1 deverá ser modernizada e terá capacidade para queimar BFG e COG, além do alcatrão. Os trabalhos necessários à modernização dependem ainda de uma inspeção detalhada a ser realizada posteriormente.

3.4.3. Turbogeneradores

Serão fornecidos dois novos turbogeneradores com capacidade de 54,5 MW e 50 MW. O conjunto será do tipo compacto, fornecido em *skid*. As turbinas serão do tipo condensação, com extrações intermediárias para os turbossopradores (105 t/h máx. a 450°C e 45 bar, cada uma), para o processo (60 t/h máx. a 15,5 bar e 332°C, cada uma), para a desaeração (18,5 t/h máx. a 2,8 bar, cada uma) e para o reaquecedor (20 t/h máx. a 1,0 bar, cada uma); a turbina a vapor 1 terá exaustão para o condensador resfriado a água operando a 0,08 bar, enquanto que a turbina a vapor 2 terá a exaustão para um condensador resfriado a ar operando a 0,12 bar.

O grupo conterà todos os sistemas de óleo lubrificante, hidráulico e de proteção e controle necessários ao seu funcionamento.

3.4.4. Desaerador

A Nova CTE prevê a instalação de um desaerador para servir tanto as caldeiras novas quanto a caldeira reserva reaproveitada da CTE atual. O desaerador operará nas seguintes condições:

- pressão: 1,8 bar;
- Condensado + *makeup*:
 - vazão: 534.000 kg/h
 - temperatura na entrada: 80°C
- Vapor principal:
 - pressão: 2,8 bar
 - vazão: 37.000 kg/h
- temperatura na saída de água de alimentação: 117 °C.

3.4.5. Pré-Aquecedores da Água de Alimentação

Serão instalados dois pré-aquecedores com a finalidade de aquecer o condensado que retorna dos condensadores, o condensado de retorno dos turbossopradores e a água de *reposição* antes da entrada no desaerador. Os pré-aquecedores utilizarão vapor proveniente dos turbogeradores. As condições de operação de cada pré-aquecedor são as seguintes:

- Vapor:
 - vazão: 20.000 kg/h
- Condensado + *reposição* + condensado dos turbo-sopradores:
 - vazão: 267.000 kg/h
 - temperatura na entrada: 43 °C
 - temperatura na saída: 80°C

3.4.6. Bombas de *Reposição*

Serão instaladas duas bombas (uma reserva) de *reposição* com potência estimada de 20 kW cada

3.4.7. Bombas de condensado

Serão instaladas duas bombas por condensador (uma em operação e uma reserva) com potência estimada de 21 kW cada

3.4.8. Chaminé

Será instalada uma chaminé para cada uma das caldeiras novas. As chaminés serão projetadas com altura suficiente para a dispersão dos gases (80 m). O projeto das chaminés visa não somente a perfeita circulação dos gases, como a dispersão na atmosfera, de acordo com as normas ambientais aplicáveis. As chaminés serão do tipo auto portante e serão dimensionadas levando-se em conta as cargas de vento locais.

3.4.9. Condensadores

Devido ao fornecimento limitado de água para resfriamento dos condensadores a solução adotada propõe a utilização de dois tipos de condensadores: um com resfriamento por água e outro com resfriamento por ar.

O condensador resfriado a ar é constituído de feixe de tubos aletados agrupados em módulos e montado sobre uma estrutura. O fluxo de ar para a troca térmica é realizado por oito ventiladores acionados por motores elétricos. As condições de operação do condensador resfriado a ar é apresentada a seguir:

- Vapor principal
 - Vazão 129.500kg/h
 - Título 87,16%
- Ar - Entrada
 - Temperatura 28°C
- Potência estimada dos ventiladores 8 x160 kW

O condensador resfriado a água utiliza a água captada pela Casa de Bombas nº1 para o resfriamento. O condensador deverá ser fabricado em titânio ou outro material resistente a ação da água salobra do rio Cubatão. O condensador resfriado a água opera a 0,08 bar e vazão de água de resfriamento igual a 12.000m³/h (máx.) considerando $\Delta t = 5^{\circ}\text{C}$.

Alternativamente à utilização do condensador resfriado a ar, poderá ser utilizado um outro condensador resfriado a água de passagem direta em circuito aberto ou com utilização de torre de resfriamento em circuito fechado. Entretanto, a sua utilização dependerá dentre outros aspectos da obtenção de licença ambiental que permita o aumento da captação de água do rio Cubatão, hoje limitada em 24.000 m³/h para o caso de circuito aberto.

3.4.10. Bombas de Água de Alimentação

As bombas de alimentação das caldeiras novas serão em número de quatro, sendo uma reserva. Cada bomba terá capacidade de 100% de uma caldeira nova. A potência estimada de cada uma é de 1060 kW.

Para a caldeira C1 (caldeira existente na CTE atual) de 77t/h serão utilizados duas bombas (uma reserva) de alimentação com a capacidade de 100% cada uma. A potência estimada de cada uma é de 110 kW.

3.4.11. Bombas de Água de Resfriamento dos Condensadores

Os condensadores dos turbo-sopradores e do condensador resfriado a água da Nova CTE serão resfriados pela água captada nos rio Cubatão e bombeada pela Casa de Bombas nº 1 (CB1).

A instalação atual da CB1 conta com quatro bombas de 6.000 m³/h, sendo uma reserva. Com a introdução do condensador da Nova CTE deverá ser instalada mais uma bomba com a mesma capacidade das existentes.

3.4.12. Sistema de Água Desmineralizada

Será instalado um novo sistema de água desmineralizada para atender às necessidades da Nova CTE. A água desmineralizada será obtida a partir da água tratada fornecida pela COSIPA no ponto terminal TP-2.

O sistema será alimentado através de duas bombas centrífugas (uma reserva) de capacidade de 160 m³/h a partir de um tanque pulmão de água tratada com capacidade de 210 m³.

A partir deste tanque a água será conduzida para o sistema de desmineralização por Troca Iônica utilizando-se quatro conjuntos motor-bomba, com capacidade unitária de 80 m³/h, sendo duas em operação contínua, uma reserva e uma para as etapas de lavagens.

Este sistema será automático e atenderá à qualidade da água requerida para operação das caldeiras.

O sistema será composto por duas linhas independentes e em paralelo de 80 m³/h cada uma. O sistema contará com filtro de carvão ativado, trocador catiônico, trocador aniônico, trocador de leito misto, sistema de regeneração de resinas catiônicas, sistema de regeneração de resinas aniônicas e um sistema para neutralização dos efluentes residuais provenientes da etapa de recuperação das resinas.

A água desmineralizada será armazenada em dois tanques, fabricados em aço carbono e revestidos internamente, com volume de 650 m³ cada um.

3.4.13. Sistema de Águas Servidas

O sistema de águas servidas se destinará a proporcionar o condicionamento adequado para lançamento dos vários efluentes produzidos na nova CTE na rede geral da COSIPA.

As águas servidas terão origem na purga das caldeiras e de polimento de condensado, no sistema de água desmineralizada e na drenagem de áreas onde estão instalados equipamentos que contenham algum tipo de óleo.

Para drenagem de áreas onde estão instalados equipamentos que contenham algum tipo de óleo, estes equipamentos serão instalados em bacias de contenção para vazamentos acidentais. A água de chuva ou lavagem, após recuperação de um vazamento, devem passar por um separador de água/ óleo antes do lançamento no corpo receptor.

3.4.14. Sistema de Ar Comprimido

O sistema de ar comprimido terá como finalidade principal o fornecimento de ar a 7 bar (man.), para alimentar instrumentos e equipamentos. Será utilizado também para a limpeza de equipamentos e de superfícies.

O sistema será constituído por compressores de ar rotativos, de parafusos, (sendo um reserva), reservatórios de ar, secadores, filtros, resfriadores, instrumentação, tubulações e acessórios. Os secadores serão dimensionados apenas para o consumo de ar de instrumentos.

A tubulação principal de distribuição possuirá as derivações, que por sua vez possuirão válvulas de bloqueio que permitirão isolar trechos do sistema para manutenção sem paralisar o abastecimento geral de ar da Nova CTE.

Serão instalados purgadores automáticos nos pontos baixos e nos trechos longos da linha, de modo a se retirar a água condensada no sistema. Os compressores serão unidades compactas, dotadas de circuitos de ar, de óleo e de resfriamento e de painel de controle, montados sobre base metálica e envoltos em carenagem acústica.

3.4.15. Sistema de Proteção Contra Incêndio

O sistema de proteção contra incêndio terá por finalidade prevenir, detectar e combater incêndios na Nova CTE , protegendo a vida dos operadores e as instalações. A atuação do sistema se realizará por meios manuais ou automáticos.

O sistema de proteção contra incêndio será baseado nas recomendações das normas da ABNT e do NFPA, específicas para cada um dos subsistemas.

3.4.16 Gasômetro e Sistema de Distribuição de Gás de Aciaria – LDG

Este item contempla as informações relativas ao gasômetro e equipamentos auxiliares a serem instalados na COSIPA para permitir a utilização do gás residual de processo gerado na operação dos conversores LD da Aciaria nº 2 , que será disponibilizado para queima nos altos fornos.

O fornecimento consiste de um gasômetro completo instalado e do sistema de distribuição de LDG até o ponto de interligação TP-10, incluindo materiais, equipamentos, construção civil, montagem eletromecânica, testes e comissionamento, atendendo os limites de bateria estabelecidos.

3.5. Balanço de Massa e Energia

A seguir são apresentados os balanços de água e energia para 3 condições de consumo de vapor exigidas ao longo da operação da planta siderúrgica. Estas levam em conta a necessidade de vapor para serviços essenciais (Tabela 9), operação normal (Tabela 10) e para casos de operações especiais (Tabela 11).

Tabela 9 - Balanço de Massa e Energia para Consumo de Vapor Assegurado

Ponto	Descrição do ponto da malha	Fluido	Vazão 10 ⁶ m ³ /h	Pressão bar a	Temp °C
1	Alcatrão-no header principal	Alcatrão	0	2,00	80,00
2	BFG-no header principal	BFG	501470*	1,03	25,00
3	COG-no header principal	COG	4500*	1,30	25,00
4	GN-no header principal	GN	2,37	7,00	25,00
5	Alcatrão-na entrada da caldeira N3	Alcatrão	0	2,00	80,00
6	BFG-na entrada da caldeira N3	BFG	167157*	1,03	25,00
7	COG-na entrada da caldeira N3	COG	1500*	1,30	25,00
8	GN-na entrada da caldeira N3	GN	0,79	2,00	25,00
9	Água de alimentação a caldeira N3	Água	190,00	120,00	118,40
10	Vapor na saída do da caldeira N3	Vapor	190,00	90,00	542,00
13	Vapor na entrada da turbina a vapor TV1	Vapor	285,00	88,00	540,00
14	Vapor na entrada da turbina a vapor TV2	Vapor	285,00	88,00	540,00
15	Vapor na extração de 45 bar da TV1	Vapor	93,5	45,00	450,00
16	Vapor na extração de 44 bar da TV2	Vapor	93,5	45,00	450,00
17	Vapor na extração de 15,5 bar da TV1	Vapor	40,0	15,50	332,00
18	Vapor na extração de 15,5 bar da TV2	Vapor	40,0	15,50	332,00
19	Vapor na extração de 2,8 bar da TV1	Vapor	18,00	2,80	131,10
20	Vapor na extração de 2,8 bar da TV2	Vapor	18,00	2,80	131,10
11	Vapor na extração de 1,0 bar da TV1	Vapor	19,00	1,00	100,00
12	Vapor na extração de 1,0 bar da TV2	Vapor	19,00	1,00	100,00
21	Header do vapor de extração de 45 bar	Vapor	187,00	45,00	450,00
22	Vapor para turbo sopradores da COSIPA	Vapor	189,00	44,00	440,00
23	Vapor para processo da COSIPA	Vapor	84,00	15,00	260,00
24	Vapor para desaerador (es)	Vapor	36,00	2,80	131,10
25	Água de alimentação para caldeira C1	Água	0,00	-	-
26	Água de alimentação na saída do desaerador	Água	580,00	1,80	117,30
27	Saída da bomba de alimentação das caldeiras	Água	580,00	120,00	118,40
28	Vapor da TV1 para condensador CD1	Vapor	114,00	0,08	41,60
29	Vapor da TV2 para condensador CD2	Vapor	114,00	0,12	49,90
30	Água de alimentação a caldeira C1	Água	0,00	-	-
31	Alcatrão-na entrada da caldeira C1	Alcatrão	0,00	-	-
32	BFG-na entrada da caldeira C1	BFG	0,00	-	-
33	COG-na entrada da caldeira C1	COG	0,00	-	-
34	Vapor na saída da caldeira C1	Vapor	0,00	-	-
35	Header do vapor de alta pressão	Vapor	570,00	90,00	542,00
36	Saída da bomba de condensado B1 do CD1	Água	134,00	3,50	41,55
37	Saída da bomba de condensado B2 do CD2	Água	134,00	3,50	49,50
38	Retorno do condensado da COSIPA	Água	170,00	8,00	42,00
39	Água de reposição	Água	103,00	3,50	25,00
40	Água na saída do Pré-aquecedor PA-2	Água	272,00	3,00	80,00
41	Água na saída do Pré-aquecedor PA-2	Água	272,00	3,00	80,00
42	Água de resfriamento na entrada do CD1	Água	12425,00	2,50	28,00
43	Água de resfriamento na saída do CD1	Água	12425,00	1,00	33,00
44	Ar na entrada do condensador CD2	Ar	16316,00	1,01	28,00
45	Ar na saída do condensador CD2	Ar	16316,00	1,01	43,00
46	Condensado do Pré-aquecedor PA1	Água	20,00	1,00	100,00
47	Condensado do Pré-aquecedor PA1	Água	20,00	1,00	100,00

Tabela 10 - Balanço de Massa e Energia para Consumo Normal de Vapor

Ponto	Descrição do ponto da malha	Fluido	Vazão 10 ⁶ m ³ /h	Pressão bar a	Temp °C
1	Alcatrão-no header principal	Alcatrão	0	2.00	80.00
2	BFG-no header principal	BFG	501470*	1.03	25.00
3	COG-no header principal	COG	4500*	1.30	25.00
4	GN-no header principal	GN	2.37	7.00	25.00
5	Alcatrão-na entrada da caldeira N3	Alcatrão	0	2.00	80.00
6	BFG-na entrada da caldeira N3	BFG	167157*	1.03	25.00
7	COG-na entrada da caldeira N3	COG	1500*	1.30	25.00
8	GN-na entrada da caldeira N3	GN	0.79	2.00	25.00
9	Água de alimentação a caldeira N3	Água	190.00	120.00	118.40
10	Vapor na saída do da caldeira N3	Vapor	190.00	90.00	542.00
13	Vapor na entrada da turbina a vapor TV1	Vapor	285.00	88.00	540.00
14	Vapor na entrada da turbina a vapor TV2	Vapor	285.00	88.00	540.00
15	Vapor na extração de 45 bar da TV1	Vapor	100.00	45.00	450.00
16	Vapor na extração de 44 bar da TV2	Vapor	100.00	45.00	450.00
17	Vapor na extração de 15.5 bar da TV1	Vapor	47.00	15.50	332.00
18	Vapor na extração de 15.5 bar da TV2	Vapor	47.00	15.50	332.00
19	Vapor na extração de 2.8 bar da TV1	Vapor	20.00	2.80	131.10
20	Vapor na extração de 2.8 bar da TV2	Vapor	20.00	2.80	131.10
11	Vapor na extração de 1.0 bar da TV1	Vapor	18.00	1.00	100.00
12	Vapor na extração de 1.0 bar da TV2	Vapor	18.00	1.00	100.00
21	Header do vapor de extração de 45 bar	Vapor	187.00	45.00	450.00
22	Vapor para turbo sopradores da COSIPA	Vapor	202.00	44.00	440.00
23	Vapor para processo da COSIPA	Vapor	100.00	15.00	260.00
24	Vapor para desaerador (es)	Vapor	40.00	2.80	131.10
25	Água de alimentação para caldeira C1	Água	0.00	-	-
26	Água de alimentação na saída do	Água	580.00	1.80	117.30
27	Saída da bomba de alimentação das	Água	580.00	120.00	118.40
28	Vapor da TV1 para condensador CD1	Vapor	100.60	0.08	41.60
29	Vapor da TV2 para condensador CD2	Vapor	100.60	0.12	49.90
30	Água de alimentação a caldeira C1	Água	0.00	-	-
31	Alcatrão-na entrada da caldeira C1	Alcatrão	0.00	-	-
32	BFG-na entrada da caldeira C1	BFG	0.00	-	-
33	COG-na entrada da caldeira C1	COG	0.00	-	-
34	Vapor na saída da caldeira C1	Vapor	0.00	-	-
35	Header do vapor de alta pressão	Vapor	570.00	90.00	542.00
36	Saída da bomba de condensado B1 do CD1	Água	118.60	3.50	41.55
37	Saída da bomba de condensado B2 do CD2	Água	118.60	3.50	49.50
38	Retorno do condensado da COSIPA	Água	182.00	8.00	42.00
39	Água de reposição	Água	113.00	3.50	25.00
40	Água na saída do Pré-aquecedor PA-2	Água	270.00	3.00	80.00
41	Água na saída do Pré-aquecedor PA-2	Água	270.00	3.00	80.00
42	Água de resfriamento na entrada do CD1	Água	12425.00	2.50	28.00
43	Água de resfriamento na saída do CD1	Água	12425.00	1.00	32.40
44	Ar na entrada do condensador CD2	Ar	16316.00	1.01	28.00
45	Ar na saída do condensador CD2	Ar	16316.00	1.01	41.00
46	Condensado do Pré-aquecedor PA1	Água	18.00	1.00	100.00
47	Condensado do Pré-aquecedor PA1	Água	18.00	1.00	100.00

Tabela 11 - Balanço de Massa e Energia para Consumo Máximo de Vapor

Ponto	Descrição do ponto da malha	Fluido	Vazão 10 ⁶ m ³ /h	Pressão bar a	Temp °C
1	Alcatrão-no header principal	Alcatrão	0	2.00	80.00
2	BFG-no header principal	BFG	501470*	1.03	25.00
3	COG-no header principal	COG	4500*	1.30	25.00
4	GN-no header principal	GN	2.37	7.00	25.00
5	Alcatrão-na entrada da caldeira N3	Alcatrão	0	2.00	80.00
6	BFG-na entrada da caldeira N3	BFG	167157*	1.03	25.00
7	COG-na entrada da caldeira N3	COG	1500*	1.30	25.00
8	GN-na entrada da caldeira N3	GN	0.79	2.00	25.00
9	Água de alimentação a caldeira N3	Água	190.00	120.00	118.40
10	Vapor na saída do da caldeira N3	Vapor	190.00	90.00	542.00
13	Vapor na entrada da turbina a vapor TV1	Vapor	285.00	88.00	540.00
14	Vapor na entrada da turbina a vapor TV2	Vapor	285.00	88.00	540.00
15	Vapor na extração de 45 bar da TV1	Vapor	103.50	45.00	450.00
16	Vapor na extração de 44 bar da TV2	Vapor	103.50	45.00	450.00
17	Vapor na extração de 15.5 bar da TV1	Vapor	56.50	15.50	332.00
18	Vapor na extração de 15.5 bar da TV2	Vapor	56.50	15.50	332.00
19	Vapor na extração de 2.8 bar da TV1	Vapor	22.00	2.80	131.10
20	Vapor na extração de 2.8 bar da TV2	Vapor	22.00	2.80	131.10
11	Vapor na extração de 1.0 bar da TV1	Vapor	16.00	1.00	100.00
12	Vapor na extração de 1.0 bar da TV2	Vapor	16.00	1.00	100.00
21	Header do vapor de extração de 45 bar	Vapor	207.00	45.00	450.00
22	Vapor para turbo sopradores da COSIPA	Vapor	210.00	44.00	440.00
23	Vapor para processo da COSIPA	Vapor	120.00	15.00	260.00
24	Vapor para desaerador (es)	Vapor	44.00	2.80	131.10
25	Água de alimentação para caldeira C1	Água	0.00	-	-
26	Água de alimentação na saída do	Água	580.00	1.80	117.30
27	Saída da bomba de alimentação das	Água	580.00	120.00	118.40
28	Vapor da TV1 para condensador CD1	Vapor	86.40	0.08	41.60
29	Vapor da TV2 para condensador CD2	Vapor	86.40	0.12	49.90
30	Água de alimentação a caldeira C1	Água	0.00	-	-
31	Alcatrão-na entrada da caldeira C1	Alcatrão	0.00	-	-
32	BFG-na entrada da caldeira C1	BFG	0.00	-	-
33	COG-na entrada da caldeira C1	COG	0.00	-	-
34	Vapor na saída da caldeira C1	Vapor	0.00	-	-
35	Header do vapor de alta pressão	Vapor	570.00	90.00	542.00
36	Saída da bomba de condensado B1 do CD1	Água	102.40	3.50	41.55
37	Saída da bomba de condensado B2 do CD2	Água	102.40	3.50	49.50
38	Retorno do condensado da COSIPA	Água	189.00	8.00	42.00
39	Água de reposição	Água	141.00	3.50	25.00
40	Água na saída do Pré-aquecedor PA-2	Água	267.00	3.00	80.00
41	Água na saída do Pré-aquecedor PA-2	Água	267.00	3.00	80.00
42	Água de resfriamento na entrada do CD1	Água	12425.00	2.50	28.00
43	Água de resfriamento na saída do CD1	Água	12425.00	1.00	31.70
44	Ar na entrada do condensador CD2	Ar	16316.00	1.01	28.00
45	Ar na saída do condensador CD2	Ar	16316.00	1.01	39.00
46	Condensado do Pré-aquecedor PA1	Água	16.00	1.00	100.00
47	Condensado do Pré-aquecedor PA1	Água	16.00	1.00	100.00

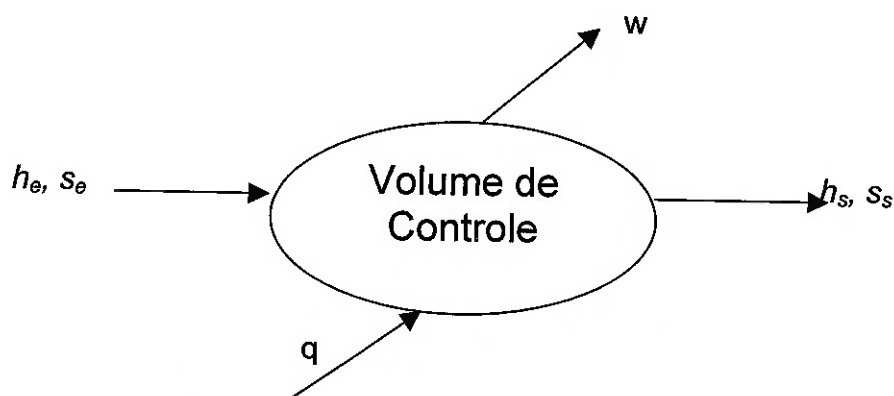
4. Fundamentos de Análise Exergética

A análise exergética consiste no emprego simultâneo da Primeira e Segunda Leis da Termodinâmica na avaliação de desempenho de ciclos termodinâmicos, permitindo uma efetiva avaliação termodinâmica dos processos, uma vez que quantifica as irreversibilidades que ocorrem.

O que é exergia?

Exergia (ou disponibilidade) para uma quantidade de massa que sofre um processo em regime permanente pode ser definida como o trabalho reversível máximo por unidade de massa que escoa. Para uma quantidade de massa que entra num volume de controle num certo estado termodinâmico, o trabalho reversível será máximo quando esta massa deixar o volume de controle em equilíbrio com o meio, ou seja, tendo a mesma pressão e temperatura do meio, estando em equilíbrio químico com o meio, com energia potencial nula e com velocidade reduzida a um valor muito baixo (considerada nula).

Admitindo um volume de controle com apenas uma seção de entrada e uma de saída com processo em regime permanente conforme a figura abaixo, temos:



Da Primeira Lei da Termodinâmica vem:

$$q - w = h_s - h_e + \left(\frac{V_s^2 - V_e^2}{2} \right) + g(Z_s - Z_e) \quad (1)$$

E da Segunda Lei da Termodinâmica vem:

$$s_s - s_e = \frac{q}{T_0} + s_{ger} \quad (2)$$

Manipulando-se as equações (1) e (2) obtém-se:

$$w = (h_e - T_0 s_e + \frac{V_e^2}{2} + g Z_e) - (h_s - T_0 s_s + \frac{V_s^2}{2} + g Z_s) - T_0 s_{ger} \quad (3)$$

Como:

$$s_{ger} = q \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_0} \right) \quad (4)$$

A equação (3) pode ser escrita como:

$$w = (h_e - T s_e + \frac{V_e^2}{2} + g Z_e) - (h_s - T s_s + \frac{V_s^2}{2} + g Z_s) - q \left(1 - \frac{T_0}{T} \right) \quad (5)$$

O último termo da equação (5) é a contribuição das transferências de calor dos reservatórios ao trabalho reversível que pode ser interpretado como uma transferência de disponibilidade associada ao q . Esta transferência de disponibilidade proporciona o potencial para realização de trabalho às máquinas térmicas e esta contribuição (que chamaremos b_q) está separada das disponibilidades (ou exergia) associadas ao escoamento do fluido de trabalho.

Aplicando-se as hipóteses válidas para a condição em que ocorre o trabalho reversível máximo obteremos a expressão do balanço de exergia no volume de controle em regime permanente. A aplicação das hipóteses já mencionadas implicam que (o índice "0" indica o estado de equilíbrio com o meio):

$$Z_s = Z_0$$

$$V_s = 0$$

$$s_s = s_0$$

$$h_s = h_0$$

E portanto:

$$w_{\max}^{\text{rev}} = (h_e - T_0 \cdot s_e + \frac{V_e^2}{2} + g \cdot Z_e) - (h_0 - T_0 \cdot s_0 + g \cdot Z_s) - q(1 - \frac{T_0}{T}) \quad (6)$$

em que (6) é a expressão final do balanço de exergia nas condições consideradas. Esta equação permite a quantificação da redução da capacidade de realização de trabalho devido à ocorrência de processos irreversíveis associados ao sistema.

4.1. A Análise Exergética Aplicada a Plantas de Cogeração

A análise de disponibilidade ou exergética aplicada a uma planta de cogeração como a da COSIPA permite caracterizar como a exergia é utilizada e destruída nos vários processos existentes na planta.

A performance das plantas de cogeração pode ser avaliada a partir do conceito de rendimento definido da seguinte forma:

$$\eta = \frac{\text{efeito}_{\text{útil}}}{\text{insumo}_{\text{consumido}}}$$

Desta forma obtemos as expressões do rendimento energético (η_e) e do rendimento exergetico (η_b) de plantas de cogeração:

$$\eta_e = \frac{W + Q}{E_{comb}} \quad (7)$$

$$\eta_b = \frac{W + B_Q}{B_{comb}} \quad (8)$$

em que B_Q é a exergia transferida a um processo para fins de aquecimento ou refrigeração.

Das equações (7) e (8), introduzindo-se a relação $\beta=(Q/W)$, um fator $\theta= B_Q/Q$ e $\alpha=B_{comb}/E_{comb}$, obtém-se:

$$\frac{\eta_b}{\eta_e} = \left(\frac{1 + \theta\beta}{1 + \beta} \right) \cdot \left(\frac{1}{\alpha} \right) \quad (9)$$

Com a expressão (9) é possível conhecer a relação entre os dois rendimentos partindo-se das relações α , β e θ .

4.2. Análise Termoeconômica de Plantas de Cogeração

Para a definição dos custos de uma planta de cogeração é necessária a combinação de um método econômico com a análise termodinâmica para se poder realizar a partição dos custos de forma racional.

Para uma planta de cogeração a combinação da análise exergetica com métodos de partição de custos permite avaliar criteriosamente os custos de produção de eletricidade e de aquecimento ou refrigeração.

Para uma planta composta por uma caldeira e uma turbina de contrapressão, os balanços de custo são, desprezando-se os gases da chaminé:

$$c_{va} \cdot B_{va} = B_{comb} \cdot c_{comb} + C_{cald} \quad (10)$$

$$c_e \cdot W_e + c_{vb} B_{vb} = c_{va} B_{va} + C_t \quad (11)$$

Introduzindo-se os rendimentos exergéticos da caldeira ($\eta_{b\ cald}$) e da turbina ($\eta_{b\ turb}$) tem-se:

$$c_{va} = \frac{c_{comb}}{\eta_{b\ cald}} + \frac{C_{cald}}{B_{va}} \quad (12)$$

$$c_e \cdot \eta_{b\ turb} + \left(\frac{B_{vb}}{B_{va}} \right) (c_{vb} - c_e) = c_{va} + \frac{C_t}{B_{va}} \quad (13)$$

com:

$$\eta_{b\ cald} = \frac{B_{va}}{B_{comb}} \quad (14)$$

$$\eta_{b\ turb} = \frac{W_e + B_{vb}}{B_{va}} \quad (15)$$

Para uma dada solução proposta para a planta de cogeração da COSIPA podem ser estimados os custos dos equipamentos e o custo exergético unitário do combustível (c_{comb}) e os valores dos fluxos de exergia (B_{va} , B_{vb} , W_e e B_{comb}) são obtidos na simulação do ciclo.

A determinação do custo unitário do vapor (c_{va}) da planta é feita diretamente do balanço de custos da caldeira. Para se determinar c_e e c_{vb} dispõe-

se de apenas uma equação, sendo que a equação adicional é definida pelo método de alocação de custos utilizado que podem ser:

- Igualdade: $c_e = c_{vb}$;
- Extração: $c_{va} = c_{vb}$;
- Eletricidade como subproduto;
- Vapor como subproduto.

A avaliação do desempenho econômico pode ser feita através do cálculo do custo médio total da exergia (c_b) transferidas pelos sistemas durante suas vidas úteis de operação através do método do custo anual:

$$c_b = [C_i \cdot (1 - (1 + n)^{-r}) + C_0] / (W_e + Q \cdot \theta) \quad (16)$$

5. Concepção dos Modelos

5.1. Introdução

Neste capítulo é demonstrada a lógica e o embasamento teórico utilizados na concepção dos ciclos térmicos (em seus detalhes) escolhidos para a planta, bem como os resultados numéricos conseguidos com as simulações. Tais resultados serão utilizados para a análise à qual se propõe este trabalho.

A concepção e simulação dos modelos foi feita com a ajuda do *software* GateCycle v. 5.3.4. Este programa é capaz de tratar condições de entrada e saída de diversos equipamentos bem como analisar um ciclo térmico no âmbito geral de performance, nível de emissão, balanço de massa e energia, etc., levando em conta as condições de ambiente e combustíveis. Um exemplo: Para este caso o ciclo será instalado em condições atmosféricas muito diferentes das condições ISO nas quais as turbinas são projetadas e têm sua capacidade aferida, e as caldeiras contarão com um combustível não usual para queima. Todos estes fatores podem ser compensados facilmente na programação do ciclo.

5.2. Parâmetros Fundamentais

Antes de apresentarmos o modelo em si, nesta primeira parte serão apresentados os parâmetros fundamentais, ou seja, os dados que foram inseridos nos modelos para que, posteriormente, as simulações fossem executadas.

Explicitamente estes dados referem-se a:

- Combustíveis. Todos os dados disponíveis sobre combustíveis foram utilizados, dentre eles o poder calorífico inferior (PCI), a quantidade disponível, a regularidade do fornecimento e os dados sobre sua qualidade, pureza, etc.

- Dados ambientais. Incluem altitude, umidade relativa do ar, médias das temperaturas registradas ao longo de 1 ano e temperatura média da água disponível para captação.

- Perdas de carga nas tubulações. Em geral foram desprezadas com exceção das perdas de carga nas tubulações de vapor entre a caldeira e as turbinas a vapor que foram estimadas.

- Eficiência de equipamentos. Foram adotados valores estimados por fabricantes dos principais equipamentos.

Grande parte dos dados específicos sobre equipamentos e o ciclo adotados nos modelos são os valores sugeridos pelo próprio GateCycle 5.3.4.

5.3. Metodologia da Concepção dos Modelos

5.3.1. Considerações Iniciais

Normalmente na fase inicial da concepção dos modelos há duas fontes de informação que guiam o engenheiro para obtenção da configuração básica do ciclo:

- o edital do projeto onde estão descritas as necessidades específicas da siderúrgica onde a planta será instalada, bem como os combustíveis disponíveis e as condições ambientais limitantes e que deverão ser respeitadas para a viabilização da planta;

- a biblioteca de modelos fornecida pelo GateCycle 5.3.4 acrescida daqueles modelos que eventualmente tenham sido criados anteriormente.

Ainda no que diz respeito à criação dos modelos, deve-se enfatizar que a experiência do engenheiro é um fator de grande importância na elaboração do ciclo. Com relação a este assunto há duas vertentes a serem consideradas:

A primeira delas diz respeito à familiaridade com os fenômenos físicos envolvidos em uma planta de co-geração. Um exemplo disso é que muitas vezes o modelo exige a estimativa de perdas de carga nas tubulações que interligam os equipamentos. Como ainda não se sabe qual será a tubulação a ser usada nem mesmo sua disposição, uma estimativa razoável com base em outras plantas já existentes pode ser uma boa saída.

É importante ressaltar que no desenvolvimento dos modelos o engenheiro depara-se com a questão da eficiência de equipamentos e da planta como um todo. A questão aqui não se limita apenas a otimizar a planta com base na melhor aproveitamento energético possível, ou seja, a obter a planta mais eficiente

possível do ponto de vista físico. Nos modelos desenvolvidos procuramos considerar alternativas de plantas que fossem eficientes mas que não comprometessem a garantia de performance que normalmente é exigida neste tipo de projeto. Também foi considerado que do ponto de vista do investidor (ou seja, do ponto de vista econômico) há sempre a preocupação na minimização de riscos associados ao empreendimento; desta forma procurou-se soluções que pudessem representar uma alternativa segura de retorno do investimento que demandará. É claro que os fatos discutidos acima são de difícil quantificação nesta etapa do projeto, no entanto, evidenciam apenas alguns aspectos que desde já refletirão nos custos e na viabilidade econômica que este trabalho se propõe a analisar. A discussão acima pretende mostrar que os aspectos técnicos e econômicos não se encontram aqui desenvolvidos de forma isolada mas sim de forma integrada.

A segunda vertente trata do conhecimento, tanto técnico como de mercado, relacionado aos equipamentos que serão usados na planta. Muitas vezes é possível conceber e simular um modelo que é viável fisicamente porém, na prática, exigirá o emprego de equipamentos caríssimos, de difícil obtenção no mercado ou que ainda emprega equipamentos que demandarão um esforço de montagem tal que não permitirão a entrega da planta para operação em prazos razoáveis e competitivos.

Um exemplo do que foi tratado acima é o fato de que soluções envolvendo o uso de torres secas para rejeição de calor foram descartadas logo de início. As torres secas têm a grande vantagem de racionar a quantidade de água exigida pela planta, o que sem dúvida é desejável neste caso em que a quantidade de água para utilização é bastante restrita e de baixa qualidade. Este equipamento, nas condições fixadas, apresenta duas grandes desvantagens:

- 1) suas dimensões exigiriam um terreno para instalação maior do que o disponível o que praticamente já o elimina embora, fisicamente, ele possa atender as necessidades da planta;

- 2) no Brasil não há fabricantes com experiência suficiente e conceituados para projetar e/ou montar este tipo de equipamento o que, sem dúvida é mais um fator que descarta o emprego deste equipamento.

Uma vez que os modelos foram concebidos, ou seja, pode-se saber a configuração básica do ciclo a ser usado e os principais equipamentos que serão necessários parte-se para a simulação numérica propriamente dita. Os parâmetros fundamentais da planta são inseridos e os cálculos são executados.

Muitas vezes foram necessárias revisões e ajustes nos modelos para conseguir a convergência dos cálculos. É preciso salientar que o software conta com uma série de parâmetros iniciais de entrada que são assumidos como válidos caso não sejam modificados antes da simulação.

5.3.2. Os Modelos Propostos

Os modelos apresentados neste capítulo foram concebidos a partir de um modelo já existente na biblioteca padrão fornecida pelo GateCycle 5.34. Neste modelo padrão foram feitas várias modificações até se chegar à forma final apresentada.

As principais alterações feitas se referem aos seguintes sistemas:

- Alimentação de combustíveis na caldeira que, no caso, é feito pela mistura adequada de BFG, COG e gás natural.
- Circuitos de rejeição de calor da planta. Neste caso foram implementadas duas alternativas conforme descrito no item 5.4;
- Circuitos de extração de vapor que, de acordo com as necessidades do caso estudado, ocorrem em dois níveis de pressão.

Uma outra forma de construir o modelo seria partindo da caldeira para então modelar o restante da planta. Mesmo neste caso o software fornece uma configuração básica de caldeira semelhante à utilizada nos modelos apresentados.

5.4. Descrição dos Modelos

Neste item são apresentados os dois modelos propostos para a planta. Os modelos são bastante semelhantes, sendo que o que os diferencia é a forma como se implementou os mecanismos de rejeição de calor em cada um deles. Os modelos propostos estão mostrados nas figuras 1 e 2 a seguir.

Ambos os modelos apresentam em sua configuração básica uma caldeira alimentada simultaneamente pelos gases resultantes dos processos siderúrgicos, ou seja, o BFG e o COG e também por gás natural que atua como estabilizante do processo de combustão. A caldeira está identificada com a denominação "FBOILR" nas figuras 1 e 2. As linhas de gás combustível para as caldeiras estão identificadas com a denominação S39, S42 e S43 respectivamente. Estas linhas se juntam em uma única, a S24, ao chegar na caldeira. As linhas S1, S3 e S7 correspondem à trajetória dos gases de exaustão da caldeira à medida que este transfere calor respectivamente ao superaquecedor (CSH), ao economizador (ECONOR) e ao trocador do ar de admissão (LUVO) que reduz ainda mais a temperatura dos gases que chegam à atmosfera. As linhas S10, S13 e S14 são percorridas pelo ar de entrada da caldeira passando pelo soprador (AIRSPL).

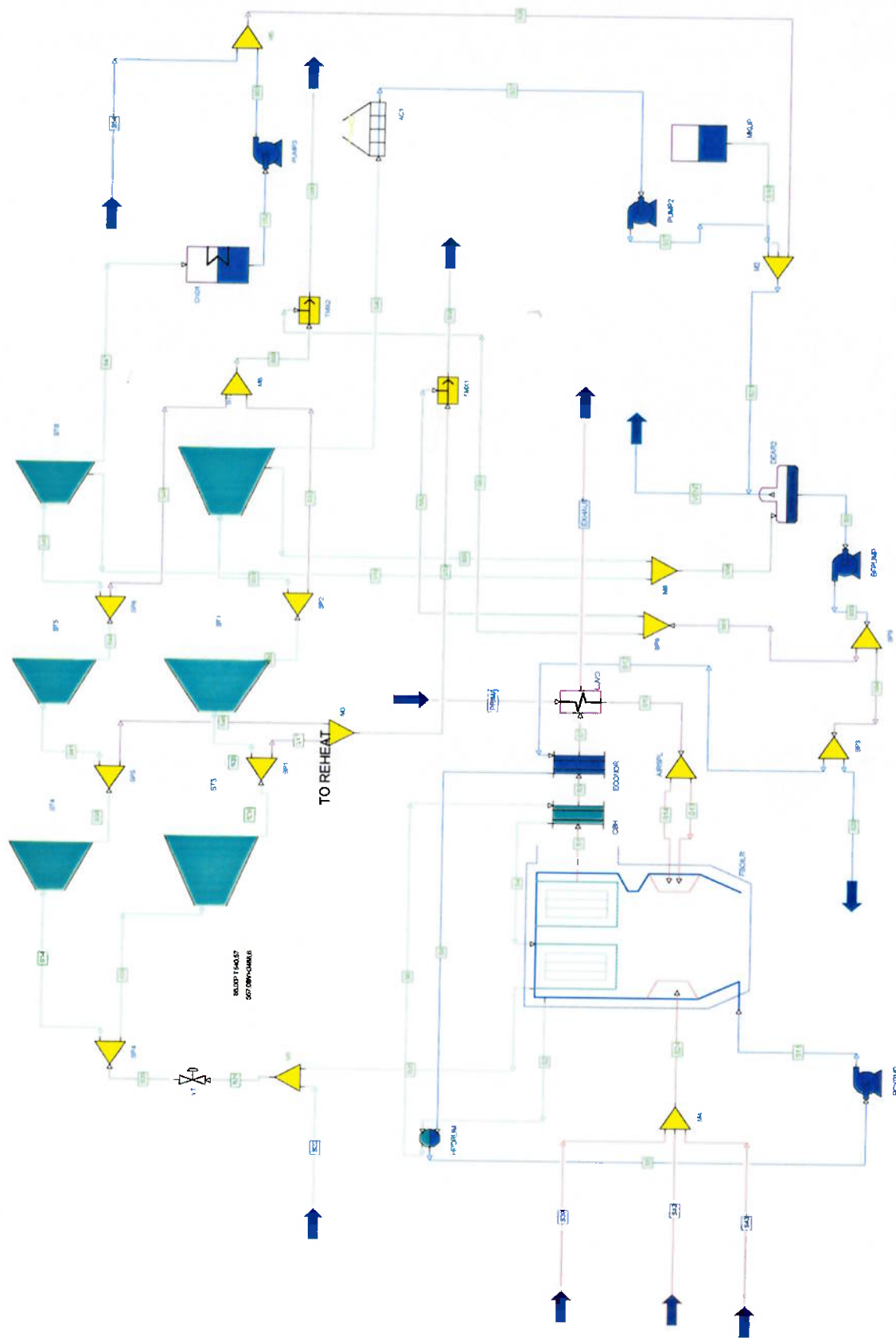


Figura 1: Sistema com resfriamento com condensador a ar e sistema de uma passe

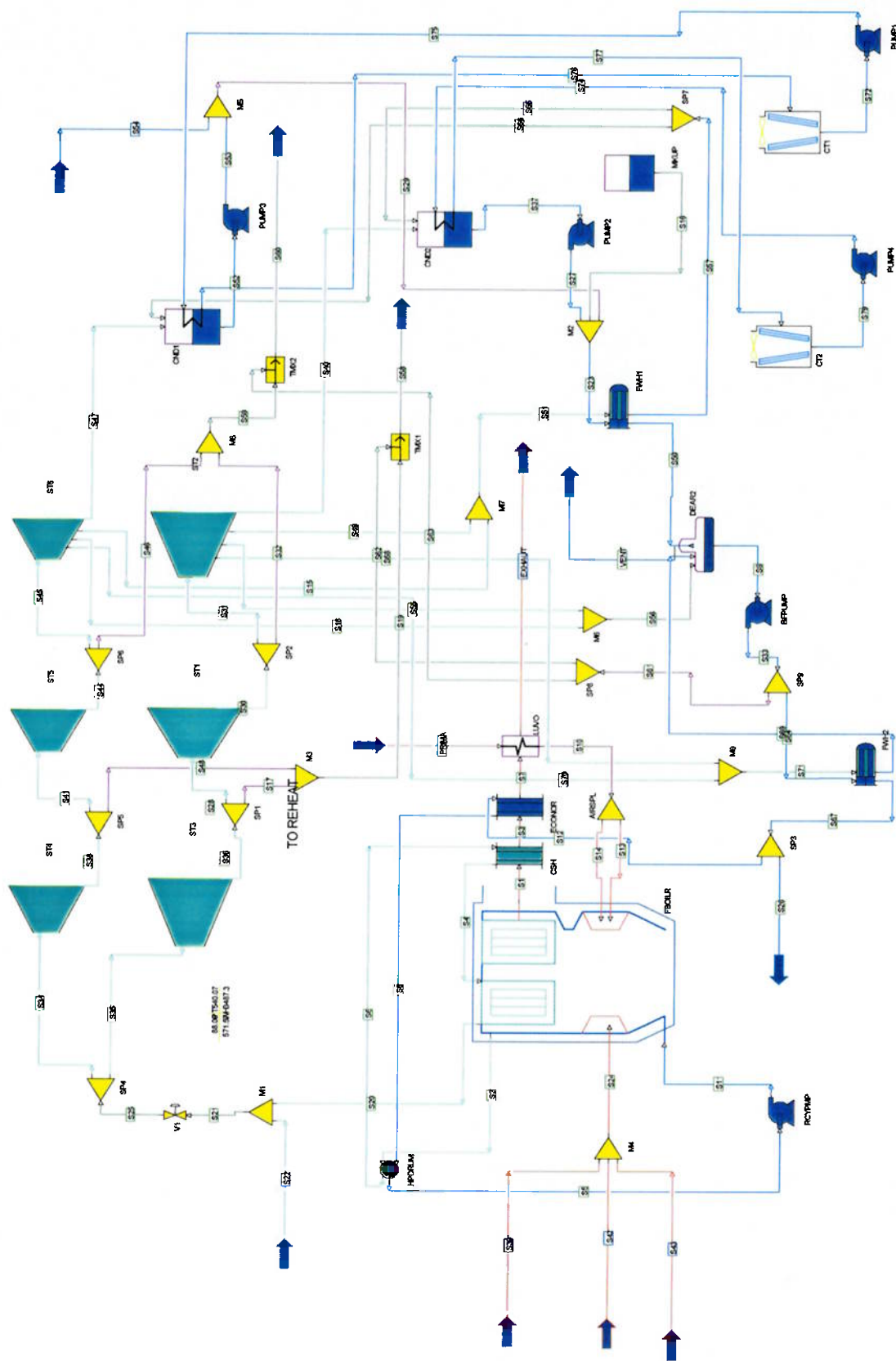


Figura 2: Sistema com resfriamento com torres de resfriamento

Deve-se notar que embora esteja representada somente uma caldeira em cada modelo na verdade isto é uma simplificação para tornar mais fácil a interpretação do modelo. Fisicamente estão sendo previstas 03 (três) caldeiras para cada planta modelada. A linha S22 contabiliza o vapor proveniente de mais duas caldeiras idênticas à representada. A linha S26 indica o fornecimento de água para as duas outras caldeiras não representadas no modelo.

Outro equipamento comum aos dois modelos é a turbina de condensação a vapor com extrações intermediárias. Nas figuras 1 e 2 estão identificadas as duas turbinas usadas em cada modelo. As turbinas são idênticas e estão representadas mostrando os três níveis de pressão que trabalham. ST1, ST2 e ST3 formam uma única turbina, enquanto ST4, ST5 e ST6 formam a outra turbina.

As linhas S20, S21, S22, S25, S34 e S35 são as linhas de alimentação de vapor a alta pressão para o primeiro estágio das turbinas. Somente nestas linhas, devido às características de vazão e pressão, é que foram estimados valores de perda de carga. A válvula V1 controla as condições do vapor para as turbinas e o elemento SP4 distribui o vapor igualmente para as duas turbinas.

As linhas S58 e S60 representam, respectivamente, o fornecimento de vapor de média e baixa pressão que atenderão às necessidades de processo e dos turbo-sopradores da Usina Siderúrgica em questão. O vapor de média pressão é extraído das linhas S36 e S38 através dos distribuidores SP1 e SP5. Este é conduzido pela linha S19 que conta com um dessuperaquecedor (TMX1) usado para controlar as características do vapor a ser fornecido. De forma semelhante, o vapor de baixa pressão é extraído das linhas S30 e S44 e conduzido pela linha S59 que também conta com um dessuperaquecedor (TMX2) como controlador.

Ainda em ambos os modelos, as bombas identificadas por "PUMP2" e "PUMP3" correspondem às bombas de condensado e a bomba identificada por "BFPUMP" é a bomba de alimentação de água da caldeira.

A linha S54, S16 e os reservatórios "MKUP" representam a água de reposição ciclo, também conhecida como água de reposição do ciclo. Esta água de reposição juntamente com o condensado é desaerada no desaerador indicado

como "DEAR2" antes de ser bombeada para a caldeira. O vapor de baixa pressão para uso nos desaeradores é extraído das turbinas como mostram as linhas S18, S55 e S56.

As linhas S61, S62 e S63 são derivações do circuito de alimentação de água da caldeira (S33, S12 e S64) usadas nos dessuperaquecedores.

A seguir estão descritos os circuitos rejeição de calor para o ambiente para cada um dos modelos propostos.

5.4.1 Circuito de resfriamento do modelo da figura 1

No modelo da figura 1 optou-se inicialmente pela utilização apenas de condensadores resfriados pelo sistema de um passe. Neste sistema, o calor rejeitado pelo vapor saturado proveniente das turbinas é transferido à água de resfriamento que circula em circuito aberto, originando daí seu nome. A água de resfriamento seria bombeada de um rio nos arredores da usina e depois devolvida ao mesmo a uma temperatura mais alta. A simulação envolvendo apenas este sistema mostrou que, mesmo utilizando todo o volume de água permitido pela legislação ambiental vigente, a água a ser devolvida ao rio estaria a uma temperatura acima dos limites estabelecidos também por normas ambientais. A saída encontrada foi a utilização do sistema de um passe para rejeitar o calor proveniente do vapor de condensação de uma das turbinas e a utilização de um condensador a ar para rejeitar o calor proveniente do vapor saturado da segunda turbina. Desta forma conseguiu-se uma solução de implementação simples e que respeita os limites ambientais fixados já que o condensador a ar não requer água de resfriamento e rejeita calor diretamente para o ar.

No modelo descrito acima o condensador a ar é identificado pela sigla "AC1" e o condensador com sistema de um passe por "CND1". As linhas S52 e S37 são as linhas de condensado que ligam os equipamentos acima até as bombas de condensado.

5.4.2 Circuito de resfriamento do modelo da figura 2

O circuito de resfriamento do modelo da figura 2 apresenta dois condensadores, "CND1" e "CND2" que rejeitam calor para dois circuitos de resfriamento fechados e independentes. Esses circuitos fechados de resfriamento trocam calor com o ambiente através das duas torres de resfriamento "CT1" e "CT2". O primeiro circuito, que inclui a bomba "PUMP1", é composto pelas linhas S72, S75 e S76. O segundo circuito, que inclui a bomba "PUMP2" é composto pelas linhas S74, S77 e S79.

Os circuitos de resfriamento fechado exigem uma vazão de água de reposição abaixo do limite imposto pelas normas ambientais. Esta solução, no entanto, exige que a água de reposição utilizada seja dessalinizada para preservação dos equipamentos que tem contato com ela. Como a água disponível para captação do rio nas proximidades da usina é salobra e, portanto apresenta elevada concentração de sais faz-se necessária a implementação de um sistema de dessalinização não representado na figura mas contabilizado nos cálculos através das características da água de reposição exigidas pela torre de resfriamento.

Considerando a vazão de água de reposição dos circuitos fechados de resfriamento e que a água de captação tem elevada concentração de sais pode-se propor a utilização de um sistema baseado em osmose reversa para dessalinização da água.

No modelo da figura 2 foram implementados dois regeneradores, "FWH1" e "FWH2", com o objetivo de aumentar a eficiência do ciclo. A implementação destes regeneradores, que são instalados nas linhas de condensado para elevar sua temperatura, só é possível com a extração de vapor das seções de baixa pressão das turbinas a vapor. Desta forma são necessárias as linhas S15, S49, S51, S 68, S70 e S71. Os regeneradores também exigem as linhas de retorno S57 e S69.

5.5. Resultados das Simulações

Dada à grande quantidade de informações que o programa disponibiliza no relatório, foram retirados os principais dados que irão alimentar a discussão

técnica dos modelos, bem como auxiliar sua análise econômica. Os relatórios, em sua íntegra, encontram-se no Anexo I.

5.5.1. Ciclo Rankine Resfriado por Condensador a Ar e Sistema de um Passe

Inicialmente são apresentados números gerais do ciclo:

Tabela 12 - Síntese dos Resultados da Simulação

Power: -----			
	Shaft Power	Generator Output	Net Power
Steam Cycle	101207 kW	99183 kW	96783 kW
Gas Turbine	0.0 MW		0.0 MW
Plant Total			96.78 MW
Losses: -----			
	Generator Losses	Aux & BOP Losses	
Steam Cycle	2024.1 kW	2400.2 kW	
Gas Turbine	0.0 kW	0.0 kW	
LHV Energy Input: -----			
Total LHV Fuel Cons.		178110 kJ/sec	
Fuel Cons. in Duct Burners		527.49 kJ/sec	
Efficiency: -----			
	LHV Efficiency	LHV Heat Rate	
Gas Turbine	0.0		
Net Cycle	54.34	6625.1 kJ/kW-hr	
Adjusted	54.34	6625.1 kJ/kW-hr	

Percebe-se que o ciclo não atinge os 104,5 MW pretendidos com a disponibilidade atual de gases combustíveis. O *software* sugere que a capacidade da planta, descontadas as perdas e consumos internos será 96,8 MW. A energia investida no ciclo reflete a soma dos PCI's dos gases BFG, COG e NG em proporções definidas pelo usuário. A composição do gás combustível é mostrada na sequência:

Tabela 13 - Composição do Combustível Utilizado na Simulação

Fuel Gas -----			
Nitrogen	0.4975	Oxygen	4.0223e-005
Carbon Dioxide	0.1972	H2O	0.0
Hydro Carbons	0.00707594	Argon	0.0
Hydrogen	0.0598301	Carbon Monoxide	0.2383
Sulfur Dioxide	0.0	Hydrogen Sulfide	0.0
Carbonyl Sulfide	0.0		
H/C Ratio	3.68145	Molecular Weight	29.53
Fuel Gas LHV	2957.5 kJ/kg		

Para a geração de vapor tem-se:

Tabela 14 - Dados de Saída do Vapor

TMX1 [TMIX]: Temperature Control Mixer			
	tonm/h	°C	bar
Main Inlet	186.924	453.98	45.00
Outlet	189.000	440.00	44.00
TMX2 [TMIX]: Temperature Control Mixer			
Main Inlet	79.110	327.82	15.50
Outlet	84.000	260.00	15.00

Também não atingem os valores máximos requeridos, mas são aceitáveis para operação normal da planta, sendo usados como referência para os cálculos.

Considerando o aspecto de meio ambiente, os próximos resultados refletem a necessidade do condensador não provocar um aumento maior que 5°C na temperatura da água de circulação funcionando em esquema de um passe.

Tabela 15 - Informações do Condensador do Sistema de Um Passe

Equipment ID: CND1 Type: CONDSR Description: Condenser

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg
Cooling Water Inlet	11569.0	15.56	1.0342	65.16
Cooling Water Exit	11569.0	20.47	1.0342	85.72

Main Inputs:

CW Method Flag	Fixed Cooling Water T Rise
Desired CW Temp. Rise	5 C
Fixed CW Temp. Rise	5 C

Current Values:

Surface Area	988.85 m ²
Calculated Effectiveness	0.1890
Calculated Duty	66074 kJ/sec
Fixed CW Temp. Rise	5 C
Exergetic Efficiency (beta!)	0.7469
Calculated NTU	0.2095
Overall Heat Trans. Coeff.	2.85 kJ/sec-m ² -K

Observa-se que este requisito faz com que a efetividade sofra uma queda considerável para este tipo de equipamento.

5.5.2. Ciclo Rankine Resfriado por Torres de Resfriamento

Para este caso, os números gerais mostram pequenas modificações no comportamento do ciclo, que não indicam claramente uma ou outra opção como a mais adequada sem uma análise mais profunda.

Tabela 16 - Síntese da Simulação com Torres

Power: -----			
	Shaft Power	Generator Output	Net Power
Steam Cycle	107383 kW	105236 kW	100259 kW
Gas Turbine	0.0 MW		0.0 MW
Plant Total			100.26 MW
Losses: -----			
	Generator Losses	Aux & BOP Losses	
Steam Cycle	2147.7 kW	4976.3 kW	
Gas Turbine	0.0 kW	0.0 kW	
LHV Energy Input: -----			
Total LHV Fuel Cons.		178110 kJ/sec	
Fuel Cons. in Duct Burners		527.49 kJ/sec	
Efficiency: -----			
	LHV Efficiency	LHV Heat Rate	
Gas Turbine	0.0		
Net Cycle	56.29	6395.4 kJ/kW-hr	
Adjusted	56.29	6395.4 kJ/kW-hr	

Observa-se que, à medida que o rendimento do ciclo aumenta aproximadamente 2 pontos percentuais, o consumo interno de eletricidade cresce, justamente pela utilização das torres de resfriamento.

Os comportamentos do vapor e do gás são iguais para os dois modelos como seria previsível.

A questão ambiental agora é outra: a limitação da captação de água de reposição das torres, aliada à má qualidade desta água que faz com que o aproveitamento efetivo desta vazão seja prejudicado pela grande quantidade descartada no tratamento.

Tabela 17 - Informações sobre a Torre de Resfriamento

CT1 [CTOWER]:	Cooling Tower		
	tonm/h	°C	bar
Water Inlet	7418.80	39.06	4
Water Outlet	7418.80	31.00	1.01325
Makeup	112.423	29.00	1.0342

CT2 [CTOWER]:	Cooling Tower			
Water Inlet	7494.40	38.97	4	
Water Outlet	7494.40	31.00	1.01325	
Makeup	112.434	29.00	1.0342	

Assim, a vazão de reposição está dentro do limite de 600 t/h especificados, considerando já as perdas do sistema de tratamento (dessalinização).

5.6. Discussões

Os valores descrito nesta avaliação representam um desvio de aproximadamente 10% de uma condição final, quando o programa pode ser alimentado com dados consolidados dos fabricantes dos equipamentos, bem como as perdas já estariam bem definidas.

Assim mesmo, a análise do *software* pode auxiliar a discussão de aspectos extremamente particulares de cada planta, mas é incapaz de propor soluções para eles. Logo, o conhecimento do funcionamento de uma planta deste tipo e da teoria da Termodinâmica e da Transferência de Calor e Massa por parte do usuário é fundamental para uma posterior validação dos resultados.

Nesta linha, alguns aspectos destes dois arranjos de ciclo Rankine podem ser desmembrados em questões mais profundas. A utilização do Condensador a Ar exige uma atmosfera limpa de trabalho, o quê logicamente não é o caso de uma usina siderúrgica, onde a poeira pode diminuir a eficiência do equipamento. Logo, haveria a necessidade de se prever um sistema de limpeza das superfícies de troca térmica.

Já as duas torres exigiriam a implementação de um sistema de dessalinização, reconhecidamente caro para uma planta deste porte.

Uma base para a decisão final sobre a utilização de uma ou outra configuração pode ser a análise econômica dos ciclos que será desenvolvida na última parte deste trabalho.

6. Fundamentos de Análise Econômica de Plantas de Cogeração

Neste capítulo apresentamos metodologias que permitem comparar, de forma estruturada, as duas configurações propostas para a planta de cogeração em estudo do ponto de vista do retorno de capital esperado e do tempo que será necessário para se obter este retorno. Estes dados apoiam a decisão de se investir ou não em uma ou outra configuração.

A avaliação econômica de plantas de cogeração não é uma tarefa simples pois a complexidade deste tipo de projeto e a dificuldade em estimar a variação de custos ao longo do tempo de operação da planta introduzem desvios no comportamento real do fluxo de caixa.

6.1. Custos

Normalmente os custos associados a uma planta de cogeração podem ser agrupados em 3 grupos:

- Investimento inicial: projeto, equipamentos e materiais, e montagem da planta;
- Custos dos combustíveis;
- Custos operacionais ligados à manutenção, salários, infraestrutura, estoque de reposição, materiais consumíveis, etc.

O valor específico do custo dos combustíveis é normalmente um dado que associa grande incerteza às análises pois pode apresentar variações devido a alterações no cenário político-econômico nacional e internacional e flutuações na demanda de mercado. A política adotada para o Plano Emergencial de Energia do governo federal garante até 2005 a estabilidade no preço do gás natural, sendo que as plantas que iniciarem suas operações até 2003 têm condições especiais no fornecimento.

6.2. Metodologias

As metodologias para avaliação econômica de projeto apresentadas contabilizam todos os custos associados ao empreendimento e têm como resultado um único número que mede sua aceitabilidade. Dentre os muitos métodos existentes, 4 deles serão aqui comentados: taxa de retorno (ou *accounting rate of return* – ARR), tempo de retorno (payback time), valor presente (net present value – VPL) e taxa interna de retorno (internal rate of return – IRR). As duas últimas metodologias são baseadas em taxas de juros.

6.2.1 Taxa de Retorno

A taxa de retorno (ARR) é definida por:

$$ARR = \frac{\text{Lucro}_\text{líquido}_\text{anual}_\text{médio}}{\text{Custo}_\text{de}_\text{capital}} \quad (\text{com depreciação incluída}) \quad (1)$$

A idéia básica deste método é indicar o nível de retorno (em %) do capital investido em cada configuração. Consequentemente, a opção com a maior taxa de retorno é a que deve ser selecionada.

Este método tem como vantagens o fato de ser simples de se aplicar e fornece uma indicação rápida do grau de retorno de um empreendimento. Em contrapartida o método ignora a distribuição temporal do retorno de capital no tempo e, portanto, deve ser usado apenas em primeira análise, como um passo preparatório para o uso de outros métodos mais completos.

6.2.2 Tempo de Retorno

Tempo de retorno é o período de tempo necessário de operação da planta para que o retorno total de capital líquido alcançado seja igual ao custo do investimento, descontada sua depreciação.

Obviamente o empreendimento com menor tempo de retorno é o mais atrativo.

Este método também é de simples aplicação e é adequado para projetos de curto período de retorno, o que reduz as incertezas no cálculo do retorno líquido por longos períodos. Os efeitos da variação do preço de combustíveis também é minimizado. Este método não será utilizado neste estudo pois o tempo de operação da planta é longo, sendo superior a 10 anos.

O método também não considera o retorno de capital produzido após o tempo de retorno e, desta forma, não avalia o projeto em toda sua vida útil.

6.2.3 Método do Valor Presente Líquido (VPL)

Este método consiste do cálculo do valor presente de todos os custos e retorno de capital anuais ao longo de toda vida útil do empreendimento. Somando os valores presentes obtidos (sendo que o valor total dos custos é negativo) obtem-se o VPL do projeto. Se o VPL do projeto é negativo isto indica que o mesmo é inviável e deve ser descartado. O método, portanto, exige o uso de uma taxa de juros para gerar resultados. Recomenda-se que esta taxa seja ligeiramente acima da taxa especificada no financiamento do empreendimento. Segundo este procedimento as incertezas na avaliação do retorno de capital são compensadas pela taxa de juros ligeiramente pessimista.

Nos casos em que são avaliados projetos com mesmo investimento inicial, aquele que apresentar o maior VPL deve ser escolhido. É mais comum, no entanto, que os projetos tenham diferentes valores de investimento inicial e nestes casos faz-se uso do *índice de lucratividade* definido a seguir.

$$\text{Índice de lucratividade} = \frac{\text{Soma do retorno líquido de capital}}{\text{Custo do projeto}}$$

Quanto mais alto o Índice de lucratividade de um projeto, mais atrativo é o empreendimento.

Neste estudo usamos o método VPL para avaliação econômica das alternativas propostas para planta de cogeração da COSIPA, sendo os dados finais os Índices de lucratividade de cada uma delas.

6.2.4 Método da Taxa Interna de Retorno (IRR)

A taxa interna de retorno (IRR) é definida como sendo a taxa de desconto (taxa de juros) que zera o VPL do empreendimento. O IRR pode ser considerado como o retorno líquido anual sobre o capital investido. Normalmente, para decidir sobre uma alternativa de investimento ou outra, compara-se o IRR calculado com um valor mínimo de referência já conhecido.

6.3. *Fatores que Afetam a Avaliação Econômica de Projetos de Cogeração*

Há um número muito grande de fatores que afetam os investimentos em plantas de cogeração. Alguns deles estão listados abaixo.

- Medidas econômicas tomadas pelo governo federal ou o governo local;
- Tributação, em todas as fases do empreendimento e também na forma de incentivos;
- Variação do preço da energia;
- Taxa de inflação (que afeta diretamente o cálculo do VPL).

7. Análise Econômica das Configurações

Serão apresentados a seguir os resultados obtidos na avaliação por valor presente líquido das alternativas abordadas no capítulo 5.

Os valores expressos para custos de EPC (*engineering, procurement and construction*), são baseados em estimativas feitas junto ao mercado de gerência de projetos, equipamentos e montadoras.

Neste ponto, considerou-se importante que estes dados fossem colocados de uma maneira generalista pois aí configura-se a estratégia da empresa no empreendimento. Porém, a distribuição destes custos ao longo do tempo de implantação da planta, reflete etapas de fato programadas quando da apresentação do cronograma da obra.

Já os custos operacionais são resultados de pesquisa com o cliente (COSIPA) e órgãos oficiais que regulam preço de combustíveis e energia.

7.1. Dados do Empreendimento

Serão utilizados nos cálculos, os dados abaixo:

- Tempo de implantação: 2 anos (permitir operação até final de 2003)
- Tempo de operação: 20 anos (vida útil da turbina a vapor)
- Depreciação ao final do tempo de operação: 100% (assumido)
- Fator de carga: 90% (paradas de manutenção)
- Taxa de juros: 12,3%/ano
- Preço do gás natural: 209,69 R\$/1000m³ (preço praticado pela COMGAS [12])
- Preço da energia elétrica: 85,60 R\$/MWh (tarifa média, industrial, região sudeste [13])
- Preço do vapor: 2,17 US\$/t
- Reajuste de salários e tarifas ao longo do tempo de operação: 0% (hipótese simplificadora)
- Dólar: R\$2,50 (equipamentos importados)

7.2. Configuração com Condensador a Ar

Tabela 18 - Custos de Implantação com Condensador a Ar

Atividade	R\$	US\$
Engenharia	12.000.000,00	4.800.000,00
Transporte e Montagem	22.000.000,00	8.800.000,00
Suprimento	144.000.000,00	57.600.000,00
Divisão de Custos		
fase 1 (meses 1 a 11)	30.720.000,00	12.288.000,00
fase 2 (meses 7 a 21)	128.660.000,00	51.464.000,00
fase 3 (meses 18 a 24)	18.620.000,00	7.448.000,00
Total		
	178.000.000,00	71.200.000,00

Tabela 19 - Custos Operacionais com Condensador a Ar

Fator	Unidade	2004 e 2005	2006 a 2023
Operacional			
Número de Operários		5	5
Média Salarial	R\$/mês	2500	2500
Contribuição Social	%	0,45	0,45
Salários Anuais	salários / ano	13	13
Infraestrutura	R\$/mês	1250	1250
<i>Total Parcial</i>	<i>R\$/ano</i>	<i>353.437,50</i>	<i>353.437,50</i>
Combustível			
Consumo Energético	kJ/s	3,12E+04	3,12E+04
Custo da Unidade de Energia	R\$/kJ	0,0000053300	0,0000053300
<i>Total Parcial</i>	<i>R\$/ano</i>	<i>1.312,46</i>	<i>1.312,46</i>
Manutenção			
Custo variável de O&M	R\$/kWh	2,00	2,00
Fixo (manutenção)	R\$/ano	.*	1.440.000,00
Variável	R\$/ano	1.271.952,00	1.271.952,00
<i>Total Parcial</i>	<i>R\$/ano</i>	<i>1.271.952,00</i>	<i>2.711.952,00</i>
Total Geral	R\$/ano	1.626.701,96	3.066.701,96

*sobressalentes para 2 anos de operação na compra do equipamento

Para calcular o valor economizado durante o tempo de operação da planta, são fixados os custos da energia e do vapor caso estes fossem comprados de terceiros. Deve-se ressaltar que a hipótese de que estas tarifas não sofrerão reajuste e de que, ainda mais, haverá disponibilidade de energia elétrica, devido aos fatores destacados nos primeiros capítulos, não refletirá certamente o

comportamento do mercado. Mesmo assim, os resultados serão evidentes quanto à escolha da configuração baseada em fatores econômicos.

Tabela 20 - Custo da Energia Comprada

Potência Assegurada da Planta	MW	96,8
Tarifa Energia Elétrica	R\$/MWh	85,6
Preço Vapor	US\$/t	2,17
Total Energia Elétrica	R\$/ano	72.586.060,80
Total Vapor	R\$/ano	15.682.590,00
Total Geral	R\$/ano	88.268.650,80
Corrigido pelo Fator de Carga	R\$/ano	79.441.785,72

Um último fator é a quantidade de vapor requisitada pela COSIPA que não é preenchida pela planta e precisa ser suprida de outra forma. São 57 t/h nestas condições.

Com estes valores são avaliados o valor líquido poupado, que é a diferença entre comprar e produzir a energia ano a ano, e o Valor Presente Líquido.

Como dito anteriormente, o índice de lucratividade deve ser utilizado para medir a atratividade de cada configuração, por elas terem custos iniciais diferentes.

Tabela 21 - Indicadores Econômicos da Planta com Condensador a Ar

	Valor Atual Total	2004 e 2005	2006 a 2023
Valor Líquido Poupado (R\$)	542.483.920,00	75.106.272,76	73.666.272,76
Custo de Implantação (R\$)	157.844.289,22	-	-
Índice de Lucratividade (R\$)	3,44		

7.3. Configuração com Torres de Resfriamento

Tabela 22 - Custos de Implantação com Torres de Resfriamento

Atividade	R\$	US\$
Engenharia	12.000.000,00	4.800.000,00
Transporte e Montagem	22.000.000,00	8.800.000,00
Suprimento	136.000.000,00	54.400.000,00
Divisão de Custos		
fase 1 (meses 1 a 11)	29.920.000,00	11.968.000,00
fase 2 (meses 7 a 21)	122.260.000,00	48.904.000,00
fase 3 (meses 18 a 24)	17.820.000,00	7.128.000,00
Total		
	170.000.000,00	68.000.000,00

Tabela 23 - Custos Operacionais com Torres de Resfriamento

Fator	Unidade	2004 e 2005	2006 a 2023
Operacional			
Número de Operários		5	5
Média Salarial	R\$/mês	2500	2500
Contribuição Social	%	0,45	0,45
Salários Anuais	salários / ano	13	13
Infraestrutura	R\$/mês	1250	1250
Total Parcial	R\$/ano	353.437,50	353.437,50
Combustível			
Consumo Energético	kJ/s	3,12E+04	3,12E+04
Custo da Unidade de Energia	R\$/kJ	0,0000053300	0,0000053300
Total Parcial	R\$/ano	1.312,46	1.312,46
Manutenção			
Custo variável de O&M	R\$/kWh	2,00	2,00
Fixo (manutenção)	R\$/ano	-	1.360.000,00
Variável	R\$/ano	1.317.942,00	1.317.942,00
Total Parcial	R\$/ano	1.317.942,00	2.677.942,00
Total Geral	R\$/ano	1.672.691,96	3.032.691,96

Tabela 24 - Custo da Energia Comprada

Potência Assegurada da Planta	MW	100,3
Tarifa Energia Elétrica	R\$/MWh	85,6
Preço Vapor	US\$/t	2,17
Total Energia Elétrica	R\$/ano	75.210.556,80
Total Vapor	R\$/ano	15.682.590,00
Total Geral	R\$/ano	90.893.146,80
Corrigido pelo Fator de Carga	R\$/ano	81.803.832,12

Tabela 25 - Indicadores Econômicos da Planta com Torres de Resfriamento

	Valor Atual Total	2004 e 2005	2006 a 2023
Valor Líquido Poucado (R\$)	559.915.138,53	77.422.329,16	76.062.329,16
Custo de Implantação (R\$)	150.780.483,41	-	-
Índice de Lucratividade (R\$)	3,71		

valores em reais

7.4. Análise dos Resultados

Os resultados são evidentes em afirmar que ambas as configurações trarão uma diminuição das despesas operacionais da COSIPA com energia da ordem de centenas de milhões de reais. O fator que certamente beneficia esta conclusão é o custo extremamente baixo com combustíveis.

Com esta análise puramente econômica, recomenda-se que seja utilizada a configuração com torres de resfriamento, pois seu índice de lucratividade é ligeiramente maior (3,71 contra 3,44).

A análise mais técnica, que será apresentada a seguir com a fundamentação exergética, indica definitivamente um padrão confiável na distribuição do custo entre a produção de vapor e de eletricidade (que fica subjetiva na avaliação do valor atual). Porém, estes resultados são uma primeira indicação, dada a ordem de grandeza dos valores envolvidos, de que a planta é viável e extremamente vantajosa para a siderúrgica.

8. Análise Termoeconômica das Configurações Propostas

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos pela aplicação da análise exergética combinada com um método de partição de custos conforme foi discutido no capítulo 4.

Como resultado final teremos o custo da energia em R\$/MWh e o custo da tonelada de vapor de alta e média pressão. A partir destes dados será possível decidir concretamente qual das alternativas propostas é mais competitiva e deve ser implantada.

8.1. Equacionamento

Para ambas as alternativas propostas, mostradas de forma esquemática na figura 03, o balanço de custos fica:

$$C_{planta} + B_{comb} \cdot c_{comb} = c_e \cdot W_e + c_{vm} \cdot B_{vm} + c_{va} \cdot B_{va} \quad (1)$$

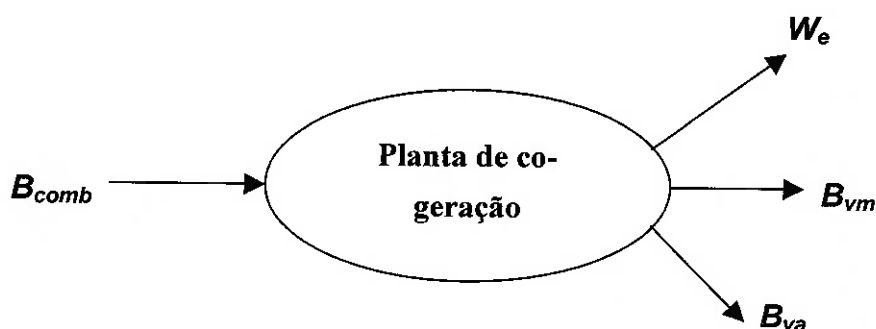


Figura 03: Diagrama esquemático

Como o objetivo é conhecer os custos em base exergética dos insumos finais da planta (c_e , c_{vm} e c_{va}) são necessárias mais duas equações definidas pelo método de alocação de custos utilizado. Neste estudo vamos adotar o método da igualdade de custos e, desta forma:

$$c_e = c_{vm} = c_{va} = c \quad (2)$$

Para determinação da exergia fornecida pelo combustível partiremos da seguinte relação:

$$B_{comb} = 1,04.PCI_{GN}.t_{form} \quad (3)$$

Onde:

- PCI_{GN} é o poder calorífico inferior do gás natural expresso em kJ/s;
- t_{form} é o tempo previsto para o fornecimento do gás, ou seja, é o tempo previsto para operação da planta (20 anos).

A exergia dos demais combustíveis fornecidos pela COSIPA não é considerada no balanço de custos pois o único combustível sobre o qual incide custos externos é o gás natural.

As exergias do vapor de alta e média pressão são dadas por:

$$B_{vm} = [h_{vm} - h_o - T_o.(s_{vm} - s_o)].Vazão_{vm}.t_{form} \quad (4)$$

$$B_{va} = [h_{va} - h_o - T_o.(s_{va} - s_o)].Vazão_{va}.t_{form} \quad (5)$$

A exergia entregue nos bornes do gerador é dada em função da potência elétrica produzida e do tempo previsto para operação da planta:

$$W_e = \dot{W}_e . t_{form} \quad (6)$$

8.2. Dados Termoeconômicos

Os dados de entrada para a análise termoeconômica das alternativas propostas estão dispostos na tabela 26.

Tabela 26 - Dados Termoeconômicos

C_{planta} – alternativa resfriamento c/ condensador a ar	R\$ 170.000.000,00
C_{planta} – alternativa resfriamento c/ torre de resfriamento	R\$ 178.000.000,00
PCI_{GN}	31233 kJ/s
C_{comb}	0,00000533 R\$/kJ
Vazão _{vm}	84 ton/h
Vazão _{va}	189 ton/h
T_o (ambiente)	298 K
h_o (água, 25°C, 1bar)	104,84 kJ/kg
h_{vm} (água, 260°C, 15bar)	2957,36 kJ/kg
h_{va} (água, 440°C, 44bar)	3300,97 kJ/kg
s_o (água, 25°C, 1bar)	0,366931 kJ/kg.K
s_{vm} (água, 260°C, 15bar)	6,75173 kJ/kg.K
s_{va} (água, 440°C, 44bar)	6,852964 kJ/kg.K
We – alternativa resfriamento c/ condensador a ar	99183 kW
We – alternativa resfriamento c/ torre de resfriamento	105236 kW

Os dados da tabela são uma compilação de dados que já haviam sido obtidos em outros capítulos ou que se encontram no anexo com exceção das entalpias e entropias específicas da água que foram obtidas com auxílio do GateCycle 5.3.4.

8.3. Resultados

Os resultados obtidos estão apresentados na tabela 27.

Tabela 27 - Custo da Energia e da Tonelada de Vapor

	Resfriamento com condensador a ar	Resfriamento com torre de resfriamento
c_e (R\$/MWh)	8,473	8,444
c_{vm} (R\$/ton)	2,236	2,228
c_{va} (R\$/ton)	2,973	2,963

Os custos da tonelada de vapor decorrem diretamente do custo da energia.

8.4. Conclusões

A partir dos resultados a alternativa escolhida para ser implementada pela COSIPA é que utiliza torres de resfriamento pois o custo da energia disponibilizada (8,444 R\$/MWh) é inferior ao custo da outra alternativa (8,473 R\$/MWh). Da mesma forma, se compararmos os custos da tonelada de vapor de alta e média pressão, também devemos optar pela configuração com torres de resfriamento.

Os resultados da análise termoeconômica levam a mesma decisão de investimento apontada pela análise puramente econômica, indicando concordância dos resultados.

Embora o custo total de implantação com as torres de resfriamento seja superior em R\$ 8.000.000,00, a característica que contribuiu para o preço mais competitivo da energia foi a maior potência elétrica disponível no gerador (105236 kW contra 99183 kW). A exergia entregue pelo vapor de alta e média é igual para os dois casos já que suas características e vazão produzida foram especificados pela COSIPA.

Anexo I – Relatórios do GateCycle

Com Air Cooled Condenser

GateCycle Report - Case Report
Model: CS11-0 Case: CS11-0

10/08/2001

Model ID
Case ID CS11-0
Case Description DESIGN CASE
Date & Time of Last Run 06/12/01 18:05
Execution Status Converged

Power: -----

	Shaft Power	Generator Output	Net Power
Steam Cycle	101207 kW	99183 kW	96783 kW
Gas Turbine	0.0 MW		0.0 MW
Plant Total			96.78 MW

Losses: -----

	Generator Losses	Aux & BOP Losses
Steam Cycle	2024.1 kW	2400.2 kW
Gas Turbine	0.0 kW	0.0 kW

LHV Energy Input: -----
Total LHV Fuel Cons. 178110 kJ/sec
Fuel Cons. in Duct Burners -527.49 kJ/sec

Efficiency: -----

	LHV Efficiency	LHV Heat Rate
Gas Turbine	0.0	
Net Cycle	54.34	6625.1 kJ/kW-hr
Adjusted	54.34	6625.1 kJ/kW-hr

Credits Applied for Adjusted Eff. & HR: -----

	Equivalent Power	Equivalent Fuel
Credit	0.0 kW	0.0 kJ/sec

Ambient Conditions: -----

	Dry Bulb	Wet Bulb	Dew Point
Temperature	28.00 C	25.24 C	24.22 C
	Absolute Pressure	Equivalent Altitude	
Pressure	1.01325 bar	0.0 m	
	Relative Humidity	Water Mole Fraction in Air	
Humidity	0.8000	0.0298162	

User-Defined Variables: -----

Index	Description	Value
0	WC steam turbine gen. output	51020
1	AC steam turbine gen output	48163

BOP Calculations and Losses Settings: -----

Ignore Comp. Power Requ.	No
ST Generator Efficiency	0.9800
BOP Loss as ST Pwr Frac.	0.0
BOP Loss as Fixed Value	0.0 kW

User Settings: -----

Steam Property Method	Tabular data based on Keenan and
Gas Property Method	Chemical Eng. Correlations
Turn All Macros Off Flag	No
Use Perf. Factors Flag	No

Program Data: -----

Case Design Mode	0
Execution Status	Converged
Iterations Used	3

Final Iteration Residual	1.973e-006
System Tolerance	0.005
Property Calcs. Tolerance	0.0005
Final Iteration Errors	0
Final Iteration Warnings	0
No. of Active Macros Used	2
Max. Macro Residual	2.35203e-006
Execution Time	00:00:03

Equipment/Ports	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH

AC1 [AIRCLR]: Air Cooled Condenser					
Steam or Water Inlet	111.318	49.87	0.1224	2382.7	0.9121
Water Outlet	111.318	49.46	0.1200	206.85	0.0
Air Inlet	15822.3	28.00	1.01325	12.66	0.8000
Air Outlet	15822.3	43.03	1.01325	27.99	0.8000
AIRSPL [SPLTR]: Flow Splitter					
Inlet	247.541	322.44	1.02581	319.63	0.0
Primary Outlet	86.723	322.44	1.02581	319.63	0.0
Tertiary Outlet	160.818	322.44	1.02581	319.63	0.0
BFPUMP [PUMP]: Boiler Feedwater Pump					
Inlet	564.052	116.94	1.8	490.44	0.0
Control Valve Outlet	564.052	118.24	110.00	505.01	0.0
CND1 [CONDSR]: Condenser					
Main Steam Inlet	111.426	41.55	0.08	2308.6	0.8881
Main Exit	111.426	41.55	0.08	173.79	0.0
Cooling Water Inlet	11569.0	15.56	1.0342	65.16	0.0
Cooling Water Exit	11569.0	20.47	1.0342	85.72	0.0
CSH [SPHT]: Superheater					
Gas Inlet	464.348	770.00	1.02366	842.92	0.0
Gas Outlet	464.348	642.21	1.01342	688.32	0.0
Steam Inlet	185.695	310.99	100.00	2723.1	1.0
Steam Outlet	185.695	400.00	95.00	3109.7	1.0
DEAR2 [DEAR]: Deaerator					
Main Steam Inlet	68.308	149.53	2.8	2761.6	1.0
Main BFW Inlet	495.997	42.69	2.2	178.79	0.0
Main BFW Outlet	564.052	116.94	1.8	490.44	0.0
Vent Steam Outlet	0.2520	116.94	1.8	2701.4	1.0
ECONOR [ECON]: Economizer					
Gas Inlet	464.348	642.21	1.01342	688.32	0.0
Gas Outlet	464.348	359.73	1.01241	362.38	0.0
Water Inlet	185.695	118.24	110.00	505.01	0.0
Water Outlet	185.695	294.24	104.50	1319.7	0.0
EXHAUT [EXH]: Exhaust Stack from CRC					
Inlet	464.348	214.00	1.01241	204.06	0.0
FBOILR [FBOILR]: Fossil Boiler					
Primary Air Inlet	86.723	322.44	1.02581	319.63	0.0
Secondary Air Inlet	160.818	322.44	1.02581	319.63	0.0
Flue Gas Outlet	464.348	770.00	1.02366	842.92	0.0
Evaporator Inlet	936.275	310.64	105.00	1408.7	0.0
Evaporator Outlet	936.275	314.60	105.00	1686.2	0.2000
Superheater Inlet	185.695	400.00	95.00	3109.7	1.0
Superheater Outlet	185.695	541.50	90.25	3488.6	1.0
Fuel Gas Inlet	216.807	24.00	4	8.75885	3.68145
HPDRUM [DRUM]: Drum					
Primary Return	936.275	314.60	105.00	1686.2	0.2000
Main Water Outlet	936.275	310.99	100.00	1407.8	0.0
Main BFW Inlet	185.695	294.24	104.50	1319.7	0.0
Main Steam Outlet	185.695	310.99	100.00	2723.1	1.0

LUVU [HEATX]: Heat Exchanger					
Hot Inlet	464.348	359.73	1.01241	362.38	0.0
Hot Outlet	464.348	214.00	1.01241	204.06	0.0
Cold Inlet	247.541	37.78	1.02581	22.66	0.0
Cold Outlet	247.541	322.44	1.02581	319.63	0.0
M1 [MIXER]: Mixer					
Primary Inlet	371.391	541.50	90.25	3488.6	1.0
Outlet	557.086	541.50	90.25	3488.6	1.0
Tertiary Inlet	185.695	541.50	90.25	3488.6	1.0
M2 [MIXER]: Flow Mixer					
Primary Inlet	300.426	43.73	2.2	183.15	0.0
Outlet	495.997	42.69	2.2	178.79	0.0
Secondary Inlet	84.253	30.00	2.2	125.70	0.0
Tertiary Inlet	111.318	49.47	2.2	207.19	0.0
M3 [MIXER]: Mixer					
Primary Inlet	93.462	456.49	45.00	3338.2	1.0
Outlet	186.924	453.98	45.00	3332.4	1.0
Tertiary Inlet	93.462	452.35	46.50	3326.6	1.0
M4 [MIXER]: Mixer					
Primary Inlet	215.333	24.00	4	8.62899	4
Outlet	216.807	24.00	4	8.75885	3.68145
Secondary Inlet	1.4733	24.00	4	27.74	3.677
Tertiary Inlet	0.0000	24.00	4	18.63	3.8813
M5 [MIXER]: Mixer					
Primary Inlet	189.000	45.00	2.2	188.47	0.0
Outlet	300.426	43.73	2.2	183.15	0.0
Tertiary Inlet	111.426	41.57	2.2	174.13	0.0
M6 [MIXER]: Mixer					
Primary Inlet	34.208	151.29	2.8	2765.4	1.0
Outlet	68.308	149.53	2.8	2761.6	1.0
Tertiary Inlet	34.100	147.76	2.8	2757.8	1.0
M8 [MIXER]: Mixer					
Primary Inlet	39.555	324.00	16.50	3087.2	1.0
Outlet	79.110	327.82	15.50	3098.0	1.0
Tertiary Inlet	39.555	332.72	15.50	3108.7	1.0
MKUP [MAKEUP]: Makeup Block for Feedwater					
Outlet	84.253	30.00	2.2	125.70	0.0
PRIMA [GAS]: Gas Source					
Outlet	247.541	37.78	1.02581	22.66	0.0
PUMP2 [PUMP]: Pump					
Inlet	111.318	49.46	0.1200	206.85	0.0
Control Valve Outlet	111.318	49.47	2.2	207.19	0.0
PUMP3 [PUMP]: Pump					
Inlet	111.426	41.55	0.08	173.79	0.0
Control Valve Outlet	111.426	41.57	2.2	174.13	0.0
RCYPMP [PUMP]: Pump					
Inlet	936.275	310.99	100.00	1407.8	0.0
Control Valve Outlet	936.275	310.64	105.00	1408.7	0.0
S22 [SOURCE]: Source					
Outlet	371.391	541.50	90.25	3488.6	1.0
S26 [SINK]: Sink					
Inlet	371.391	118.24	110.00	505.01	0.0
S39 [GAS]: Air or Fuel Source					
Outlet	215.333	24.00	4	8.62899	4
S42 [GAS]: Air or Fuel Source					

Outlet	1.4733	24.00	4	27.74	3.677
S43 [GAS]: Air or Fuel Source					
Outlet	0.0000	24.00	4	18.63	3.8813
S54 [SOURCE]: Source					
Outlet	189.000	45.00	2.2	188.47	0.0
S58 [SINK]: Sink					
Inlet	189.000	440.00	44.00	3301.4	1.0
S60 [SINK]: Sink					
Inlet	84.000	260.00	15.00	2947.0	1.0
SP1 [SPLITER]: Splitter					
Inlet	278.543	456.49	45.00	3338.2	1.0
Primary Outlet	185.081	456.49	45.00	3338.2	1.0
Tertiary Outlet	93.462	456.49	45.00	3338.2	1.0
SP2 [SPLITER]: Splitter					
Inlet	185.081	332.72	15.50	3108.7	1.0
Primary Outlet	145.526	332.72	15.50	3108.7	1.0
Tertiary Outlet	39.555	332.72	15.50	3108.7	1.0
SP3 [SPLITER]: Splitter					
Inlet	557.086	118.24	110.00	505.01	0.0
Primary Outlet	185.695	118.24	110.00	505.01	0.0
Tertiary Outlet	371.391	118.24	110.00	505.01	0.0
SP4 [SPLITER]: Splitter					
Inlet	557.086	540.57	88.00	3488.6	1.0
Primary Outlet	278.543	540.57	88.00	3488.6	1.0
Tertiary Outlet	278.543	540.57	88.00	3488.6	1.0
SP5 [SPLITER]: Splitter					
Inlet	278.543	452.35	46.50	3326.6	1.0
Primary Outlet	185.081	452.35	46.50	3326.6	1.0
Tertiary Outlet	93.462	452.35	46.50	3326.6	1.0
SP6 [SPLITER]: Splitter					
Inlet	185.081	324.00	16.50	3087.2	1.0
Primary Outlet	145.526	324.00	16.50	3087.2	1.0
Secondary Outlet	39.555	324.00	16.50	3087.2	1.0
SP8 [SPLITER]: Splitter					
Inlet	6.9658	118.24	110.00	505.01	0.0
Primary Outlet	2.0758	118.24	110.00	505.01	0.0
Tertiary Outlet	4.8900	118.24	110.00	505.01	0.0
SP9 [SPLITER]: Splitter					
Inlet	564.052	118.24	110.00	505.01	0.0
Primary Outlet	6.9658	118.24	110.00	505.01	0.0
Tertiary Outlet	557.086	118.24	110.00	505.01	0.0
ST1 [ST]: Steam Turbine					
Steam Inlet	185.081	456.49	45.00	3338.2	1.0
Main Outlet	185.081	332.72	15.50	3108.7	1.0
ST2 [ST]: Steam Turbine					
Steam Inlet	145.526	332.72	15.50	3108.7	1.0
Main Outlet	111.318	49.87	0.1224	2382.7	0.9121
Fourth Extraction	34.208	151.29	2.8	2765.4	1.0
ST3 [ST]: Steam Turbine					
Steam Inlet	278.543	540.57	88.00	3488.6	1.0
Main Outlet	278.543	456.49	45.00	3338.2	1.0
ST4 [ST]: Steam Turbine					
Steam Inlet	278.543	540.57	88.00	3488.6	1.0
Main Outlet	278.543	452.35	46.50	3326.6	1.0

ST5 [ST]: Steam Turbine					
Steam Inlet	185.081	452.35	46.50	3326.6	1.0
Main Outlet	185.081	324.00	16.50	3087.2	1.0
ST6 [ST]: Steam Turbine					
Steam Inlet	145.526	324.00	16.50	3087.2	1.0
Main Outlet	111.426	41.55	0.08	2308.6	0.8881
Fourth Extraction	34.100	147.76	2.8	2757.8	1.0
TMX1 [TMIX]: Temperature Control Mixer					
Main Inlet	186.924	453.98	45.00	3332.4	1.0
Outlet	189.000	440.00	44.00	3301.4	1.0
Control Inlet	2.0758	118.24	110.00	505.01	0.0
TMX2 [TMIX]: Temperature Control Mixer					
Main Inlet	79.110	327.82	15.50	3098.0	1.0
Outlet	84.000	260.00	15.00	2947.0	1.0
Control Inlet	4.8900	118.24	110.00	505.01	0.0
V1 [PIPVLV]: Valve					
Inlet	557.086	541.50	90.25	3488.6	1.0
Outlet	557.086	540.57	88.00	3488.6	1.0
VENT [SINK]: Sink					
Inlet	0.2520	116.94	1.8	2701.4	1.0

Equipment ID: AC1 Type: AIRCLR Description: Air Cooled Condenser

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Steam or Water Inlet	111.318	49.87	0.1224	2382.7	0.9121
Water Outlet	111.318	49.46	0.1200	206.85	0.0
Air Inlet	15822.3	28.00	1.01325	12.66	0.8000
Air Outlet	15822.3	43.03	1.01325	27.99	0.8000

Main Inputs: -----

Operation Mode	Air-Cooled Condenser
Desired Saturation Pressure	0.1200 bar
Air Side Design Method	Face Velocity
Desired Face Velocity	3.5 m/sec
Face Velocity	3.5 m/sec

Current Values: -----

Duty	67280 kJ/sec
Exergetic Efficiency	0.6497
Total Fan Power	95.97 kW
Exit Subcooling	0.0 C
Water Exit Quality	0.0
Vent Steam Fraction	0.0

Off Design Run Information: -----

Component was run in design mode

Heat Transfer: -----

Water Side Film Coeff.	8.51745 kJ/sec-m ² -K
Inside Fouling Factor	0.0 m ² -K-sec/kJ
Tube Thermal Conductivity	0.1731 kJ/sec-m-K
Fin/Tube Bond Resistance	0.0 m ² -K-sec/kJ
Outside Fouling Factor	0.0 m ² -K-sec/kJ
Fin Thermal Conductivity	0.2181 kJ/sec-m-K
Air Side Film Coefficient	0.0560955 kJ/sec-m ² -K
Overall Heat Transfer Coeff.	0.0452518 kJ/sec-m ² -K
Log Mean Temp Difference	12.46 C
LMTD Correction Factor	1.0
HX Resist. - Water Film	4.03284 m ² -K-sec/kJ
HX Resist. - Inside Foul.	0.0 m ² -K-sec/kJ
HX Resist. - Tube Wall	0.2390 m ² -K-sec/kJ

HX Resist. - Fin/Tube Bond	0.0	m ² -K-sec/kJ
HX Resist. - Outside Foul.	0.0	m ² -K-sec/kJ
HX Resist. - Air Film	17.83	m ² -K-sec/kJ
HX Resist. - Overall	22.10	m ² -K-sec/kJ
Air Side Film Coeff. Meth. (1, 2)	VDI Wärmeatlas	
Air Side Film Coeff. Corr. Factor	1.0	

Pressure Drop: -----

	Current	Design	Calculated (based on geom)
Air side DP	0.2000	0.2000	7.01251 mbar
Water side DP	0.02	0.0002	0.0 bar

Equipment ID: AC1 Type: AIRCLR Description: Air Cooled Condenser

Geometry: -----

No. of Bays	6
No. of Fans per Bay (1, 2)	1
No. of Tube Rows	3
No. of Tubes per Row	149
Total Number of Tubes	447
Pass Arrangement (1, 2)	In Direction of Flow
No. of Tube Passes	1
Tube Angle	60.00
Bay Width-to-LenTGH Ratio	1.0
Tube Finned Fraction	0.9500
Fan Diameter	5 m
Bay Width	9.50148 m
Tube LenTGH	19003 mm
Total Outer Surface Area	119643 m ²
OD & Fins Area per Bay	19941 m ²
OD Surf. Area per Bay	677.81 m ²
ID Surf. Area per Bay	610.03 m ²
Tube Arrangement (1, 2)	Staggered
Tube OD	25.40 mm
Tube Wall Thickness	1.27 mm
Hydraulic OD (staggered)	25.40 mm
Hydraulic ID (staggered)	22.86 mm
Normal Tube Pitch Ratio	2.5
In-flow Tube Pitch Ratio	2.1667
Diagonal Tube Pitch Ratio	2.50142
Fin Type (1, 2, 3)	Round Fins
Fin Diameter or LenTGH	69.60 mm
Fin Width (rectangular)	69.60 mm
Fin Thickness	1.016 mm
Fin Pitch	2.822 mm

Fan Design and Efficiency Curve: -----

Shaft/Gearbox Loss Frac.	0.01
Design Air Flow Ratio	1.0
Max. Fan Efficiency	0.8000
Vol. Flow @ Max. Fan Eff.	631.95 m ³ /sec
Current Flow per Fan	631.95 m ³ /sec
Current Fan Efficiency	0.7974

Relative Flow rate Flow/Flow at Max Eff	Relative Efficiency Eff/Max Eff
0.4000	0.5746
0.4800	0.6077
0.5600	0.6575
0.6400	0.7762
0.7200	0.8564
0.8000	0.9227
0.8800	0.9724
0.9600	0.9945
1.04	0.9945
1.12	0.9746
1.2	0.9227

Equipment ID: AC1 Type: AIRCLR Description: Air Cooled Condenser

Miscellaneous values: -----
 Calc. (Flash) Type (1, 2) Temperature and Pressure
 Mass Face Velocity 4.05701 kg/sec-m²
 Face Velocity 3.5 m/sec
 Min. Saturation Press. 0.0 bar
 Max. Saturation Press. 1.0 bar

Equipment ID: AIRSPL Type: SPLITR Description: Flow Splitter

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	247.541	322.44	1.02581	319.63	0.0
Primary Outlet	86.723	322.44	1.02581	319.63	0.0
Tertiary Outlet	160.818	322.44	1.02581	319.63	0.0

Main Inputs: -----
 Stream ID at Primary Port S13
 Primary Port Control Method downstream flow control
 Stream ID at Tertiary Port S14
 Tertiary Port Control Method downstream flow control

Current Values: -----
 Primary Port Des. Frac. 0.3503
 Second. Port Des. Frac. 0.0
 Tertiary Port Des. Frac. 0.6497

Inlet Gas Composition -----

Nitrogen	0.7559	Oxygen	0.2028
Carbon Dioxide	0.00031948	H2O	0.0318792
Hydro Carbons	0.0	Argon	0.00903257
Hydrogen	0.0	Carbon Monoxide	0.0
Sulfur Dioxide	0.0	Hydrogen Sulfide	0.0
Carbonyl Sulfide	0.0		
H/C Ratio	0.0	Molecular Weight	28.62

Equipment ID: BFPUMP Type: PUMP Description: Boiler Feedwater Pump

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	564.052	116.94	1.8	490.44	0.0
Control Valve Outlet	564.052	118.24	110.00	505.01	0.0

Main Inputs: -----
 Control Method Flag Fixed Control Valve Outlet Press
 Desired Control Valve Outlet Pressure 110.00 bar
 Pressure 110.00 bar

Pump Exit Pressure Method Flag Pump Exit Pressure
 Desired Pump Exit Pressure 112.00 bar
 Calculated Pump Exit Pressure 112.00 bar

Pump power included in Balance of Plant losses

Current Values: -----
 Isentropic Efficiency 0.8000
 Calculated Pressure Ratio 61.11

Desired Pump Exit Pressure	112.00 bar
Recirculation Rate	0.0
Pump Work	-2282.9 kW
Shaft Losses	0.0 kW
Motor/Gearbox Loss Fraction	0.0
Inlet Specific Volume	0.00105768 m ³ /kg
Exergetic Efficiency (beta!)	-0.7593

Equipment ID: CND1 Type: CONDSR Description: Condenser

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Main Steam Inlet	111.426	41.55	0.08	2308.6	0.8881
Main Exit	111.426	41.55	0.08	173.79	0.0
Cooling Water Inlet	11569.0	15.56	1.0342	65.16	0.0
Cooling Water Exit	11569.0	20.47	1.0342	85.72	0.0

Main Inputs: -----

Condenser Modelling Method	Desired Exit Pressure
Desired Exit Pressure	0.08 bar
Pressure	0.08 bar
CW Method Flag	Fixed Cooling Water T Rise
Desired CW Temp. Rise	5 C
Fixed CW Temp. Rise	5 C

Current Values: -----

Surface Area	988.85 m ²
Calculated Effectiveness	0.1890
Calculated Duty	66074 kJ/sec
Fixed CW Temp. Rise	5 C
Exergetic Efficiency (beta!)	0.7469
Exit Subcooling	0.0 C
Steam Inlet DP	0.0
Calculated NTU	0.2095
Overall Heat Trans. Coeff.	2.85 kJ/sec-m ² -K

Miscellaneous Methods: -----

Design HTC Calculation Method	User Input Values for U
HEI Tube OD	25.40 mm
HEI Velocity Inside Tube	2.1336 m/sec
Design HEI C3 Constant	0.6900

Off Design Run Information: -----

Component was run in design mode

Miscellaneous Values: -----

Min. Allowed Press.	0.017237 bar
Max. Allowed Press.	1.7237 bar
Heat Transf. Perf. Factor	1.0
Fouling Factor	0.0 m ² -K-sec/kJ
HEI Cleanliness Factor	0.8500
Fraction of Tubes Blocked	0.0
HEI C2 Const.	0.9219

Equipment ID: CSH Type: SPHT Description: Superheater

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Gas Inlet	464.348	770.00	1.02366	842.92	0.0
Gas Outlet	464.348	642.21	1.01342	688.32	0.0

Max. BFW Subcooling 0.0 C

Equipment ID: ECONOR Type: ECON Description: Economizer

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Gas Inlet	464.348	642.21	1.01342	688.32	0.0
Gas Outlet	464.348	359.73	1.01241	362.38	0.0
Water Inlet	185.695	118.24	110.00	505.01	0.0
Water Outlet	185.695	294.24	104.50	1319.7	0.0

Main Inputs: -----
 Economizer Modeling Method
 Desired Exit Subcooling 20.00 C
 Exit Subcooling 20.00 C

Current Values: -----
 Surface Area 15.43 m²
 Calculated Effectiveness 0.5576
 Exit Subcooling 20.00 C
 Approach Temperature 347.97 C
 Radiant Convective Losses 0.0 kJ/sec
 Calculated Duty 42024 kJ/sec
 Calculated NTU 1.0373
 Overall Heat Transfer Coeff. 10.00 kJ/sec-m²-K
 Exergetic Efficiency (beta!) 1.61294
 Hot side pressure loss 0.001
 Cold side pressure loss 0.05
 Energy loss fraction 0.0
 Fouling factor 0.0 m²-K-sec/kJ

Off Design Run Information: -----
 Component was run in design mode

Miscellaneous Values: -----
 Design UA Method Specify HT Coeff
 Overall Heat Transfer Coeff. 10.00 kJ/sec-m²-K
 Number of HTX Passes 4
 Heat Transfer Coefficient Performance Factor 0.0
 Hot Side Pressure Loss Performance Factor 0.0
 Cold Side Pressure Loss Performance Factor 0.0

Equipment ID: EXHAUT Type: EXH Description: Exhaust Stack from CRC

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	464.348	214.00	1.01241	204.06	0.0

Main Inputs: -----
 Pressure Control Method Control Pressure to Ambient
 Stack Warning Temperature 100.00 C
 Water Dew Point 34.65 C

Miscellaneous Values: -----
 LHV 0.0 kJ/kg
 Cp 1.06219 kJ/kg-K

Gas Constituents-----

Nitrogen	0.6843	Oxygen	0.0376275
Carbon Dioxide	0.2184	H2O	0.054431
Hydro Carbons	0.0	Argon	0.00524602
Hydrogen	0.0	Carbon Monoxide	0.0
Sulfur Dioxide	0.0	Hydrogen Sulfide	0.0
Carbonyl Sulfide	0.0		
H/C Ratio	0.0	Molecular Weight	31.18

Heat Rate Adjustment: -----
Flow does not affect adjusted heat rate calculations

Equipment ID: FBOILR Type: FBOILR Description: Fossil Boiler

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Primary Air Inlet	86.723	322.44	1.02581	319.63	0.0
Secondary Air Inlet	160.818	322.44	1.02581	319.63	0.0
Flue Gas Outlet	464.348	770.00	1.02366	842.92	0.0
Evaporator Inlet	936.275	310.64	105.00	1408.7	0.0
Evaporator Outlet	936.275	314.60	105.00	1686.2	0.2000
Superheater Inlet	185.695	400.00	95.00	3109.7	1.0
Superheater Outlet	185.695	541.50	90.25	3488.6	1.0
Fuel Gas Inlet	216.807	24.00	4	8.75885	3.68145

Solid Fuel Flow	0.0	tonm/hr
Oil Flow	0.0	tonm/hr

Main Inputs: -----
Boiler Load Method Flag
Desired Total Fuel Flow
Total Fuel Flow
Total Fuel Flow
Total Fuel Flow

Off Design Run Information: -----
Component was run in design mode

Current Values: -----
LHV Heat Load
HHV Heat Load
Total Fuel Flow
Duty @ Furnace Walls
Duty @ Radiant SH
Duty @ Radiant RH
Current Heat Input / BFW
BFW Flow
Cur. Boiler Efficiency
Cur. Reduc. Boiler Eff.
Cur. Reduc. Firing Dens.
Cur. Reduc. Sink Temp.
Cur. Adiab. Flame Temp.
Cur. Calc. Heat Rel. Rate
Cur. Stat. Heat Rel. Rate
Heat exchange
Fraction from Radiatio
Fraction from Convecti
Overall Equiv. U(htc)

Fuel Mix: -----
Fuel Mix Method Flag
Coal Fuel Input Fraction
Oil Fuel Input Fraction
Gas Fuel Input Fraction

Primary Combustion Air: -----

Equipment ID: FBOILR Type: FBOILR Description: Fossil Boiler

Pri. Air / Unit Weight Gas 0.4000

Combustion Air Control: -----

Combustion Method Flag	Fraction (vol) O2 in Dry Exhaust
Desired O2 Frac. in Dry Exh. Gas	0.04
O2 Frac. in Dry Exh. Gas	0.0397935
Excess Air Fraction	0.4694
O2 Frac. in Dry Exh. Gas	0.0397935
O2 Frac. in Wet Exh. Gas	0.0376275
Desired Exh. Gas Temp.	770.00 C

Fuel Gas -----

Nitrogen	0.4975	Oxygen	4.0223e-005
Carbon Dioxide	0.1972	H2O	0.0
Hydro Carbons	0.00707594	Argon	0.0
Hydrogen	0.0598301	Carbon Monoxide	0.2383
Sulfur Dioxide	0.0	Hydrogen Sulfide	0.0
Carbonyl Sulfide	0.0		
H/C Ratio	3.68145	Molecular Weight	29.53
Fuel Gas LHV	2957.5 kJ/kg		

Design Inputs: -----

Water Wall Method Flag	Exit Quality
Desired Water Wall Exit Quality	0.2000
Quality	0.2000
Superheater Method Flag	Exit Temperature
Desired SH Exit Temperature	541.50 C
Temperature	541.50 C

Reheater Method Flag Bypass

Radiant Heat Transfer: -----

Rad. Heat Loss Fraction	0.001
Radiant Heat Loss	200.62 kJ/sec
Wall Emissivity	0.8000
Soot Emissivity	0.05
Flame Env./Furn. Surf.Area	0.5000
Radiant Parameters	Furnace Rad. SPHT Rad. Reheater
Gas Temp Weighting	0.9500 0.9700 0.9800
Effective Gas Temp	797.89 786.73 -17.77 C
Wall Temp Weighting	0.5000 0.5000 0.5000
Effective Wall Temp	314.60 466.92 -17.77 C
Mean Beam LenTgh	9.73021 1.82441 0.0 m
Flame/Gas Emissivity	0.4777 0.3133 0.2671

Convective Heat Transfer: -----

Convective Parameters	Furnace	Rad. SPHT	Rad. Reheater
Design HT Coeff	0.0283914	0.0283914	0.0283914 kJ/sec-m ² -K

Geometry: -----

Furnace Height / Depth	4
Furnace Width / Depth	1.0

Equipment ID: FBOILR Type: FBOILR Description: Fossil Boiler

Furnace Aperture / Depth	1.0
Furnace Cold Area Frac.	1.0
SH Height/Furnace Depth	1.25
RH Height/Furnace Depth	1.1
No. of Superheater Panels	12
No. of Reheater Panels	21
Design	Furn. Walls SH Panels RH Panels
Area Corr. Factor	1.0 1.0 1.0
Surface Area	2787.1 806.63 0.0 m ²
Height	49.76 15.55 0.0 m

Width	12.44	2.16154	0.0 m
Furnace Wall Depth			12.44 m

Ash: -----

Furnace Wall Ash Thick.	0.0	m
SH Panel Ash Thickness	0.0	m
RH Panel Ash Thickness	0.0	m
Ash Thermal Conductivity	0.00259611	kJ/sec-m-K

Recycle Gas-----

Nitrogen	0.0	Oxygen	0.0
Carbon Dioxide	0.0	H2O	0.0
Hydro Carbons	0.0	Argon	0.0
Hydrogen	0.0	Carbon Monoxide	0.0
Sulfur Dioxide	0.0	Hydrogen Sulfide	0.0
Carbonyl Sulfide	0.0		
H/C Ratio	0.0	Molecular Weight	0.0
Rec. Gas H.V.	0.0	kJ/kg	

Flue Gas-----

Nitrogen	0.6843	Oxygen	0.0376275
Carbon Dioxide	0.2184	H2O	0.054431
Hydro Carbons	0.0	Argon	0.00524602
Hydrogen	0.0	Carbon Monoxide	0.0
Sulfur Dioxide	0.0	Hydrogen Sulfide	0.0
Carbonyl Sulfide	0.0		
H/C Ratio	0.0	Molecular Weight	31.18
Flue Gas H.V.	0.0	kJ/kg	

Pressure Drops: -----

Design Primary Air DP	0.001
Design Pulver. DP	0.001
Design Secondary Air DP	0.001
Design Recycle Gas DP	0.001
Design Furnace DP	0.0001
Design Water Wall DP	0.0
Design Superheater DP	0.05
Design Reheater DP	0.0
Furnace Wall DP P.F.	0.0001

Equipment ID: HPDRUM Type: DRUM Description: Drum

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Primary Return	936.275	314.60	105.00	1686.2	0.2000
Main Water Outlet	936.275	310.99	100.00	1407.8	0.0
Main BFW Inlet	185.695	294.24	104.50	1319.7	0.0
Main Steam Outlet	185.695	310.99	100.00	2723.1	1.0

Main Inputs: -----

Drum Pressure Method	Fixed Operating P
Desired Operating Pressure	100.00 bar
Calculated Operating Pressure	100.00 bar
Drum Blowdown Method	Fraction of Steam
Desired Drum Blowdown Fraction of Steam	0.0
Calculated Blowdown Fraction of Steam	0.0

Current Values: -----

Calculated Operating Pressure	100.00 bar
Calculated Inlet Pressure Drop	4.49999 bar
Calculated Blowdown Fraction Of BFW	0.0
Calculated Blowdown Fraction of Steam	0.0
Exergetic Efficiency (beta!)	1.01052

Equipment ID: LUVU Type: HEATX Description: Heat Exchanger

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Hot Inlet	464.348	359.73	1.01241	362.38	0.0
Hot Outlet	464.348	214.00	1.01241	204.06	0.0
Cold Inlet	247.541	37.78	1.02581	22.66	0.0
Cold Outlet	247.541	322.44	1.02581	319.63	0.0

Main Inputs: -----
 Design Method Hot Side Outlet Temperature
 Desired Hot Side Outlet Temperature 214.00 C
 Temperature 214.00 C

Current Values: -----
 Surface Area 5020.5 m²
 Calculated Effectiveness 0.8809
 Calculated Pinch (Hot Out - Cold In) 176.22 C
 Calculated Pinch (Hot In - Cold Out) 37.29 C
 Radiant Convective Losses 0.0 kJ/sec
 Calculated Duty 20421 kJ/sec
 Calculated NTU 3.17912
 Overall Heat Transfer Coeff. 0.0454263 kJ/sec-m²-K
 Exergetic Efficiency (beta!) 0.8068
 Hot side pressure loss 0.0
 Cold side pressure loss 0.0
 Energy loss fraction 0.0
 Fouling factor 0.0 m²-K-sec/kJ
 Off Design Run Information: -----
 Component was run in design mode

Miscellaneous Values: -----
 Number of HTX Passes 8
 Heat Transfer Coefficient Performance Factor 0.0
 Hot Side Pressure Loss Performance Factor 0.0
 Cold Side Pressure Loss Performance Factor 0.0

Hot-Side Gas Stream-----

Nitrogen	0.6843	Oxygen	0.0376275
Carbon Dioxide	0.2184	H2O	0.054431
Hydro Carbons	0.0	Argon	0.00524602
Hydrogen	0.0	Carbon Monoxide	0.0
Sulfur Dioxide	0.0	Hydrogen Sulfide	0.0
Carbonyl Sulfide	0.0		
H/C Ratio	0.0	Molecular Weight	31.18

Cold-Side Gas Stream-----

Nitrogen	0.7559	Oxygen	0.2028
Carbon Dioxide	0.00031948	H2O	0.0318792
Hydro Carbons	0.0	Argon	0.00903257
Hydrogen	0.0	Carbon Monoxide	0.0

Equipment ID: LUVU Type: HEATX Description: Heat Exchanger

Sulfur Dioxide	0.0	Hydrogen Sulfide	0.0
Carbonyl Sulfide	0.0		
H/C Ratio	0.0	Molecular Weight	28.62

Equipment ID: M1 Type: MIXER Description: Mixer

Flow	Temperature	Pressure	Enthalpy	Quality
------	-------------	----------	----------	---------

Ports:	tonm/hr	C	bar	kJ/kg	/x of CH
Primary Inlet	371.391	541.50	90.25	3488.6	1.0
Outlet	557.086	541.50	90.25	3488.6	1.0
Tertiary Inlet	185.695	541.50	90.25	3488.6	1.0

Main Inputs: -----
Stream ID at Primary Port S22
Stream ID at Tertiary Port S20

Equipment ID: M2 Type: MIXER Description: Flow Mixer

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Primary Inlet	300.426	43.73	2.2	183.15	0.0
Outlet	495.997	42.69	2.2	178.79	0.0
Secondary Inlet	84.253	30.00	2.2	125.70	0.0
Tertiary Inlet	111.318	49.47	2.2	207.19	0.0

Main Inputs: -----
Stream ID at Primary Port S29
Stream ID at Secondary Port S16
Stream ID at Tertiary Port S27

Equipment ID: M3 Type: MIXER Description: Mixer

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Primary Inlet	93.462	456.49	45.00	3338.2	1.0
Outlet	186.924	453.98	45.00	3332.4	1.0
Tertiary Inlet	93.462	452.35	46.50	3326.6	1.0

Main Inputs: -----
Stream ID at Primary Port S17
Stream ID at Tertiary Port S48

Demand Flow Control: -----
Demand Flow Control Flag Yes
Desired Outlet Flow 186.92 tonm/hr
Demand Method Equal Inlet Flows

Equipment ID: M4 Type: MIXER Description: Mixer

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Primary Inlet	215.333	24.00	4	8.62899	4
Outlet	216.807	24.00	4	8.75885	3.68145
Secondary Inlet	1.4733	24.00	4	27.74	3.677
Tertiary Inlet	0.0000	24.00	4	18.63	3.8813

Main Inputs: -----
Stream ID at Primary Port S39

Stream ID at Secondary Port S42
Stream ID at Tertiary Port S43

Demand Flow Control: -----
Demand Flow Control Flag Yes
Desired Outlet Flow 216.81 tonm/hr
Demand Method Input Controlled Port
Controlled Inlet Port Primary

Primary Inlet Gas-----
Nitrogen 0.5079 Oxygen 0.0
Carbon Dioxide 0.2012 H2O 0.0
Hydro Carbons 9.95917e-005 Argon 0.0
Hydrogen 0.0487999 Carbon Monoxide 0.2420
Sulfur Dioxide 0.0 Hydrogen Sulfide 0.0
Carbonyl Sulfide 0.0
H/C Ratio 4 Molecular Weight 29.96

Secondary Inlet Gas-----
Nitrogen 0.017992 Oxygen 0.001894
Carbon Dioxide 0.015152 H2O 0.0
Hydro Carbons 0.3286 Argon 0.0
Hydrogen 0.5682 Carbon Monoxide 0.068182
Sulfur Dioxide 0.0 Hydrogen Sulfide 0.0
Carbonyl Sulfide 0.0
H/C Ratio 3.677 Molecular Weight 9.44781

Tertiary Inlet Gas-----
Nitrogen 0.0 Oxygen 0.0
Carbon Dioxide 0.0 H2O 0.0
Hydro Carbons 1.0 Argon 0.0
Hydrogen 0.0 Carbon Monoxide 0.0
Sulfur Dioxide 0.0 Hydrogen Sulfide 0.0
Carbonyl Sulfide 0.0
H/C Ratio 3.8813 Molecular Weight 15.91

Outlet Gas-----
Nitrogen 0.4975 Oxygen 4.0223e-005
Carbon Dioxide 0.1972 H2O 0.0
Hydro Carbons 0.00707593 Argon 0.0
Hydrogen 0.0598301 Carbon Monoxide 0.2383

Equipment ID: M4 Type: MIXER Description: Mixer

Sulfur Dioxide 0.0 Hydrogen Sulfide 0.0
Carbonyl Sulfide 0.0
H/C Ratio 3.68145 Molecular Weight 29.53

Equipment ID: M5 Type: MIXER Description: Mixer

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Primary Inlet	189.000	45.00	2.2	188.47	0.0
Outlet	300.426	43.73	2.2	183.15	0.0
Tertiary Inlet	111.426	41.57	2.2	174.13	0.0

Main Inputs: -----
Stream ID at Primary Port S54
Stream ID at Tertiary Port S53

Equipment ID: M6 Type: MIXER Description: Mixer

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Primary Inlet	34.208	151.29	2.8	2765.4	1.0
Outlet	68.308	149.53	2.8	2761.6	1.0
Tertiary Inlet	34.100	147.76	2.8	2757.8	1.0

Main Inputs: -----
Stream ID at Primary Port
Stream ID at Tertiary Port S55
S18
Demand Flow Control: -----
Demand Flow Control Flag Yes
Desired Outlet Flow 68.31 tonm/hr
Demand Method Input Controlled Port
Controlled Inlet Port Primary

Equipment ID: M8 Type: MIXER Description: Mixer

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Primary Inlet	39.555	324.00	16.50	3087.2	1.0
Outlet	79.110	327.82	15.50	3098.0	1.0
Tertiary Inlet	39.555	332.72	15.50	3108.7	1.0

Main Inputs: -----
Stream ID at Primary Port S46
Stream ID at Tertiary Port S32
Demand Flow Control: -----
Demand Flow Control Flag Yes
Desired Outlet Flow 79.11 tonm/hr
Demand Method Equal Inlet Flows

Equipment ID: MKUP Type: MAKEUP Description: Makeup Block for Feedwater

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Outlet	84.253	30.00	2.2	125.70	0.0

Main Inputs: -----
Makeup Block Type Automatic
Heat Rate Adjustment: -----
Flow does not affect adjusted heat rate calculations
Miscellaneous Values: -----
Calculation (flash) Method Temperature and Pressure

Equipment ID: PRIMA Type: GAS Description: Gas Source

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Outlet	247.541	37.78	1.02581	22.66	0.0

Inputs: -----
 Calculation (flash) Method Pressure - Temperature
 Fuel Type Air
 Use Default Ambient Air Flag No
 Air Relative Humidity 0.5000

Gas-----
 Nitrogen 0.7559 Oxygen 0.2028
 Carbon Dioxide 0.00031948 H2O 0.0318792
 Hydro Carbons 0.0 Argon 0.00903257
 Hydrogen 0.0 Carbon Monoxide 0.0
 Sulfur Dioxide 0.0 Hydrogen Sulfide 0.0
 Carbonyl Sulfide 0.0
 H/C Ratio 0.0 Molecular Weight 28.62

Heat Rate Adjustment: -----
 Flow does not affect adjusted heat rate calculations

 Equipment ID: PUMP2 Type: PUMP Description: Pump

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	111.318	49.46	0.1200	206.85	0.0
Control Valve Outlet	111.318	49.47	2.2	207.19	0.0

Main Inputs: -----
 Control Method Flag Fixed Control Valve Outlet Press
 Desired Control Valve Outlet Pressure 2.2 bar
 Pressure 2.2 bar

Pump Exit Pressure Method Flag Pump Exit Pressure
 Desired Pump Exit Pressure 3 bar
 Calculated Pump Exit Pressure 3 bar

Pump power included in Balance of Plant losses

Current Values: -----
 Isentropic Efficiency 0.8500
 Calculated Pressure Ratio 18.33
 Desired Pump Exit Pressure 3 bar
 Recirculation Rate 0.0
 Pump Work -10.60 kW
 Shaft Losses 0.0 kW
 Motor/Gearbox Loss Fraction 0.0
 Inlet Specific Volume 0.0010119 m³/kg
 Exergetic Efficiency (beta!) 0.0472103

Equipment ID: PUMP3 Type: PUMP Description: Pump

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	111.426	41.55	0.08	173.79	0.0
Control Valve Outlet	111.426	41.57	2.2	174.13	0.0

Main Inputs: -----
 Control Method Flag Fixed Control Valve Outlet Press
 Desired Control Valve Outlet Pressure 2.2 bar
 Pressure 2.2 bar

Pump Exit Pressure Method Flag	Pump Exit Pressure
Desired Pump Exit Pressure	3 bar
Calculated Pump Exit Pressure	3 bar

Pump power included in Balance of Plant losses

Current Values: -----	
Isentropic Efficiency	0.8500
Calculated Pressure Ratio	27.50
Desired Pump Exit Pressure	3 bar
Recirculation Rate	0.0
Pump Work	-10.72 kW
Shaft Losses	0.0 kW
Motor/Gearbox Loss Fraction	0.0
Inlet Specific Volume	0.00100857 m ³ /kg
Exergetic Efficiency (beta!)	-0.0740539

Equipment ID: RCYPMP Type: PUMP Description: Pump

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	936.275	310.99	100.00	1407.8	0.0
Control Valve Outlet	936.275	310.64	105.00	1408.7	0.0

Main Inputs: -----	
Control Method Flag	Input Pressure Ratio
Desired Pressure Ratio	1.05
Calculated Pressure Ratio	1.05

Pump Exit Pressure Method Flag	Pump Exit Pressure
Desired Pump Exit Pressure	51.76 bar
Calculated Pump Exit Pressure	105.00 bar

Pump power NOT included in Balance of Plant losses

Current Values: -----	
Isentropic Efficiency	0.8000
Calculated Pressure Ratio	1.05
Desired Pump Exit Pressure	51.76 bar
Recirculation Rate	0.0
Pump Work	-236.07 kW
Shaft Losses	0.0 kW
Motor/Gearbox Loss Fraction	0.0
Inlet Specific Volume	0.00145225 m ³ /kg
Exergetic Efficiency (beta!)	0.9842

Equipment ID: S22 Type: SOURCE Description: Source

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Outlet	371.391	541.50	90.25	3488.6	1.0

Data Links: -----				
Model ID	Case ID	Equip. ID	Port #	Flow Multiplier
		M1	4	2

Inputs: -----	
Calculation (flash) Method	Pressure - Temperature

Current Values: -----
 Degrees of Superheat 237.96 C
 Degrees of Subcooling 0.0 C

Heat Rate Adjustment: -----
 Flow does not affect adjusted heat rate calculations

Equipment ID: S26 Type: SINK Description: Sink

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	371.391	118.24	110.00	505.01	0.0

Heat Rate Adjustment: -----
 Flow does not affect adjusted heat rate calculations

Equipment ID: S39 Type: GAS Description: Air or Fuel Source

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Outlet	215.333	24.00	4	8.62899	4

Inputs: -----
 Calculation (flash) Method Pressure - Temperature
 Fuel Type User Defined Gas
 Lower Heating Value 2680.0 kJ/kg

Gas-----	
Nitrogen	0.5079
Carbon Dioxide	0.2012
Hydro Carbons	9.95917e-005
Hydrogen	0.0487999
Sulfur Dioxide	0.0
Carbonyl Sulfide	0.0
H/C Ratio	4
Oxygen	0.0
H2O	0.0
Argon	0.0
Carbon Monoxide	0.2420
Hydrogen Sulfide	0.0
Molecular Weight	29.96

Heat Rate Adjustment: -----
 Flow does not affect adjusted heat rate calculations

Equipment ID: S42 Type: GAS Description: Air or Fuel Source

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Outlet	1.4733	24.00	4	27.74	3.677

Inputs: -----
 Calculation (flash) Method Pressure - Temperature
 Fuel Type User Defined Gas
 Lower Heating Value 43508 kJ/kg

Gas-----	
Nitrogen	0.017992
Carbon Dioxide	0.015152
Hydro Carbons	0.3286
Oxygen	0.001894
H2O	0.0
Argon	0.0

Hydrogen	0.5682	Carbon Monoxide	0.068182
Sulfur Dioxide	0.0	Hydrogen Sulfide	0.0
Carbonyl Sulfide	0.0		
H/C Ratio	3.677	Molecular Weight	9.44781

Heat Rate Adjustment: -----
Flow does not affect adjusted heat rate calculations

Equipment ID: S43 Type: GAS Description: Air or Fuel Source

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Outlet	0.0000	24.00	4	18.63	3.8813

Inputs: -----
Calculation (flash) Method Pressure - Temperature
Fuel Type Default Gas
Lower Heating Value 47451 kJ/kg

Gas-----			
Nitrogen	0.0	Oxygen	0.0
Carbon Dioxide	0.0	H2O	0.0
Hydro Carbons	1.0	Argon	0.0
Hydrogen	0.0	Carbon Monoxide	0.0
Sulfur Dioxide	0.0	Hydrogen Sulfide	0.0
Carbonyl Sulfide	0.0		
H/C Ratio	3.8813	Molecular Weight	15.91

Heat Rate Adjustment: -----
Flow does not affect adjusted heat rate calculations

Equipment ID: S54 Type: SOURCE Description: Source

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Outlet	189.000	45.00	2.2	188.47	0.0

Inputs: -----
Calculation (flash) Method Pressure - Temperature

Current Values: -----
Degrees of Superheat 0.0 C
Degrees of Subcooling 78.28 C

Heat Rate Adjustment: -----
Flow does not affect adjusted heat rate calculations

Equipment ID: S58 Type: SINK Description: Sink

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	189.000	440.00	44.00	3301.4	1.0

Heat Rate Adjustment: -----

Flow does not affect adjusted heat rate calculations

Equipment ID: S60 Type: SINK Description: Sink

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	84.000	260.00	15.00	2947.0	1.0

Heat Rate Adjustment: -----
Flow does not affect adjusted heat rate calculations

Equipment ID: SP1 Type: SPLITER Description: Splitter

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	278.543	456.49	45.00	3338.2	1.0
Primary Outlet	185.081	456.49	45.00	3338.2	1.0
Tertiary Outlet	93.462	456.49	45.00	3338.2	1.0

Main Inputs: -----
Stream ID at Primary Port S28
Primary Port Control Method remainder port
Stream ID at Tertiary Port S17
Tertiary Port Control Method downstream flow control

Current Values: -----
Primary Port Des. Frac. 0.6645
Second. Port Des. Frac. 0.0
Tertiary Port Des. Frac. 0.3355

Equipment ID: SP2 Type: SPLITER Description: Splitter

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	185.081	332.72	15.50	3108.7	1.0
Primary Outlet	145.526	332.72	15.50	3108.7	1.0
Tertiary Outlet	39.555	332.72	15.50	3108.7	1.0

Main Inputs: -----
Stream ID at Primary Port S31
Primary Port Control Method remainder port
Stream ID at Tertiary Port S32
Tertiary Port Control Method downstream flow control

Current Values: -----
Primary Port Des. Frac. 0.7863
Second. Port Des. Frac. 0.0
Tertiary Port Des. Frac. 0.2137

Equipment ID: SP3 Type: SPLITER Description: Splitter

Flow	Temperature	Pressure	Enthalpy	Quality
------	-------------	----------	----------	---------

Ports:	tonm/hr	C	bar	kJ/kg	/x of CH
Inlet	557.086	118.24	110.00	505.01	0.0
Primary Outlet	185.695	118.24	110.00	505.01	0.0
Tertiary Outlet	371.391	118.24	110.00	505.01	0.0

Main Inputs: -----
Stream ID at Primary Port S12
Primary Port Control Method remainder port
Stream ID at Tertiary Port S26
Tertiary Port Control Method specified fraction
Tertiary Port Des. Frac. 0.6667

Current Values: -----
Primary Port Des. Frac. 0.3333
Second. Port Des. Frac. 0.0
Tertiary Port Des. Frac. 0.6667

Equipment ID: SP4 Type: SPLITER Description: Splitter

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	557.086	540.57	88.00	3488.6	1.0
Primary Outlet	278.543	540.57	88.00	3488.6	1.0
Tertiary Outlet	278.543	540.57	88.00	3488.6	1.0

Main Inputs: -----
Stream ID at Primary Port S34
Primary Port Control Method specified fraction
Primary Port Des. Frac. 0.5000
Stream ID at Tertiary Port S35
Tertiary Port Control Method remainder port

Current Values: -----
Primary Port Des. Frac. 0.5000
Second. Port Des. Frac. 0.0
Tertiary Port Des. Frac. 0.5000

Equipment ID: SP5 Type: SPLITER Description: Splitter

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	278.543	452.35	46.50	3326.6	1.0
Primary Outlet	185.081	452.35	46.50	3326.6	1.0
Tertiary Outlet	93.462	452.35	46.50	3326.6	1.0

Main Inputs: -----
Stream ID at Primary Port S41
Primary Port Control Method remainder port
Stream ID at Tertiary Port S48
Tertiary Port Control Method downstream flow control

Current Values: -----
Primary Port Des. Frac. 0.6645
Second. Port Des. Frac. 0.0
Tertiary Port Des. Frac. 0.3355

Equipment ID: SP6 Type: SPLITR Description: Splitter

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	185.081	324.00	16.50	3087.2	1.0
Primary Outlet	145.526	324.00	16.50	3087.2	1.0
Secondary Outlet	39.555	324.00	16.50	3087.2	1.0

Main Inputs: -----
Stream ID at Primary Port S45
Primary Port Control Method remainder port
Stream ID at Secondary Port S46
Second. Port Control Method downstream flow control

Current Values: -----
Primary Port Des. Frac. 0.7863
Second. Port Des. Frac. 0.2137
Tertiary Port Des. Frac. 0.0

Equipment ID: SP8 Type: SPLITR Description: Splitter

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	6.9658	118.24	110.00	505.01	0.0
Primary Outlet	2.0758	118.24	110.00	505.01	0.0
Tertiary Outlet	4.8900	118.24	110.00	505.01	0.0

Main Inputs: -----
Stream ID at Primary Port S62
Primary Port Control Method downstream flow control
Stream ID at Tertiary Port S63
Tertiary Port Control Method downstream flow control

Current Values: -----
Primary Port Des. Frac. 0.2980
Second. Port Des. Frac. 0.0
Tertiary Port Des. Frac. 0.7020

Equipment ID: SP9 Type: SPLITR Description: Splitter

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	564.052	118.24	110.00	505.01	0.0
Primary Outlet	6.9658	118.24	110.00	505.01	0.0
Tertiary Outlet	557.086	118.24	110.00	505.01	0.0

Main Inputs: -----
Stream ID at Primary Port S61
Primary Port Control Method downstream flow control
Stream ID at Tertiary Port S64
Tertiary Port Control Method remainder port

Current Values: -----
Primary Port Des. Frac. 0.0123496
Second. Port Des. Frac. 0.0
Tertiary Port Des. Frac. 0.9877

Equipment ID: ST1 Type: ST Description: Steam Turbine

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Steam Inlet	185.081	456.49	45.00	3338.2	1.0
Main Outlet	185.081	332.72	15.50	3108.7	1.0

Current Values: -----
 Net ST Section Power 11800 kW
 Shaft/Gearbox Losses 0.0 kW
 Current Gross Section Pwr 11800 kW
 Current Overall Efficiency 0.7519
 Exergetic Efficiency 0.9748

Main Inputs: -----
 Design Efficiency Method Spencer Cotton Cannon
 Design Press. Method Inlet Pressure Set Upstream

Configuration Inputs: -----
 Rotational Speed 3600
 Default Stage Press. Ratio 0.8000
 Shaft/Gearbox Loss Frac. 0.0
 Design Blade Flow Angle 15.00
 Design Reaction 0.0

Off Design Run Information: -----
 Component was run in design mode

ST inlet: -----
 No. of Control Valves 2
 Control Valve DP 0.02
 No. of Stages in Gov. Row 2
 Gov. Stage Exit Pressure 60.00 bar
 Use Mean-of-Valve Loops No
 Current Control Valve Set. 1.0
 Valve Constant (Kv) 120834
 Throttle Flow Ratio 1.0

ST exit: -----
 No. of Flow Ends 1
 Exhaust Annulus Area 5.1654 m²
 Current Annulus Velocity 0.0 m/sec
 Volumetric Flow at ELEP 0.0 m³/sec
 Volumetric Flow at ELEP per Flow End 0.0 m³/sec
 Quality at ELEP 0.0
 Exhaust Volumetric Flow 8.9885 m³/sec
 Exhaust Volumetric Flow per Flow End 8.9885 m³/sec

Miscellaneous Values: -----
 Min. Allowed Exit Quality 0.8500
 Max. Allowed Inlet Temp. 565.56 C
 Performance Factor 1.0

Internal Values: -----

Equipment ID: ST1 Type: ST Description: Steam Turbine

Current Overall Efficiency 0.7519
 Cur. Bowl-Last Extraction Eff. 0.7519
 Cur. Bowl-ELEP Eff. 0.7519
 Current Inlet S.V. 0.0714647 m³/kg
 Current Bowl Pressure 44.10 bar

Data for Stage Groups:
 Group Stage 1 eff. 0.7519
 Group Stage 1 Current PR 0.3515

There are 5 Stages in Group 1
 Design Stage PR, Group 1 0.8113
 Group 1 Stage Critical PR 0.1965
 Group Stage 1 Flow Coeff. 17772
 Design Group 1 Enthalpy Corr. 1.0

Equipment ID: ST2 Type: ST Description: Steam Turbine

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Steam Inlet	145.526	332.72	15.50	3108.7	1.0
Main Outlet	111.318	49.87	0.1224	2382.7	0.9121
Fourth Extraction	34.208	151.29	2.8	2765.4	1.0

Current Values: -----
 Net ST Section Power 25713 kW
 Shaft/Gearbox Losses 0.0 kW
 Current Gross Section Pwr 25713 kW
 Current Overall Efficiency 0.8464
 Exergetic Efficiency 0.9207

Main Inputs: -----
 Design Efficiency Method Spencer Cotton Cannon
 Expansion Efficiency Definition Bowl to UEEP
 Design Press. Method Inlet Pressure Set Upstream

Configuration Inputs: -----
 Rotational Speed 3600
 Default Stage Press. Ratio 0.8000
 Shaft/Gearbox Loss Frac. 0.0
 Design Blade Flow Angle 15.00
 Design Reaction 0.0

Off Design Run Information: -----
 Component was run in design mode

ST inlet: -----
 No. of Control Valves 1
 Control Valve DP 0.02
 Current Control Valve Set. 1.0
 Valve Constant (Kv) 253208
 Throttle Flow Ratio 1.0

ST exit: -----
 No. of Flow Ends 1
 Exhaust Annulus Area 5.1654 m²
 Current Annulus Velocity 65.26 m/sec
 Volumetric Flow at ELEP 337.08 m³/sec
 Volumetric Flow at ELEP per Flow End 337.08 m³/sec
 Quality at ELEP 0.8989
 Exhaust Volumetric Flow 342.05 m³/sec
 Exhaust Volumetric Flow per Flow End 342.05 m³/sec
 Exhaust-Loss Calc. Meth. Westinghouse Exhaust Loss Curves
 Last Stage Bucket LenTGH 762.00 mm
 Exhaust Loss 31.62 kJ/kg

Miscellaneous Values: -----
 Min. Allowed Exit Quality 0.8400
 Max. Allowed Inlet Temp. 565.56 C
 Performance Factor 1.0

Equipment ID: ST2 Type: ST Description: Steam Turbine

Internal Values: -----
 Current Overall Efficiency 0.8464
 Cur. Bowl-Last Extraction Eff. 0.9051

Cur. Bowl-UEEP Eff.	0.8493
Cur. Bowl-ELEP at 1.5 inHg Eff.	0.8815
Cur. Bowl-ELEP Eff.	0.8863
Current ELEP	2351.1 kJ/kg
Current UEEP	2382.7 kJ/kg
Current Inlet S.V.	0.1748 m ³ /kg
Current Bowl Pressure	15.19 bar

Data for Stage Groups:

Group Stage 1 eff.	0.9051
Group Stage 5 eff.	0.7913
Group Stage 1 Current PR	0.1843
Group Stage 5 Current PR	0.0437318
There are 8 Stages in Group 1	
There are 14 Stages in Group 5	
Design Stage PR, Group 1	0.8095
Design Stage PR, Group 5	0.7997
Group 1 Stage Critical PR	0.1007
Group 5 Stage Critical PR	0.0237569
Group Stage 1 Flow Coeff.	36700
Group Stage 5 Flow Coeff.	127397
Design Group 1 Enthalpy Corr.	1.01986
Design Group 5 Enthalpy Corr.	1.0
Spencer Cotton Cannon Extr 4 Enthalpy	2765.4 kJ/kg
SCC Extr. 4 Enth. Corr.	1.0

Equipment ID: ST3 Type: ST Description: Steam Turbine

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Steam Inlet	278.543	540.57	88.00	3488.6	1.0
Main Outlet	278.543	456.49	45.00	3338.2	1.0

Current Values: -----

Net ST Section Power	11633 kW
Shaft/Gearbox Losses	0.0 kW
Current Gross Section Pwr	11633 kW
Current Overall Efficiency	0.6812
Exergetic Efficiency	0.9827

Main Inputs: -----

Design Efficiency Method	Spencer Cotton Cannon
Design Press. Method	Inlet Pressure Set Upstream

Configuration Inputs: -----

Rotational Speed	3600
Default Stage Press. Ratio	0.8000
Shaft/Gearbox Loss Frac.	0.0
Design Blade Flow Angle	15.00
Design Reaction	0.0

Off Design Run Information: -----

Component was run in design mode

ST inlet: -----

No. of Control Valves	2
Control Valve DP	0.02
No. of Stages in Gov. Row	2
Gov. Stage Exit Pressure	60.00 bar
Use Mean-of-Valve Loops	No
Current Control Valve Set.	1.0
Valve Constant (Kv)	97508
Throttle Flow Ratio	1.0

ST exit: -----

No. of Flow Ends	1
Exhaust Annulus Area	5.1654 m ²

Current Annulus Velocity	0.0	m/sec
Volumetric Flow at ELEP	0.0	m ³ /sec
Volumetric Flow at ELEP per Flow End	0.0	m ³ /sec
Quality at ELEP	0.0	
Exhaust Volumetric Flow	5.52944	m ³ /sec
Exhaust Volumetric Flow per Flow End	5.52944	m ³ /sec

Miscellaneous Values: -----

Min. Allowed Exit Quality	0.8500
Max. Allowed Inlet Temp.	565.56 C
Performance Factor	1.0

Internal Values: -----

Equipment ID: ST3 Type: ST Description: Steam Turbine

Current Overall Efficiency	0.6812
Cur. Bowl-Last Extraction Eff.	0.6812
Cur. Bowl-ELEP Eff.	0.6812
Current Inlet S.V.	0.040179 m ³ /kg
Current Bowl Pressure	86.24 bar

Data for Stage Groups:

Group Stage 1 eff.	0.6812
Group Stage 1 Current PR	0.5218
There are 3 Stages in Group 1	
Design Stage PR, Group 1	0.8051
Group 1 Stage Critical PR	0.3050
Group Stage 1 Flow Coeff.	14811
Design Group 1 Enthalpy Corr.	1.0

Equipment ID: ST4 Type: ST Description: Steam Turbine

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Steam Inlet	278.543	540.57	88.00	3488.6	1.0
Main Outlet	278.543	452.35	46.50	3326.6	1.0

Current Values: -----

Net ST Section Power	12531 kW
Shaft/Gearbox Losses	0.0 kW
Current Gross Section Pwr	12531 kW
Current Overall Efficiency	0.7688
Exergetic Efficiency	0.9881

Main Inputs: -----

Design Efficiency Method	Spencer Cotton Cannon
Design Press. Method	Inlet Pressure Set Upstream

Configuration Inputs: -----

Rotational Speed	3600
Default Stage Press. Ratio	0.8000
Shaft/Gearbox Loss Frac.	0.0
Design Blade Flow Angle	15.00
Design Reaction	0.0

Off Design Run Information: -----

Component was run in design mode

ST inlet: -----

No. of Control Valves	2
Control Valve DP	0.02
No. of Stages in Gov. Row	1
Pitch Dia. of Gov. Stage	965.20 mm
Use Mean-of-Valve Loops	No
Current Control Valve Set.	1.0
Valve Constant (Kv)	97508

Throttle Flow Ratio 1.0

ST exit: -----
No. of Flow Ends 1
Exhaust Annulus Area 5.1654 m²
Current Annulus Velocity 0.0 m/sec
Volumetric Flow at ELEP 0.0 m³/sec
Volumetric Flow at ELEP per Flow End 0.0 m³/sec
Quality at ELEP 0.0
Exhaust Volumetric Flow 5.30614 m³/sec
Exhaust Volumetric Flow per Flow End 5.30614 m³/sec

Miscellaneous Values: -----
Min. Allowed Exit Quality 0.8500
Max. Allowed Inlet Temp. 565.56 C
Performance Factor 1.0

Internal Values: -----

Equipment ID: ST4 Type: ST Description: Steam Turbine

Current Overall Efficiency 0.7688
Cur. Bowl-Last Extraction Eff. 0.7688
Cur. Bowl-ELEP Eff. 0.7688
Current Inlet S.V. 0.040179 m³/kg
Current Bowl Pressure 86.24 bar

Data for Stage Groups:
Group Stage 1 eff. 0.7688
Group Stage 1 Current PR 0.5392
There are 3 Stages in Group 1
Design Stage PR, Group 1 0.8139
Group 1 Stage Critical PR 0.3178
Group Stage 1 Flow Coeff. 14878
Design Group 1 Enthalpy Corr. 1.0

Equipment ID: ST5 Type: ST Description: Steam Turbine

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Steam Inlet	185.081	452.35	46.50	3326.6	1.0
Main Outlet	185.081	324.00	16.50	3087.2	1.0

Current Values: -----
Net ST Section Power 12306 kW
Shaft/Gearbox Losses 0.0 kW
Current Gross Section Pwr 12306 kW
Current Overall Efficiency 0.8109
Exergetic Efficiency 0.9813

Main Inputs: -----
Design Efficiency Method Spencer Cotton Cannon
Design Press. Method Inlet Pressure Set Upstream

Configuration Inputs: -----
Rotational Speed 3600
Default Stage Press. Ratio 0.8000
Shaft/Gearbox Loss Frac. 0.0
Design Blade Flow Angle 15.00
Design Reaction 0.0

Off Design Run Information: -----
Component was run in design mode

ST inlet: -----
No. of Control Valves 2
Control Valve DP 0.02

No. of Stages in Gov. Row	1
Pitch Dia. of Gov. Stage	965.20 mm
Use Mean-of-Valve Loops	No
Current Control Valve Set.	1.0
Valve Constant (Kv)	116445
Throttle Flow Ratio	1.0

ST exit: -----

No. of Flow Ends	1
Exhaust Annulus Area	5.1654 m ²
Current Annulus Velocity	0.0 m/sec
Volumetric Flow at ELEP	0.0 m ³ /sec
Volumetric Flow at ELEP per Flow End	0.0 m ³ /sec
Quality at ELEP	0.0
Exhaust Volumetric Flow	8.28731 m ³ /sec
Exhaust Volumetric Flow per Flow End	8.28731 m ³ /sec

Miscellaneous Values: -----

Min. Allowed Exit Quality	0.8500
Max. Allowed Inlet Temp.	565.56 C
Performance Factor	1.0

Internal Values: -----

Equipment ID: ST5 Type: ST Description: Steam Turbine

Current Overall Efficiency	0.8109
Cur. Bowl-Last Extraction Eff.	0.8109
Cur. Bowl-ELEP Eff.	0.8109
Current Inlet S.V.	0.0685787 m ³ /kg
Current Bowl Pressure	45.57 bar

Data for Stage Groups:

Group Stage 1 eff.	0.8109
Group Stage 1 Current PR	0.3621
There are 5 Stages in Group 1	
Design Stage PR, Group 1	0.8161
Group 1 Stage Critical PR	0.2029
Group Stage 1 Flow Coeff.	17151
Design Group 1 Enthalpy Corr.	1.0

Equipment ID: ST6 Type: ST Description: Steam Turbine

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Steam Inlet	145.526	324.00	16.50	3087.2	1.0
Main Outlet	111.426	41.55	0.08	2308.6	0.8881
Fourth Extraction	34.100	147.76	2.8	2757.8	1.0

Current Values: -----

Net ST Section Power	27223 kW
Shaft/Gearbox Losses	0.0 kW
Current Gross Section Pwr	27223 kW
Current Overall Efficiency	0.8563
Exergetic Efficiency	0.9166

Main Inputs: -----

Design Efficiency Method	Spencer Cotton Cannon
Expansion Efficiency Definition	Bowl to UEEP
Design Press. Method	Inlet Pressure Set Upstream

Configuration Inputs: -----

Rotational Speed	3600
Default Stage Press. Ratio	0.8000
Shaft/Gearbox Loss Frac.	0.0
Design Blade Flow Angle	15.00
Design Reaction	0.0

Off Design Run Information: -----
 Component was run in design mode

ST inlet: -----
 No. of Control Valves 1
 Control Valve DP 0.01
 Current Control Valve Set. 1.0
 Valve Constant (Kv) 333258
 Throttle Flow Ratio 1.0

ST exit: -----
 No. of Flow Ends 1
 Exhaust Annulus Area 5.1654 m²
 Current Annulus Velocity 95.44 m/sec
 Volumetric Flow at ELEP 492.97 m³/sec
 Volumetric Flow at ELEP per Flow End 492.97 m³/sec
 Quality at ELEP 0.8799
 Exhaust Volumetric Flow 497.61 m³/sec
 Exhaust Volumetric Flow per Flow End 497.61 m³/sec
 Exhaust-Loss Calc. Meth. Westinghouse Exhaust Loss Curves
 Last Stage Bucket LenTgh 762.00 mm
 Exhaust Loss 19.87 kJ/kg

Miscellaneous Values: -----
 Min. Allowed Exit Quality 0.8500
 Max. Allowed Inlet Temp. 565.56 C
 Performance Factor 1.0

Equipment ID: ST6 Type: ST Description: Steam Turbine

Internal Values: -----
 Current Overall Efficiency 0.8563
 Cur. Bowl-Last Extraction Eff. 0.8548
 Cur. Bowl-UEEP Eff. 0.8576
 Cur. Bowl-ELEP at 1.5 inHg Eff. 0.8774
 Cur. Bowl-ELEP Eff. 0.8795
 Current ELEP 2288.7 kJ/kg
 Current UEEP 2308.6 kJ/kg
 Current Inlet S.V. 0.1612 m³/kg
 Current Bowl Pressure 16.34 bar

Data for Stage Groups:
 Group Stage 1 eff. 0.8548
 Group Stage 5 eff. 0.8389
 Group Stage 1 Current PR 0.1714
 Group Stage 5 Current PR 0.0285714
 There are 8 Stages in Group 1
 There are 16 Stages in Group 5
 Design Stage PR, Group 1 0.8021
 Design Stage PR, Group 5 0.8007
 Group 1 Stage Critical PR 0.0934923
 Group 5 Stage Critical PR 0.0156714
 Group Stage 1 Flow Coeff. 33788
 Group Stage 5 Flow Coeff. 126908
 Design Group 1 Enthalpy Corr. 0.9829
 Design Group 5 Enthalpy Corr. 1.0
 Spencer Cotton Cannon Extr 4 Enthalpy 2757.8 kJ/kg
 SCC Extr. 4 Enth. Corr. 1.0

Equipment ID: TMX1 Type: TMIX Description: Temperature Control Mixer

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Main Inlet	186.924	453.98	45.00	3332.4	1.0
Outlet	189.000	440.00	44.00	3301.4	1.0
Control Inlet	2.0758	118.24	110.00	505.01	0.0

Main Inputs: -----	
Temp. Control Method	Outlet Temperature
Desired Outlet Temperature	440.00 C
Temperature	440.00 C
Press. Control Method	Outlet Pressure
Desired Outlet Pressure	44.00 bar
Pressure	44.00 bar

Demand Flow Control:	-----
Demand-Flow Control Flag	Yes
Desired Outlet Flow	189.00 tonm/hr

```
Current Values: -----
Temperature Change                -13.98 C
Degrees of Superheat              183.94 C
Pressure Drop                     0.0222222
Exergetic Efficiency (beta!)     0.9991
-----
```

Equipment ID: TMX2 Type: TMIX Description: Temperature Control Mixer

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Main Inlet	79.110	327.82	15.50	3098.0	1.0
Outlet	84.000	260.00	15.00	2947.0	1.0
Control Inlet	4.8900	118.24	110.00	505.01	0.0

Main Inputs: -----	
Temp. Control Method	Outlet Temperature
Desired Outlet Temperature	260.00 C
Temperature	260.00 C
Press. Control Method	Outlet Pressure
Desired Outlet Pressure	15.00 bar
Pressure	15.00 bar

Demand Flow Control:	-----
Demand-Flow Control Flag	Yes
Desired Outlet Flow	84.00 tonm/hr

```
Current Values: -----
Temperature Change          -67.82  C
Degrees of Superheat        61.71  C
Pressure Drop               0.0322582
Exergetic Efficiency (beta!) 1.01125
```

Equipment ID: V1 Type: PIPVLV Description: Valve

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	557.086	541.50	90.25	3488.6	1.0
Outlet	557.086	540.57	88.00	3488.6	1.0

```

Main Inputs: -----
Press. Control Method
Desired Exit Pressure          Specified Outlet Pressure (Valve
                                88.00 bar

```

Pressure

88.00 bar

Temp. Control Method

No Enthalpy change

Current Values: -----

Pressure Drop

0.0249308

Temperature Drop

0.9284 C

Heat Transfer

0.0 kJ/sec

Current Specific Volume

0.0391689 m³/kg

Current Absolute DP

-2.25 bar

Equipment ID: VENT Type: SINK Description: Sink

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	0.2520	116.94	1.8	2701.4	1.0

Heat Rate Adjustment: -----

Flow does not affect adjusted heat rate calculations

Com Torres de Resfriamento

1 of 78

Model: CS14-0 Case: CS14-0

10/08/2001

Model ID
Case ID CS14-0
Case Description DESIGN CASE
Date & Time of Last Run 03/14/01 10:45
Execution Status Converged

Power: -----

	Shaft Power	Generator Output	Net Power
Steam Cycle	107383 kW	105236 kW	100259 kW
Gas Turbine	0.0 MW		0.0 MW
Plant Total			100.26 MW

Losses: -----

	Generator Losses	Aux & BOP Losses
Steam Cycle	2147.7 kW	4976.3 kW
Gas Turbine	0.0 kW	0.0 kW

LHV Energy Input: -----

Total LHV Fuel Cons.	178110 kJ/sec
Fuel Cons. in Duct Burners	-527.49 kJ/sec

Efficiency: -----

	LHV Efficiency	LHV Heat Rate
Gas Turbine	0.0	
Net Cycle	56.29	6395.4 kJ/kW-hr
Adjusted	56.29	6395.4 kJ/kW-hr

Credits Applied for Adjusted Eff. & HR: -----

	Equivalent Power	Equivalent Fuel
Credit	0.0 kW	0.0 kJ/sec

Ambient Conditions: -----

	Dry Bulb	Wet Bulb	Dew Point
Temperature	28.00 C	27.00 C	26.69 C
	Absolute Pressure	Equivalent Altitude	
Pressure	1.01325 bar	0.0 m	
	Relative Humidity	Water Mole Fraction in Air	
Humidity	0.9260	0.0345122	

User-Defined Variables: -----

Index	Description	Value
0	WC steam turbine gen. output	52618
1	AC steam turbine gen output	52618

BOP Calculations and Losses Settings: -----

Ignore Comp. Power Requ.	No
ST Generator Efficiency	0.9800
BOP Loss as ST Pwr Frac.	0.0
BOP Loss as Fixed Value	0.0 kW

User Settings: -----

2 of 78

Model: CS14-0 Case: CS14-0

10/08/2001

Steam Property Method Tabular data based on Keenan and
Gas Property Method Chemical Eng. Correlations
Turn All Macros Off Flag No
Use Perf. Factors Flag No

Program Data: -----

Case Design Mode	0
Execution Status	Converged
Iterations Used	3
Final Iteration Residual	0.000680183
System Tolerance	0.005

Property Calcs. Tolerance	0.0005
Final Iteration Errors	0
Final Iteration Warnings	0
No. of Active Macros Used	2
Max. Macro Residual	0.000492179
Execution Time	00:00:04

3 of 78

Model: CS14-0 Case: CS14-0

10/08/2001

Equipment/Ports	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
AIRSPL [SPLITR]: Flow Splitter					
Inlet	247.541	339.35	1.02581	337.85	0.0
Primary Outlet	86.723	339.35	1.02581	337.85	0.0
Tertiary Outlet	160.818	339.35	1.02581	337.85	0.0
BFPUMP [PUMP]: Boiler Feedwater Pump					
Inlet	579.846	116.94	1.8	490.44	0.0
Control Valve Outlet	579.846	118.24	110.00	505.01	0.0
CND1 [CONDSR]: Condenser					
Main Steam Inlet	113.628	43.80	0.09	2324.6	0.8929
Main Exit	139.379	43.80	0.09	183.20	0.0
Cooling Water Inlet	7418.80	31.02	4	130.14	0.0
Cooling Water Exit	7418.80	39.06	4	163.75	0.0
Aux Steam Inlet	25.752	99.64	1.0	417.29	0.0
CND2 [CONDSR]: Condenser					
Main Steam Inlet	113.628	43.80	0.09	2324.6	0.8929
Main Exit	139.379	43.80	0.09	183.20	0.0
Cooling Water Inlet	7494.40	31.02	4	130.15	0.0
Cooling Water Exit	7494.40	38.97	4	163.42	0.0
Aux Steam Inlet	25.752	99.64	1.0	417.29	0.0
CSH [SPHT]: Superheater					
Gas Inlet	464.348	763.00	1.02366	834.34	0.0
Gas Outlet	464.348	631.77	1.01342	675.68	0.0
Steam Inlet	190.559	310.99	100.00	2723.1	1.0
Steam Outlet	190.559	400.00	95.00	3109.7	1.0
CT1 [CTOWER]: Cooling Tower					
Water Inlet	7418.80	39.06	4	163.75	0.0
Water Outlet	7418.80	31.00	1.01325	129.78	0.0
Makeup	112.423	29.00	1.0342	121.40	0.0
Blowdown	20.693	31.00	1.01325	129.78	0.0
Gas Inlet	7576.16	28.00	1.01325	12.69	0.9260
Gas Outlet	7660.47	33.92	1.01119	18.92	0.9800
Cooling Zone Water O	7327.07	31.03	1.01325	129.91	0.0
Evaporation Loss	84.312	33.92	0.0518391	2563.8	1.0
Drift Loss	7.4114	39.12	1.01325	163.75	0.0
CT2 [CTOWER]: Cooling Tower					
Water Inlet	7494.40	38.97	4	163.42	0.0
Water Outlet	7494.40	31.00	1.01325	129.78	0.0
Makeup	112.434	29.00	1.0342	121.40	0.0
Blowdown	20.620	31.00	1.01325	129.78	0.0
Gas Inlet	7653.36	28.00	1.01325	12.69	0.9260
Gas Outlet	7737.68	33.86	1.01119	18.86	0.9800
Cooling Zone Water O	7402.59	31.03	1.01325	129.91	0.0
Evaporation Loss	84.320	33.86	0.0516728	2563.7	1.0
Drift Loss	7.4869	39.04	1.01325	163.42	0.0
DEAR2 [DEAER]: Deaerator					

4 of 78

Model: CS14-0 Case: CS14-0

10/08/2001

Main Steam Inlet	27.868	152.86	2.8	2768.7	1.0
Main BFW Inlet	552.077	89.64	2.2	376.44	0.0
Main BFW Outlet	579.846	116.94	1.8	490.44	0.0
Aux Steam Inlet	0.0000	206.94	5	2870.4	1.0
Vent Steam Outlet	0.2520	116.94	1.8	2701.4	1.0
ECONOR [ECON]: Economizer					
Gas Inlet	464.348	631.77	1.01342	675.68	0.0
Gas Outlet	464.348	340.81	1.01241	341.45	0.0
Water Inlet	190.525	118.24	110.00	505.01	0.0
Water Outlet	190.525	294.24	104.50	1319.7	0.0
EXHAUT [EXH]: Exhaust Stack from CRC					
Inlet	464.348	185.00	1.01241	173.40	0.0
FBOILR [FBOILR]: Fossil Boiler					
Primary Air Inlet	86.723	339.35	1.02581	337.85	0.0
Secondary Air Inlet	160.818	339.35	1.02581	337.85	0.0
Flue Gas Outlet	464.348	763.00	1.02366	834.34	0.0
Evaporator Inlet	960.797	310.64	105.00	1408.7	0.0
Evaporator Outlet	960.797	314.60	105.00	1686.2	0.2000
Superheater Inlet	190.559	400.00	95.00	3109.7	1.0
Superheater Outlet	190.559	541.00	90.25	3487.3	1.0
Fuel Gas Inlet	216.807	24.00	4	8.75885	3.68145
FWH1 [FWH]: Feed Water Heater					
Extraction Inlet	51.478	99.64	1.0	2602.1	0.9676
Drain Outlet	51.503	99.64	1.0	417.29	0.0
BFW Inlet	552.077	41.22	2.2	172.67	0.0
BFW Outlet	552.077	89.64	2.2	376.44	0.0
FWH2 [FWH]: Feed Water Heater					
Extraction Inlet	0.0000	206.94	5	2870.4	1.0
Drain Outlet	0.0000	206.94	5	2870.4	1.0
BFW Inlet	571.757	118.24	110.00	505.01	0.0
BFW Outlet	571.757	118.24	110.00	505.01	0.0
HPDRUM [DRUM]: Drum					
Primary Return	960.797	314.60	105.00	1686.2	0.2000
Main Water Outlet	960.797	310.99	100.00	1407.8	0.0
Main BFW Inlet	190.525	294.24	104.50	1319.7	0.0
Main Steam Outlet	190.559	310.99	100.00	2723.1	1.0
LUVO [HEATX]: Heat Exchanger					
Hot Inlet	464.348	340.81	1.01241	341.45	0.0
Hot Outlet	464.348	185.00	1.01241	173.40	0.0
Cold Inlet	247.541	37.78	1.02581	22.66	0.0
Cold Outlet	247.541	339.35	1.02581	337.85	0.0
M1 [MIXER]: Mixer					
Primary Inlet	381.007	541.00	90.25	3487.3	1.0
Outlet	571.566	541.00	90.25	3487.3	1.0
Tertiary Inlet	190.559	541.00	90.25	3487.3	1.0
M2 [MIXER]: Flow Mixer					

5 of 78

Model: CS14-0 Case: CS14-0

10/08/2001

Primary Inlet	309.379	44.47	2.2	186.25	0.0
Outlet	552.077	41.22	2.2	172.67	0.0
Secondary Inlet	103.318	28.00	2.2	117.33	0.0
Tertiary Inlet	139.379	43.82	2.2	183.54	0.0
M3 [MIXER]: Mixer					
Primary Inlet	93.133	458.87	46.00	3342.4	1.0
Outlet	186.266	458.87	46.00	3342.4	1.0
Tertiary Inlet	93.133	458.87	46.00	3342.4	1.0
M4 [MIXER]: Mixer					

Primary Inlet	215.333	24.00	4	8.62899	4
Outlet	216.807	24.00	4	8.75885	3.68145
Secondary Inlet	1.4733	24.00	4	27.74	3.677
Tertiary Inlet	0.0000	24.00	4	18.63	3.8813
M5 [MIXER]: Mixer					
Primary Inlet	170.000	45.00	2.2	188.47	0.0
Outlet	309.379	44.47	2.2	186.25	0.0
Tertiary Inlet	139.379	43.82	2.2	183.54	0.0
M6 [MIXER]: Mixer					
Primary Inlet	13.934	152.86	2.8	2768.7	1.0
Outlet	27.868	152.86	2.8	2768.7	1.0
Tertiary Inlet	13.934	152.86	2.8	2768.7	1.0
M7 [MIXER]: Mixer					
Primary Inlet	25.739	99.64	1.0	2602.1	0.9676
Outlet	51.478	99.64	1.0	2602.1	0.9676
Tertiary Inlet	25.739	99.64	1.0	2602.1	0.9676
M8 [MIXER]: Mixer					
Primary Inlet	39.323	334.53	17.00	3109.3	1.0
Outlet	78.645	334.53	17.00	3109.3	1.0
Tertiary Inlet	39.323	334.53	17.00	3109.3	1.0
M9 [MIXER]: Mixer					
Primary Inlet	0.0000	206.94	5	2870.4	1.0
Outlet	0.0000	206.94	5	2870.4	1.0
Tertiary Inlet	0.0000	206.94	5	2870.4	1.0
MKUP [MAKEUP]: Makeup Block for Feedwater					
Outlet	103.318	28.00	2.2	117.33	0.0
PRIMA [GAS]: Gas Source					
Outlet	247.541	37.78	1.02581	22.66	0.0
PUMP1 [PUMP]: Pump					
Inlet	7418.80	31.00	1.01325	129.78	0.0
Control Valve Outlet	7418.80	31.02	4	130.14	0.0
PUMP2 [PUMP]: Pump					
Inlet	139.379	43.80	0.09	183.20	0.0
Control Valve Outlet	139.379	43.82	2.2	183.54	0.0
6 of 78					
Model: CS14-0 Case: CS14-0				10/08/2001	
PUMP3 [PUMP]: Pump					
Inlet	139.379	43.80	0.09	183.20	0.0
Control Valve Outlet	139.379	43.82	2.2	183.54	0.0
PUMP4 [PUMP]: Pump					
Inlet	7494.40	31.00	1.01325	129.78	0.0
Control Valve Outlet	7494.40	31.02	4	130.15	0.0
RCYPMP [PUMP]: Pump					
Inlet	960.797	310.99	100.00	1407.8	0.0
Control Valve Outlet	960.797	310.64	105.00	1408.7	0.0
S22 [SOURCE]: Source					
Outlet	381.007	541.00	90.25	3487.3	1.0
S26 [SINK]: Sink					
Inlet	381.051	118.24	110.00	505.01	0.0
S39 [GAS]: Air or Fuel Source					
Outlet	215.333	24.00	4	8.62899	4
S42 [GAS]: Air or Fuel Source					
Outlet	1.4733	24.00	4	27.74	3.677

S43 [GAS]:	Air or Fuel Source					
Outlet	0.0000	24.00	4	18.63	3.8813	
S54 [SOURCE]:	Source					
Outlet	170.000	45.00	2.2	188.47	0.0	
S58 [SINK]:	Sink					
Inlet	189.000	440.00	44.00	3301.4	1.0	
S60 [SINK]:	Sink					
Inlet	84.000	260.00	16.00	2943.3	1.0	
SP1 [SPLITER]:	Splitter					
Inlet	285.756	458.87	46.00	3342.4	1.0	
Primary Outlet	192.622	458.87	46.00	3342.4	1.0	
Tertiary Outlet	93.133	458.87	46.00	3342.4	1.0	
SP2 [SPLITER]:	Splitter					
Inlet	192.622	334.53	17.00	3109.3	1.0	
Primary Outlet	153.300	334.53	17.00	3109.3	1.0	
Tertiary Outlet	39.323	334.53	17.00	3109.3	1.0	
SP3 [SPLITER]:	Splitter					
Inlet	571.757	118.24	110.00	505.01	0.0	
Primary Outlet	190.525	118.24	110.00	505.01	0.0	
Tertiary Outlet	381.051	118.24	110.00	505.01	0.0	
SP4 [SPLITER]:	Splitter					
Inlet	571.566	540.07	88.00	3487.3	1.0	
Primary Outlet	285.756	540.07	88.00	3487.3	1.0	
Tertiary Outlet	285.756	540.07	88.00	3487.3	1.0	

7 of 78

Model: CS14-0 Case: CS14-0

10/08/2001

SP5 [SPLITER]:	Splitter					
Inlet	285.756	458.87	46.00	3342.4	1.0	
Primary Outlet	192.622	458.87	46.00	3342.4	1.0	
Tertiary Outlet	93.133	458.87	46.00	3342.4	1.0	
SP6 [SPLITER]:	Splitter					
Inlet	192.622	334.53	17.00	3109.3	1.0	
Primary Outlet	153.300	334.53	17.00	3109.3	1.0	
Secondary Outlet	39.323	334.53	17.00	3109.3	1.0	
SP7 [SPLITER]:	Splitter					
Inlet	51.503	99.64	1.0	417.29	0.0	
Primary Outlet	25.752	99.64	1.0	417.29	0.0	
Tertiary Outlet	25.752	99.64	1.0	417.29	0.0	
SP8 [SPLITER]:	Splitter					
Inlet	8.0883	118.24	110.00	505.01	0.0	
Primary Outlet	2.7337	118.24	110.00	505.01	0.0	
Tertiary Outlet	5.3549	118.24	110.00	505.01	0.0	
SP9 [SPLITER]:	Splitter					
Inlet	579.846	118.24	110.00	505.01	0.0	
Primary Outlet	8.0883	118.24	110.00	505.01	0.0	
Tertiary Outlet	571.757	118.24	110.00	505.01	0.0	
ST1 [ST]:	Steam Turbine					
Steam Inlet	192.622	458.87	46.00	3342.4	1.0	
Main Outlet	192.622	334.53	17.00	3109.3	1.0	
ST2 [ST]:	Steam Turbine					
Steam Inlet	153.300	334.53	17.00	3109.3	1.0	
Main Outlet	113.628	43.80	0.09	2324.6	0.8929	
Second Extraction	0.0000	206.94	5	2870.4	1.0	
Third Extraction	13.934	152.86	2.8	2768.7	1.0	
Fourth Extraction	25.739	99.64	1.0	2602.1	0.9676	

ST3 [ST]: Steam Turbine					
Steam Inlet	285.756	540.07	88.00	3487.3	1.0
Main Outlet	285.756	458.87	46.00	3342.4	1.0
ST4 [ST]: Steam Turbine					
Steam Inlet	285.756	540.07	88.00	3487.3	1.0
Main Outlet	285.756	458.87	46.00	3342.4	1.0
ST5 [ST]: Steam Turbine					
Steam Inlet	192.622	458.87	46.00	3342.4	1.0
Main Outlet	192.622	334.53	17.00	3109.3	1.0
ST6 [ST]: Steam Turbine					
Steam Inlet	153.300	334.53	17.00	3109.3	1.0
Main Outlet	113.628	43.80	0.09	2324.6	0.8929
Second Extraction	0.0000	206.94	5	2870.4	1.0
Third Extraction	13.934	152.86	2.8	2768.7	1.0
Fourth Extraction	25.739	99.64	1.0	2602.1	0.9676

8 of 78

Model: CS14-0 Case: CS14-0

10/08/2001

TMX1 [TMIX]: Temperature Control Mixer					
Main Inlet	186.266	458.87	46.00	3342.4	1.0
Outlet	189.000	440.00	44.00	3301.4	1.0
Control Inlet	2.7337	118.24	110.00	505.01	0.0
TMX2 [TMIX]: Temperature Control Mixer					
Main Inlet	78.645	334.53	17.00	3109.3	1.0
Outlet	84.000	260.00	16.00	2943.3	1.0
Control Inlet	5.3549	118.24	110.00	505.01	0.0
V1 [PIPVLV]: Valve					
Inlet	571.566	541.00	90.25	3487.3	1.0
Outlet	571.566	540.07	88.00	3487.3	1.0
VENT [SINK]: Sink					
Inlet	0.2520	116.94	1.8	2701.4	1.0

9 of 78

Model: CS14-0 Case: CS14-0

10/08/2001

Equipment ID: AIRSPL Type: SPLITER Description: Flow Splitter

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	247.541	339.35	1.02581	337.85	0.0
Primary Outlet	86.723	339.35	1.02581	337.85	0.0
Tertiary Outlet	160.818	339.35	1.02581	337.85	0.0

Main Inputs: -----

Stream ID at Primary Port	S13
Primary Port Control Method	downstream flow control
Stream ID at Tertiary Port	S14
Tertiary Port Control Method	downstream flow control

Current Values: -----

Primary Port Des. Frac.	0.3503
Second. Port Des. Frac.	0.0
Tertiary Port Des. Frac.	0.6497

Inlet Gas Composition-----			
Nitrogen	0.7559	Oxygen	0.2028
Carbon Dioxide	0.00031948	H2O	0.0318792
Hydro Carbons	0.0	Argon	0.00903257
Hydrogen	0.0	Carbon Monoxide	0.0
Sulfur Dioxide	0.0	Hydrogen Sulfide	0.0
Carbonyl Sulfide	0.0		
H/C Ratio	0.0	Molecular Weight	28.62

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 10 of 78
10/08/2001

Equipment ID: BFPUMP Type: PUMP Description: Boiler Feedwater Pump

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	579.846	116.94	1.8	490.44	0.0
Control Valve Outlet	579.846	118.24	110.00	505.01	0.0

Main Inputs: -----
Control Method Flag Fixed Control Valve Outlet Press
Desired Control Valve Outlet Pressure 110.00 bar
Pressure 110.00 bar

Pump Exit Pressure Method Flag Pump Exit Pressure
Desired Pump Exit Pressure 112.00 bar
Calculated Pump Exit Pressure 112.00 bar

Pump power included in Balance of Plant losses

Current Values: -----
Isentropic Efficiency 0.8000
Calculated Pressure Ratio 61.11
Desired Pump Exit Pressure 112.00 bar
Recirculation Rate 0.0
Pump Work -2346.8 kW
Shaft Losses 0.0 kW
Motor/Gearbox Loss Fraction 0.0
Inlet Specific Volume 0.00105768 m³/kg
Exergetic Efficiency (beta!) -0.7593

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 11 of 78
10/08/2001

Equipment ID: CND1 Type: CONDSR Description: Condenser

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Main Steam Inlet	113.628	43.80	0.09	2324.6	0.8929
Main Exit	139.379	43.80	0.09	183.20	0.0
Cooling Water Inlet	7418.80	31.02	4	130.14	0.0
Cooling Water Exit	7418.80	39.06	4	163.75	0.0
Aux Steam Inlet	25.752	99.64	1.0	417.29	0.0

Main Inputs: -----
Condenser Modelling Method Desired Exit Pressure
Desired Exit Pressure 0.09 bar
Pressure 0.09 bar

CW Method Flag
Desired CW Temp. Rise
Fixed CW Temp. Rise

Fixed Cooling Water T Rise
8 C
8 C

Current Values: -----
Surface Area 2997.1 m²
Calculated Effectiveness 0.6286
Calculated Duty 69263 kJ/sec
Fixed CW Temp. Rise 8 C
Exergetic Efficiency (beta!) 0.0
Exit Subcooling 0.0 C
Steam Inlet DP 0.0
Calculated NTU 0.9906
Overall Heat Trans. Coeff. 2.85 kJ/sec-m²-K

Miscellaneous Methods: -----
Design HTC Calculation Method User Input Values for U
HEI Tube OD 25.40 mm
HEI Velocity Inside Tube 2.1336 m/sec
Design HEI C3 Constant 0.6900

Off Design Run Information: -----
Component was run in design mode

Miscellaneous Values: -----
Min. Allowed Press. 0.017237 bar
Max. Allowed Press. 1.7237 bar
Heat Transf. Perf. Factor 1.0
Fouling Factor 0.0 m²-K-sec/kJ
HEI Cleanliness Factor 0.8500
Fraction of Tubes Blocked 0.0
HEI C2 Const. 1.0672

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 12 of 78
10/08/2001

Equipment ID: CND2 Type: CONDSR Description: Condenser

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Main Steam Inlet	113.628	43.80	0.09	2324.6	0.8929
Main Exit	139.379	43.80	0.09	183.20	0.0
Cooling Water Inlet	7494.40	31.02	4	130.15	0.0
Cooling Water Exit	7494.40	38.97	4	163.42	0.0
Aux Steam Inlet	25.752	99.64	1.0	417.29	0.0

Main Inputs: -----
Condenser Modelling Method
Desired Exit Pressure 0.09 bar
Pressure 0.09 bar
CW Method Flag
Desired CW Temp. Rise Fixed Cooling Water T Rise
Fixed CW Temp. Rise 8 C
8 C

Current Values: -----
Surface Area 2976.1 m²
Calculated Effectiveness 0.6223
Calculated Duty 69263 kJ/sec
Fixed CW Temp. Rise 8 C
Exergetic Efficiency (beta!) 0.0
Exit Subcooling 0.0 C
Steam Inlet DP 0.0

Calculated NTU 0.9737
 Overall Heat Trans. Coeff. 2.85 kJ/sec-m²-K

Miscellaneous Methods: -----
 Design HTC Calculation Method User Input Values for U
 HEI Tube OD 25.40 mm
 HEI Velocity Inside Tube 2.1336 m/sec
 Design HEI C3 Constant 0.6900

Off Design Run Information: -----
 Component was run in design mode

Miscellaneous Values: -----
 Min. Allowed Press. 0.017237 bar
 Max. Allowed Press. 1.7237 bar
 Heat Transf. Perf. Factor 1.0
 Fouling Factor 0.0 m²-K-sec/kJ
 HEI Cleanliness Factor 0.8500
 Fraction of Tubes Blocked 0.0
 HEI C2 Const. 1.0672

GateCycle Report - Case Report
 Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 13 of 78
 10/08/2001

Equipment ID: CSH Type: SPHT Description: Superheater

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Gas Inlet	464.348	763.00	1.02366	834.34	0.0
Gas Outlet	464.348	631.77	1.01342	675.68	0.0
Steam Inlet	190.559	310.99	100.00	2723.1	1.0
Steam Outlet	190.559	400.00	95.00	3109.7	1.0

Main Inputs: -----
 Superheater Method Flag Steam Outlet Temperature
 Desired Steam Outlet Temperature 400.00 C
 Temperature 400.00 C

Current Values: -----
 Surface Area 1393.2 m²
 Calculated Effectiveness 0.3018
 Calc. Approach Temperature (Hot In - Cold Ou 363.00 C
 Calculated Degrees of Superheat 92.76 C
 Radiant Convective Losses 0.0 kJ/sec
 Calculated Duty 20465 kJ/sec
 Calculated NTU 0.4058
 Overall Heat Transfer Coeff. 0.0454263 kJ/sec-m²-K
 Exergetic Efficiency (beta!) 0.9679
 Hot side pressure loss 0.01
 Cold side pressure loss 0.05
 Energy loss fraction 0.0
 Fouling factor 0.0 m²-K-sec/kJ
 Design Steam Inlet S.V. 0.0180014 m³/kg

Off Design Run Information: -----
 Component was run in design mode

Miscellaneous Values: -----
 Design UA Method Specify HT Coeff
 Overall Heat Transfer Coeff. 0.0454263 kJ/sec-m²-K

Cp Calculational Method Integrated
 Number of HTX Passes 4
 Heat Transfer Coefficient Performance Factor 0.0

Hot Side Pressure Loss Performance Factor 0.0
Cold Side Pressure Loss Performance Factor 0.0

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 14 of 78
10/08/2001

Equipment ID: CT1 Type: CTOWER Description: Cooling Tower

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Water Inlet	7418.80	39.06			
Water Outlet	7418.80	31.00	4	163.75	0.0
Makeup	112.423	29.00	1.01325	129.78	0.0
Blowdown	20.693	31.00	1.0342	121.40	0.0
Gas Inlet	7576.16	28.00	1.01325	129.78	0.0
Gas Outlet	7660.47	33.92	1.01325	12.69	0.9260
Cooling Zone Water O	7327.07	31.03	1.01119	18.92	0.9800
Evaporation Loss	84.312	33.92	1.01325	129.91	0.0
Drift Loss	7.4114	39.12	0.0518391	2563.8	1.0
			1.01325	163.75	0.0

Main Inputs: -----
Cooling Tower Type (0 - 2)

Mechanical Draft

Current Values: -----

Number of Fans (Bays) 3
Total Fan Power 539.16 kW
Cooling Tower Duty 70018 kJ/sec
Exergetic Efficiency (beta!) 0.0
Current Approach 4 C
Current Range 8.08776 C
Air-to-Water Ratio (AWR) 1.0
Current Merkel No. (Me) 1.26533
Calculated Inlet Relative Humidity 0.9260
Calculated Inlet Wet Bulb Temperature 27.03 C
Exit Rel. Humidity 0.9800
Cycles of Concentration 4
Blowdown Fraction 0.00278921
Evaporation Loss Fraction 0.0113646
Drift Loss Fraction 0.001
Gas Side Pressure Drop 0.0020684 bar

Off Design Run Information: -----
Component was run in design mode

Fan Design and Efficiency Curve: -----

Shaft/Gearbox Loss Frac. 0.01
Electric Motor Efficiency 0.9200
Design Air Flow Ratio 1.0
Design Fan Max. Eff. 0.8000
Design Flow @ Max. Eff. 630.46 m³/sec

Flow/Flow at Max Eff	Eff/Max Eff
0.4000	0.5746
0.4800	0.6077
0.5600	0.6575
0.6400	0.7762
0.7200	0.8564
0.8000	0.9227
0.8800	0.9724

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 15 of 78
10/08/2001

Equipment ID: CT1 Type: CTOWER Description: Cooling Tower

0.9600	0.9945
1.04	0.9945
1.12	0.9746
1.2	0.9227

Miscellaneous Values: -----

Perf. Factor on Me No.	1.0
Effective Stack Height	0.0 m
Design Eff. Stack Height	0.0 m
Me0	m
OD eqn: Me=Me0*AWR**m 1.26533	0.6500
Min. Air-to-Water Ratio	0.4576

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 16 of 78
10/08/2001

Equipment ID: CT2 Type: CTOWER Description: Cooling Tower

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Water Inlet	7494.40	38.97	4	163.42	0.0
Water Outlet	7494.40	31.00	1.01325	129.78	0.0
Makeup	112.434	29.00	1.0342	121.40	0.0
Blowdown	20.620	31.00	1.01325	129.78	0.0
Gas Inlet	7653.36	28.00	1.01325	12.69	0.9260
Gas Outlet	7737.68	33.86	1.01119	18.86	0.9800
Cooling Zone Water O	7402.59	31.03	1.01325	129.91	0.0
Evaporation Loss	84.320	33.86	0.0516728	2563.7	1.0
Drift Loss	7.4869	39.04	1.01325	163.42	0.0

Main Inputs: -----

Cooling Tower Type (0 - 2)	Mechanical Draft
Current Values: -----	
Number of Fans (Bays)	3
Total Fan Power	544.46 kW
Cooling Tower Duty	70026 kJ/sec
Exergetic Efficiency (beta!)	0.0
Current Approach	4 C
Current Range	8.00706 C
Air-to-Water Ratio (AWR)	1.0
Current Merkel No. (Me)	1.25652
Calculated Inlet Relative Humidity	0.9260
Calculated Inlet Wet Bulb Temperature	27.03 C
Exit Rel. Humidity	0.9800
Cycles of Concentration	4
Blowdown Fraction	0.00275136
Evaporation Loss Fraction	0.0112511
Drift Loss Fraction	0.001
Gas Side Pressure Drop	0.0020684 bar

Off Design Run Information: -----

Component was run in design mode

Fan Design and Efficiency Curve: -----

Shaft/Gearbox Loss Frac.	0.01
Electric Motor Efficiency	0.9200
Design Air Flow Ratio	1.0
Design Fan Max. Eff.	0.8000
Design Flow @ Max. Eff.	636.66 m³/sec
Flow/Flow at Max Eff	Eff/Max Eff
0.4000	0.5746

0.4800	0.6077
0.5600	0.6575
0.6400	0.7762
0.7200	0.8564
0.8000	0.9227
0.8800	0.9724

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 17 of 78
10/08/2001

Equipment ID: CT2 Type: CTOWER Description: Cooling Tower

0.9600	0.9945
1.04	0.9945
1.12	0.9746
1.2	0.9227

Miscellaneous Values: -----

Perf. Factor on Me No.	1.0	
Effective Stack Height	0.0	m
Design Eff. Stack Height	0.0	m

Me0	m
OD eqn: Me=Me0*AWR*m	0.6500

Min. Air-to-Water Ratio	0.4570
-------------------------	--------

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 18 of 78
10/08/2001

Equipment ID: DEAR2 Type: DEAR Description: Deaerator

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Main Steam Inlet	27.868	152.86	2.8	2768.7	1.0
Main BFW Inlet	552.077	89.64	2.2	376.44	0.0
Main BFW Outlet	579.846	116.94	1.8	490.44	0.0
Aux Steam Inlet	0.0000	206.94	5	2870.4	1.0
Vent Steam Outlet	0.2520	116.94	1.8	2701.4	1.0

Main Inputs: -----

DA Method Flag	Automatic pegging, demand flow(s)
Desired Operating Press.	1.8 bar

Miscellaneous Inputs: -----

Vent Method Flag	Specified vent flow
Desired Vent Flow	0.2520 tonm/hr
Flow	0.2520 tonm/hr

Peg. Steam Control Meth.	Control Main Steam Flow
Max. Main Steam Flow	0.0 tonm/hr
Min. Operating Press.	0.0 bar
Max. Operating Press.	0.0 bar
Main Steam ID	S56
Aux Steam ID	S69
Desired BFW Subcooling	0.0 C
Current BFW Subcooling	0.0 C
Max. BFW Subcooling	0.0 C

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 19 of 78
10/08/2001

Equipment ID: ECONOR Type: ECON Description: Economizer

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Gas Inlet	464.348	631.77	1.01342	675.68	0.0
Gas Outlet	464.348	340.81	1.01241	341.45	0.0
Water Inlet	190.525	118.24	110.00	505.01	0.0
Water Outlet	190.525	294.24	104.50	1319.7	0.0

Main Inputs: -----
Economizer Modeling Method
Desired Exit Subcooling 20.00 C
Exit Subcooling 20.00 C

Current Values: -----
Surface Area 16.69 m²
Calculated Effectiveness 0.5846
Exit Subcooling 20.00 C
Approach Temperature 337.53 C
Radiant Convective Losses 0.0 kJ/sec
Calculated Duty 43117 kJ/sec
Calculated NTU 1.12602
Overall Heat Transfer Coeff. 10.00 kJ/sec-m²-K
Exergetic Efficiency (beta!) 1.67542
Hot side pressure loss 0.001
Cold side pressure loss 0.05
Energy loss fraction 0.0
Fouling factor 0.0 m²-K-sec/kJ

Off Design Run Information: -----
Component was run in design mode

Miscellaneous Values: -----
Design UA Method Specify HT Coeff
Overall Heat Transfer Coeff. 10.00 kJ/sec-m²-K

Number of HTX Passes 4
Heat Transfer Coefficient Performance Factor 0.0
Hot Side Pressure Loss Performance Factor 0.0
Cold Side Pressure Loss Performance Factor 0.0

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 20 of 78
10/08/2001

Equipment ID: EXHAUT Type: EXH Description: Exhaust Stack from CRC

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	464.348	185.00	1.01241	173.40	0.0

Main Inputs: -----
Pressure Control Method Control Pressure to Ambient
Stack Warning Temperature 100.00 C
Water Dew Point 34.65 C

Miscellaneous Values: -----
LHV 0.0 kJ/kg
Cp 1.0524 kJ/kg-K

Gas Constituents-----
Nitrogen 0.6843 Oxygen 0.0376275

Heat Rate Adjustment: -----
Flow does not affect adjusted heat rate calculations

Page 21 of 78
10/08/2001

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Primary Air Inlet	86.723	339.35	1.02581	337.85	0.0
Secondary Air Inlet	160.818	339.35	1.02581	337.85	0.0
Flue Gas Outlet	464.348	763.00	1.02366	834.34	0.0
Evaporator Inlet	960.797	310.64	105.00	1408.7	0.0
Evaporator Outlet	960.797	314.60	105.00	1686.2	0.2000
Superheater Inlet	190.559	400.00	95.00	3109.7	1.0
Superheater Outlet	190.559	541.00	90.25	3487.3	1.0
Fuel Gas Inlet	216.807	24.00	4	8.75885	3.68145

Main Inputs: -----	
Boiler Load Method Flag	Total Fuel Flow
Desired Total Fuel Flow	216.81 tonm/hr
Total Fuel Flow	216.81 tonm/hr

Current Values: -----			
LHV Heat Load		178110	kJ/sec
HHV Heat Load		184720	kJ/sec
Total Fuel Flow		216.81	tonm/hr
Duty @ Furnace Walls		74065	kJ/sec
Duty @ Radiant SH		19983	kJ/sec
Duty @ Radiant RH		0.0	kJ/sec
Current Heat Input / BFW		755.62	kJ/kg
BFW Flow		960.80	tonm/hr
Cur. Boiler Efficiency		0.4659	
Cur. Reduc. Boiler Eff.		0.3823	
Cur. Reduc. Firing Dens.		0.4364	
Cur. Reduc. Sink Temp.		0.3918	
Cur. Adiab. Flame Temp.		1335.1	C
Cur. Calc. Heat Rel. Rate		47.41	kW/m ²
Cur. Stat. Heat Rel. Rate		90.41	kW/m ²
Heat exchange	Furnace	Superheater	Reheater
Fraction from Radiatio	0.4673	0.6243	0.0
Fraction from Convecti	0.5327	0.3757	0.0
Overall Equiv. U(htc)	0.0346189	0.0421421	0.0 kJ/sec-m ² -K

114

Primary Combustion Air: -----

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 22 of 78
10/08/2001

Equipment ID: FBOILR Type: FBOILR Description: Fossil Boiler

Pri. Air / Unit Weight Gas 0.4000

Combustion Air Control: -----

Combustion Method Flag
Desired O2 Frac. in Dry Exh. Gas Fraction (vol) O2 in Dry Exhaust
0.04
O2 Frac. in Dry Exh. Gas 0.0397935

Excess Air Fraction 0.4694
O2 Frac. in Dry Exh. Gas 0.0397935
O2 Frac. in Wet Exh. Gas 0.0376275
Desired Exh. Gas Temp. 763.00 C

Fuel Gas -----
Nitrogen 0.4975 Oxygen 4.0223e-005
Carbon Dioxide 0.1972 H2O 0.0
Hydro Carbons 0.00707594 Argon 0.0
Hydrogen 0.0598301 Carbon Monoxide 0.2383
Sulfur Dioxide 0.0 Hydrogen Sulfide 0.0
Carbonyl Sulfide 0.0
H/C Ratio 3.68145 Molecular Weight 29.53
Fuel Gas LHV 2957.5 kJ/kg

Design Inputs: -----

Water Wall Method Flag
Desired Water Wall Exit Quality Exit Quality
Quality 0.2000
0.2000

Superheater Method Flag
Desired SH Exit Temperature Exit Temperature
Temperature 541.00 C
541.00 C

Reheater Method Flag Bypass

Radiant Heat Transfer: -----

Rad. Heat Loss Fraction 0.001
Radiant Heat Loss 201.87 kJ/sec
Wall Emissivity 0.8000
Soot Emissivity 0.05
Flame Env./Furn. Surf.Area 0.5000
Radiant Parameters Furnace Rad. SPHT Rad. Reheater
Gas Temp Weighting 0.9500 0.9700 0.9800
Effective Gas Temp 791.61 780.16 -17.77 C
Wall Temp Weighting 0.5000 0.5000 0.5000
Effective Wall Temp 314.60 466.68 -17.77 C
Mean Beam LenTGh 9.94795 1.86524 0.0 m
Flame/Gas Emissivity 0.4810 0.3163 0.2671

Convective Heat Transfer: -----

Convective Parameters Furnace Rad. SPHT Rad. Reheater
Design HT Coeff 0.0283914 0.0283914 0.0283914 kJ/sec-m²-K

Geometry: -----

Furnace Height / Depth 4
Furnace Width / Depth 1.0

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 23 of 78
10/08/2001

Equipment ID: FBOILR Type: FBOILR Description: Fossil Boiler

Furnace Aperture / Depth 1.0
Furnace Cold Area Frac. 1.0

SH Height/Furnace Depth	1.25
RH Height/Furnace Depth	1.1
No. of Superheater Panels	12
No. of Reheater Panels	21
Design	Furn. Walls SH Panels RH Panels
Area Corr. Factor	1.0 1.0 1.0
Surface Area	2913.3 843.59 0.0 m ²
Height	50.87 15.90 0.0 m
Width	12.72 2.2111 0.0 m
Furnace Wall Depth	12.72 m

Ash: -----

Furnace Wall Ash Thick.	0.0 m
SH Panel Ash Thickness	0.0 m
RH Panel Ash Thickness	0.0 m
Ash Thermal Conductivity	0.00259611 kJ/sec-m-K

Recycle Gas-----

Nitrogen	0.0	Oxygen	0.0
Carbon Dioxide	0.0	H2O	0.0
Hydro Carbons	0.0	Argon	0.0
Hydrogen	0.0	Carbon Monoxide	0.0
Sulfur Dioxide	0.0	Hydrogen Sulfide	0.0
Carbonyl Sulfide	0.0		
H/C Ratio	0.0	Molecular Weight	0.0
Rec. Gas H.V.	0.0 kJ/kg		

Flue Gas-----

Nitrogen	0.6843	Oxygen	0.0376275
Carbon Dioxide	0.2184	H2O	0.054431
Hydro Carbons	0.0	Argon	0.00524602
Hydrogen	0.0	Carbon Monoxide	0.0
Sulfur Dioxide	0.0	Hydrogen Sulfide	0.0
Carbonyl Sulfide	0.0		
H/C Ratio	0.0	Molecular Weight	31.18
Flue Gas H.V.	0.0 kJ/kg		

Pressure Drops: -----

Design Primary Air DP	0.001
Design Pulver. DP	0.001
Design Secondary Air DP	0.001
Design Recycle Gas DP	0.001
Design Furnace DP	0.0001
Design Water Wall DP	0.0
Design Superheater DP	0.05
Design Reheater DP	0.0
Furnace Wall DP P.F.	0.0001

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 24 of 78
10/08/2001

Equipment ID: FWH1 Type: FWH Description: Feed Water Heater

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Extraction Inlet	51.478	99.64	1.0	2602.1	0.9676
Drain Outlet	51.503	99.64	1.0	417.29	0.0
BFW Inlet	552.077	41.22	2.2	172.67	0.0
BFW Outlet	552.077	89.64	2.2	376.44	0.0

Main Inputs: -----

Design Method	Terminal Temperature Difference
Desired Terminal Temperature Difference	10.00 C
Terminal Temperature Difference	10.00 C

Current Values: -----

Total Surface Area	335.14 m ²
Terminal Temperature Difference	10.00 C
Drain Cooler Approach	5 C
Calculated Duty	31257 kJ/sec
Exergetic Efficiency (beta!)	4.60462
Steam Section HTC.	0.7000 kJ/sec-m ² -K
Condensing Section HTC.	3.4 kJ/sec-m ² -K
Drain Cooler HTC.	2 kJ/sec-m ² -K
Steam Section Effectiveness.	0.0
Condensing Section Effectiveness.	0.8288
Drain Cooler Effectiveness.	0.0
Desuperheating Section Area	0.0 m ²
Condensing Section Area	335.14 m ²
Drain Cooler Section Area	0.0 m ²
Outlet Drain DP	0.0
Hot side pressure loss	0.0
Inlet Valve Pressure Drop	0.0
Cold side pressure loss	0.0
Energy loss fraction	0.0
Calculated Heat Losses	0.0 kJ/sec
Fouling factor	0.0 m ² -K-sec/kJ

Off Design Run Information: -----

Component was run in design mode

Miscellaneous Values: -----

Number of HTX Passes	2
Demand Flow Damping Factor	0.5000
Heat Transfer Coefficient Performance Factor	1.0
Hot Side Pressure Loss Performance Factor	1.0
Cold Side Pressure Loss Performance Factor	1.0

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 25 of 78
10/08/2001

Equipment ID: FWH2 Type: FWH Description: Feed Water Heater

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Extraction Inlet	0.0000	206.94	5	2870.4	1.0
Drain Outlet	0.0000	206.94	5	2870.4	1.0
BFW Inlet	571.757	118.24	110.00	505.01	0.0
BFW Outlet	571.757	118.24	110.00	505.01	0.0

Main Inputs: -----

Design Method Bypass, Steam Flow = 0

Current Values: -----

Total Surface Area	0.0 m ²
Terminal Temperature Difference	0.0 C
Drain Cooler Approach	5 C
Calculated Duty	0.0 kJ/sec
Exergetic Efficiency (beta!)	0.0
Steam Section HTC.	0.7000 kJ/sec-m ² -K
Condensing Section HTC.	3.4 kJ/sec-m ² -K
Drain Cooler HTC.	2 kJ/sec-m ² -K
Steam Section Effectiveness.	0.0
Condensing Section Effectiveness.	0.0
Drain Cooler Effectiveness.	0.0
Desuperheating Section Area	0.0 m ²
Condensing Section Area	0.0 m ²
Drain Cooler Section Area	0.0 m ²
Outlet Drain DP	0.0

Hot side pressure loss	0.0	
Inlet Valve Pressure Drop	0.0	
Cold side pressure loss	0.0	
Energy loss fraction	0.0	
Calculated Heat Losses	0.0	kJ/sec
Fouling factor	0.0	m ² -K-sec/kJ

Off Design Run Information: -----
 Component was run in design mode

Miscellaneous Values: -----
 Number of HTX Passes 2
 Demand Flow Damping Factor 0.5000
 Heat Transfer Coefficient Performance Factor 1.0
 Hot Side Pressure Loss Performance Factor 1.0
 Cold Side Pressure Loss Performance Factor 1.0

GateCycle Report - Case Report
 Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 26 of 78
 10/08/2001

Equipment ID: HPDRUM Type: DRUM Description: Drum

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Primary Return	960.797	314.60	105.00	1686.2	0.2000
Main Water Outlet	960.797	310.99	100.00	1407.8	0.0
Main BFW Inlet	190.525	294.24	104.50	1319.7	0.0
Main Steam Outlet	190.559	310.99	100.00	2723.1	1.0

Main Inputs: -----
 Drum Pressure Method Fixed Operating P
 Desired Operating Pressure 100.00 bar
 Calculated Operating Pressure 100.00 bar
 Drum Blowdown Method Fraction of Steam
 Desired Drum Blowdown Fraction of Steam 0.0
 Calculated Blowdown Fraction of Steam 0.0

Current Values: -----
 Calculated Operating Pressure 100.00 bar
 Calculated Inlet Pressure Drop 4.49999 bar
 Calculated Blowdown Fraction Of BFW 0.0
 Calculated Blowdown Fraction of Steam 0.0
 Exergetic Efficiency (beta!) 1.01052

GateCycle Report - Case Report
 Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 27 of 78
 10/08/2001

Equipment ID: LUVU Type: HEATX Description: Heat Exchanger

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Hot Inlet	464.348	340.81	1.01241	341.45	0.0
Hot Outlet	464.348	185.00	1.01241	173.40	0.0
Cold Inlet	247.541	37.78	1.02581	22.66	0.0
Cold Outlet	247.541	339.35	1.02581	337.85	0.0

Main Inputs: -----

Design Method	
Desired Hot Side Outlet Temperature	Hot Side Outlet Temperature
Temperature	185.00 C
	185.00 C

Current Values: -----

Surface Area	16971 m ²
Calculated Effectiveness	0.9951
Calculated Pinch (Hot Out - Cold In)	147.22 C
Calculated Pinch (Hot In - Cold Out)	1.45569 C
Radiant Convective Losses	0.0 kJ/sec
Calculated Duty	21673 kJ/sec
Calculated NTU	10.73
Overall Heat Transfer Coeff.	0.0454263 kJ/sec-m ² -K
Exergetic Efficiency (beta!)	0.8295
Hot side pressure loss	0.0
Cold side pressure loss	0.0
Energy loss fraction	0.0
Fouling factor	0.0 m ² -K-sec/kJ

Off Design Run Information: -----

Component was run in design mode

Miscellaneous Values: -----

Number of HTX Passes	8
Heat Transfer Coefficient Performance Factor	0.0
Hot Side Pressure Loss Performance Factor	0.0
Cold Side Pressure Loss Performance Factor	0.0

Hot-Side Gas Stream-----

Nitrogen	0.6843	Oxygen	0.0376275
Carbon Dioxide	0.2184	H2O	0.054431
Hydro Carbons	0.0	Argon	0.00524602
Hydrogen	0.0	Carbon Monoxide	0.0
Sulfur Dioxide	0.0	Hydrogen Sulfide	0.0
Carbonyl Sulfide	0.0		
H/C Ratio	0.0	Molecular Weight	31.18

Cold-Side Gas Stream-----

Nitrogen	0.7559	Oxygen	0.2028
Carbon Dioxide	0.00031948	H2O	0.0318792
Hydro Carbons	0.0	Argon	0.00903257
Hydrogen	0.0	Carbon Monoxide	0.0

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 28 of 78
10/08/2001

Equipment ID: LUVO Type: HEATX Description: Heat Exchanger

Sulfur Dioxide	0.0	Hydrogen Sulfide	0.0
Carbonyl Sulfide	0.0		
H/C Ratio	0.0	Molecular Weight	28.62

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 29 of 78
10/08/2001

Equipment ID: M1 Type: MIXER Description: Mixer

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Primary Inlet	381.007	541.00	90.25	3487.3	1.0
Outlet	571.566	541.00	90.25	3487.3	1.0
Tertiary Inlet	190.559	541.00	90.25	3487.3	1.0

Main Inputs: -----

Stream ID at Primary Port

S22

Stream ID at Tertiary Port

S20

GateCycle Report - Case Report

Page 30 of 78

Model: CS14-0 Case: CS14-0

10/08/2001

Equipment ID: M2 Type: MIXER Description: Flow Mixer

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Primary Inlet	309.379	44.47	2.2	186.25	0.0
Outlet	552.077	41.22	2.2	172.67	0.0
Secondary Inlet	103.318	28.00	2.2	117.33	0.0
Tertiary Inlet	139.379	43.82	2.2	183.54	0.0

Main Inputs: -----

Stream ID at Primary Port

S29

Stream ID at Secondary Port

S16

Stream ID at Tertiary Port

S27

GateCycle Report - Case Report

Page 31 of 78

Model: CS14-0 Case: CS14-0

10/08/2001

Equipment ID: M3 Type: MIXER Description: Mixer

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Primary Inlet	93.133	458.87	46.00	3342.4	1.0
Outlet	186.266	458.87	46.00	3342.4	1.0
Tertiary Inlet	93.133	458.87	46.00	3342.4	1.0

Main Inputs: -----

Stream ID at Primary Port

S17

Stream ID at Tertiary Port

S48

Demand Flow Control: -----

Demand Flow Control Flag

Yes

Desired Outlet Flow

186.27 tonm/hr

Demand Method

Equal Inlet Flows

GateCycle Report - Case Report

Page 32 of 78

Model: CS14-0 Case: CS14-0

10/08/2001

Equipment ID: M4 Type: MIXER Description: Mixer

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Primary Inlet	215.333	24.00	4	8.62899	4
Outlet	216.807	24.00	4	8.75885	3.68145
Secondary Inlet	1.4733	24.00	4	27.74	3.677
Tertiary Inlet	0.0000	24.00	4	18.63	3.8813

Main Inputs: -----

Stream ID at Primary Port

S39

Stream ID at Secondary Port S42
Stream ID at Tertiary Port S43

Demand Flow Control: -----
Demand Flow Control Flag Yes
Desired Outlet Flow 216.81 tonm/hr
Demand Method Input Controlled Port
Controlled Inlet Port Primary

Primary Inlet Gas-----
Nitrogen 0.5079 Oxygen 0.0
Carbon Dioxide 0.2012 H2O 0.0
Hydro Carbons 9.95917e-005 Argon 0.0
Hydrogen 0.0487999 Carbon Monoxide 0.2420
Sulfur Dioxide 0.0 Hydrogen Sulfide 0.0
Carbonyl Sulfide 0.0
H/C Ratio 4 Molecular Weight 29.96

Secondary Inlet Gas-----
Nitrogen 0.017992 Oxygen 0.001894
Carbon Dioxide 0.015152 H2O 0.0
Hydro Carbons 0.3286 Argon 0.0
Hydrogen 0.5682 Carbon Monoxide 0.068182
Sulfur Dioxide 0.0 Hydrogen Sulfide 0.0
Carbonyl Sulfide 0.0
H/C Ratio 3.677 Molecular Weight 9.44781

Tertiary Inlet Gas-----
Nitrogen 0.0 Oxygen 0.0
Carbon Dioxide 0.0 H2O 0.0
Hydro Carbons 1.0 Argon 0.0
Hydrogen 0.0 Carbon Monoxide 0.0
Sulfur Dioxide 0.0 Hydrogen Sulfide 0.0
Carbonyl Sulfide 0.0
H/C Ratio 3.8813 Molecular Weight 15.91

Outlet Gas-----
Nitrogen 0.4975 Oxygen 4.0223e-005
Carbon Dioxide 0.1972 H2O 0.0
Hydro Carbons 0.00707593 Argon 0.0
Hydrogen 0.0598301 Carbon Monoxide 0.2383

GateCycle Report - Case Report Page 33 of 78
Model: CS14-0 Case: CS14-0 10/08/2001

Equipment ID: M4 Type: MIXER Description: Mixer

Sulfur Dioxide 0.0 Hydrogen Sulfide 0.0
Carbonyl Sulfide 0.0
H/C Ratio 3.68145 Molecular Weight 29.53

GateCycle Report - Case Report Page 34 of 78
Model: CS14-0 Case: CS14-0 10/08/2001

Equipment ID: M5 Type: MIXER Description: Mixer

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Primary Inlet	170.000	45.00	2.2	188.47	0.0
Outlet	309.379	44.47	2.2	186.25	0.0
Tertiary Inlet	139.379	43.82	2.2	183.54	0.0

Main Inputs: -----
Stream ID at Primary Port S54
Stream ID at Tertiary Port S53

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 35 of 78
10/08/2001

Equipment ID: M6 Type: MIXER Description: Mixer

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Primary Inlet	13.934	152.86	2.8	2768.7	1.0
Outlet	27.868	152.86	2.8	2768.7	1.0
Tertiary Inlet	13.934	152.86	2.8	2768.7	1.0

Main Inputs: -----
Stream ID at Primary Port S55
Stream ID at Tertiary Port S18

Demand Flow Control: -----
Demand Flow Control Flag Yes
Desired Outlet Flow 27.88 tonm/hr
Demand Method Equal Inlet Flows

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 36 of 78
10/08/2001

Equipment ID: M7 Type: MIXER Description: Mixer

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Primary Inlet	25.739	99.64	1.0	2602.1	0.9676
Outlet	51.478	99.64	1.0	2602.1	0.9676
Tertiary Inlet	25.739	99.64	1.0	2602.1	0.9676

Main Inputs: -----
Stream ID at Primary Port S49
Stream ID at Tertiary Port S15

Demand Flow Control: -----
Demand Flow Control Flag Yes
Desired Outlet Flow 51.50 tonm/hr
Demand Method Equal Inlet Flows

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 37 of 78
10/08/2001

Equipment ID: M8 Type: MIXER Description: Mixer

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Primary Inlet	39.323	334.53	17.00	3109.3	1.0
Outlet	78.645	334.53	17.00	3109.3	1.0
Tertiary Inlet	39.323	334.53	17.00	3109.3	1.0

Main Inputs: -----

Stream ID at Primary Port S46
Stream ID at Tertiary Port S32

Demand Flow Control: -----
Demand Flow Control Flag Yes
Desired Outlet Flow 78.65 tonm/hr
Demand Method Equal Inlet Flows

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 38 of 78
10/08/2001

Equipment ID: M9 Type: MIXER Description: Mixer

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Primary Inlet	0.0000	206.94	5	2870.4	1.0
Outlet	0.0000	206.94	5	2870.4	1.0
Tertiary Inlet	0.0000	206.94	5	2870.4	1.0

Main Inputs: -----
Stream ID at Primary Port S70
Stream ID at Tertiary Port S68

Demand Flow Control: -----
Demand Flow Control Flag Yes
Desired Outlet Flow 0.0 tonm/hr
Demand Method Equal Inlet Flows

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 39 of 78
10/08/2001

Equipment ID: MKUP Type: MAKEUP Description: Makeup Block for Feedwater

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Outlet	103.318	28.00	2.2	117.33	0.0

Main Inputs: -----
Makeup Block Type Automatic

Heat Rate Adjustment: -----
Flow does not affect adjusted heat rate calculations

Miscellaneous Values: -----
Calculation (flash) Method Temperature and Pressure

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 40 of 78
10/08/2001

Equipment ID: PRIMA Type: GAS Description: Gas Source

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Outlet	247.541	37.78	1.02581	22.66	0.0

Inputs: -----
 Calculation (flash) Method Pressure - Temperature
 Fuel Type Air
 Use Default Ambient Air Flag No
 Air Relative Humidity 0.5000

Gas-----
 Nitrogen 0.7559 Oxygen 0.2028
 Carbon Dioxide 0.00031948 H2O 0.0318792
 Hydro Carbons 0.0 Argon 0.00903257
 Hydrogen 0.0 Carbon Monoxide 0.0
 Sulfur Dioxide 0.0 Hydrogen Sulfide 0.0
 Carbonyl Sulfide 0.0
 H/C Ratio 0.0 Molecular Weight 28.62

Heat Rate Adjustment: -----
 Flow does not affect adjusted heat rate calculations

GateCycle Report - Case Report
 Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 41 of 78
 10/08/2001

Equipment ID: PUMP1 Type: PUMP Description: Pump

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	7418.80	31.00	1.01325	129.78	0.0
Control Valve Outlet	7418.80	31.02	4	130.14	0.0

Main Inputs: -----
 Control Method Flag Fixed Control Valve Outlet Press
 Desired Control Valve Outlet Pressure 4 bar
 Pressure 4 bar

Pump Exit Pressure Method Flag Pressure Difference (Pump Exit -
 Desired P. Diff (Pump Exit - Control Valve E 0.0 bar
 Calc. P. Diff (Pump Exit - Control Valve Exi 0.0 bar

Pump power included in Balance of Plant losses

Current Values: -----
 Isentropic Efficiency 0.8500
 Calculated Pressure Ratio 3.94768
 Desired Pump Exit Pressure 4 bar
 Recirculation Rate 0.0
 Pump Work -755.68 kW
 Shaft Losses 0.0 kW
 Motor/Gearbox Loss Fraction 0.0
 Inlet Specific Volume 0.00104353 m³/kg
 Exergetic Efficiency (beta!) -9.93524

GateCycle Report - Case Report
 Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 42 of 78
 10/08/2001

Equipment ID: PUMP2 Type: PUMP Description: Pump

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	139.379	43.80	0.09	183.20	0.0

Control Valve Outlet	139.379	43.82	2.2	183.54	0.0
----------------------	---------	-------	-----	--------	-----

Main Inputs: -----

Control Method Flag	Fixed Control Valve Outlet Press
Desired Control Valve Outlet Pressure	2.2 bar
Pressure	2.2 bar

Pump Exit Pressure Method Flag	Pump Exit Pressure
Desired Pump Exit Pressure	3 bar
Calculated Pump Exit Pressure	3 bar

Pump power included in Balance of Plant losses

Current Values: -----

Isentropic Efficiency	0.8500
Calculated Pressure Ratio	24.44
Desired Pump Exit Pressure	3 bar
Recirculation Rate	0.0
Pump Work	-13.38 kW
Shaft Losses	0.0 kW
Motor/Gearbox Loss Fraction	0.0
Inlet Specific Volume	0.00100947 m ³ /kg
Exergetic Efficiency (beta!)	-0.039382

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 43 of 78
10/08/2001

Equipment ID: PUMP3 Type: PUMP Description: Pump

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	139.379	43.80	0.09	183.20	0.0
Control Valve Outlet	139.379	43.82	2.2	183.54	0.0

Main Inputs: -----

Control Method Flag	Fixed Control Valve Outlet Press
Desired Control Valve Outlet Pressure	2.2 bar
Pressure	2.2 bar

Pump Exit Pressure Method Flag	Pump Exit Pressure
Desired Pump Exit Pressure	3 bar
Calculated Pump Exit Pressure	3 bar

Pump power included in Balance of Plant losses

Current Values: -----

Isentropic Efficiency	0.8500
Calculated Pressure Ratio	24.44
Desired Pump Exit Pressure	3 bar
Recirculation Rate	0.0
Pump Work	-13.38 kW
Shaft Losses	0.0 kW
Motor/Gearbox Loss Fraction	0.0
Inlet Specific Volume	0.00100947 m ³ /kg
Exergetic Efficiency (beta!)	-0.039382

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 44 of 78
10/08/2001

Equipment ID: PUMP4 Type: PUMP Description: Pump

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	7494.40	31.00	1.01325	129.78	0.0
Control Valve Outlet	7494.40	31.02	4	130.15	0.0

Main Inputs: -----
Control Method Flag
Desired Control Valve Outlet Pressure
Pressure
Fixed Control Valve Outlet Press
4 bar
4 bar

Pump Exit Pressure Method Flag
Desired P. Diff (Pump Exit - Control Valve E
Calc. P. Diff (Pump Exit - Control Valve Exi
Pressure Difference (Pump Exit -
0.0 bar
0.0 bar

Pump power included in Balance of Plant losses

Current Values: -----
Isentropic Efficiency 0.8500
Calculated Pressure Ratio 3.94768
Desired Pump Exit Pressure 4 bar
Recirculation Rate 0.0
Pump Work -763.38 kW
Shaft Losses 0.0 kW
Motor/Gearbox Loss Fraction 0.0
Inlet Specific Volume 0.00104353 m³/kg
Exergetic Efficiency (beta!) -9.93416

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 45 of 78
10/08/2001

Equipment ID: RCYPMP Type: PUMP Description: Pump

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	960.797	310.99	100.00	1407.8	0.0
Control Valve Outlet	960.797	310.64	105.00	1408.7	0.0

Main Inputs: -----
Control Method Flag
Desired Pressure Ratio
Calculated Pressure Ratio
Input Pressure Ratio
1.05
1.05

Pump Exit Pressure Method Flag
Desired Pump Exit Pressure
Calculated Pump Exit Pressure
Pump Exit Pressure
105.00 bar
105.00 bar

Pump power NOT included in Balance of Plant losses

Current Values: -----
Isentropic Efficiency 0.8000
Calculated Pressure Ratio 1.05
Desired Pump Exit Pressure 105.00 bar
Recirculation Rate 0.0
Pump Work -242.26 kW
Shaft Losses 0.0 kW
Motor/Gearbox Loss Fraction 0.0
Inlet Specific Volume 0.00145225 m³/kg

Exergetic Efficiency (beta!) 0.9842

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 46 of 78
10/08/2001

Equipment ID: S22 Type: SOURCE Description: Source

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Outlet	381.007	541.00	90.25	3487.3	1.0

Data Links: -----
Model ID Case ID Equip. ID Port # Flow Multiplier
M1 4 2

Inputs: -----
Calculation (flash) Method Pressure - Temperature

Current Values: -----
Degrees of Superheat 237.46 C
Degrees of Subcooling 0.0 C

Heat Rate Adjustment: -----
Flow does not affect adjusted heat rate calculations

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 47 of 78
10/08/2001

Equipment ID: S26 Type: SINK Description: Sink

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	381.051	118.24	110.00	505.01	0.0

Heat Rate Adjustment: -----
Flow does not affect adjusted heat rate calculations

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 48 of 78
10/08/2001

Equipment ID: S39 Type: GAS Description: Air or Fuel Source

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Outlet	215.333	24.00	4	8.62899	4

Inputs: -----
Calculation (flash) Method Pressure - Temperature
Fuel Type User Defined Gas
Lower Heating Value 2680.0 kJ/kg

Gas-----

Nitrogen	0.5079	Oxygen	0.0
Carbon Dioxide	0.2012	H2O	0.0
Hydro Carbons	9.95917e-005	Argon	0.0
Hydrogen	0.0487999	Carbon Monoxide	0.2420
Sulfur Dioxide	0.0	Hydrogen Sulfide	0.0
Carbonyl Sulfide	0.0		
H/C Ratio	4	Molecular Weight	29.96

Heat Rate Adjustment: -----
Flow does not affect adjusted heat rate calculations

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 49 of 78
10/08/2001

Equipment ID: S42 Type: GAS Description: Air or Fuel Source

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Outlet	1.4733	24.00	4	27.74	3.677

Inputs: -----
Calculation (flash) Method Pressure - Temperature
Fuel Type User Defined Gas
Lower Heating Value 43508 kJ/kg

Gas-----			
Nitrogen	0.017992	Oxygen	0.001894
Carbon Dioxide	0.015152	H2O	0.0
Hydro Carbons	0.3286	Argon	0.0
Hydrogen	0.5682	Carbon Monoxide	0.068182
Sulfur Dioxide	0.0	Hydrogen Sulfide	0.0
Carbonyl Sulfide	0.0		
H/C Ratio	3.677	Molecular Weight	9.44781

Heat Rate Adjustment: -----
Flow does not affect adjusted heat rate calculations

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 50 of 78
10/08/2001

Equipment ID: S43 Type: GAS Description: Air or Fuel Source

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Outlet	0.0000	24.00	4	18.63	3.8813

Inputs: -----
Calculation (flash) Method Pressure - Temperature
Fuel Type Default Gas
Lower Heating Value 47451 kJ/kg

Gas-----			
Nitrogen	0.0	Oxygen	0.0
Carbon Dioxide	0.0	H2O	0.0
Hydro Carbons	1.0	Argon	0.0
Hydrogen	0.0	Carbon Monoxide	0.0
Sulfur Dioxide	0.0	Hydrogen Sulfide	0.0
Carbonyl Sulfide	0.0		
H/C Ratio	3.8813	Molecular Weight	15.91

Heat Rate Adjustment: -----
Flow does not affect adjusted heat rate calculations

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 51 of 78
10/08/2001

Equipment ID: S54 Type: SOURCE Description: Source

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Outlet	170.000	45.00	2.2	188.47	0.0

Inputs: -----
Calculation (flash) Method Pressure - Temperature
Current Values: -----
Degrees of Superheat 0.0 C
Degrees of Subcooling 78.28 C

Heat Rate Adjustment: -----
Flow does not affect adjusted heat rate calculations

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 52 of 78
10/08/2001

Equipment ID: S58 Type: SINK Description: Sink

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	189.000	440.00	44.00	3301.4	1.0

Heat Rate Adjustment: -----
Flow does not affect adjusted heat rate calculations

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 53 of 78
10/08/2001

Equipment ID: S60 Type: SINK Description: Sink

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	84.000	260.00	16.00	2943.3	1.0

Heat Rate Adjustment: -----
Flow does not affect adjusted heat rate calculations

Equipment ID: SP1 Type: SPLITER Description: Splitter

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	285.756	458.87	46.00	3342.4	1.0
Primary Outlet	192.622	458.87	46.00	3342.4	1.0
Tertiary Outlet	93.133	458.87	46.00	3342.4	1.0

Main Inputs: -----
Stream ID at Primary Port S28
Primary Port Control Method remainder port
Stream ID at Tertiary Port S17
Tertiary Port Control Method downstream flow control

Current Values: -----
Primary Port Des. Frac. 0.6741
Second. Port Des. Frac. 0.0
Tertiary Port Des. Frac. 0.3259

Equipment ID: SP2 Type: SPLITER Description: Splitter

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	192.622	334.53	17.00	3109.3	1.0
Primary Outlet	153.300	334.53	17.00	3109.3	1.0
Tertiary Outlet	39.323	334.53	17.00	3109.3	1.0

Main Inputs: -----
Stream ID at Primary Port S31
Primary Port Control Method remainder port
Stream ID at Tertiary Port S32
Tertiary Port Control Method downstream flow control

Current Values: -----
Primary Port Des. Frac. 0.7959
Second. Port Des. Frac. 0.0
Tertiary Port Des. Frac. 0.2041

Equipment ID: SP3 Type: SPLITER Description: Splitter

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	571.757	118.24	110.00	505.01	0.0
Primary Outlet	190.525	118.24	110.00	505.01	0.0
Tertiary Outlet	381.051	118.24	110.00	505.01	0.0

Main Inputs: -----
Stream ID at Primary Port S12
Primary Port Control Method remainder port
Stream ID at Tertiary Port S26
Tertiary Port Control Method specified fraction
Tertiary Port Des. Frac. 0.6667

Current Values: -----
Primary Port Des. Frac. 0.3333
Second. Port Des. Frac. 0.0
Tertiary Port Des. Frac. 0.6667

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 57 of 78
10/08/2001

Equipment ID: SP4 Type: SPLITR Description: Splitter

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	571.566	540.07	88.00	3487.3	1.0
Primary Outlet	285.756	540.07	88.00	3487.3	1.0
Tertiary Outlet	285.756	540.07	88.00	3487.3	1.0

Main Inputs: -----
Stream ID at Primary Port S34
Primary Port Control Method specified fraction
Primary Port Des. Frac. 0.5000
Stream ID at Tertiary Port S35
Tertiary Port Control Method remainder port

Current Values: -----
Primary Port Des. Frac. 0.5000
Second. Port Des. Frac. 0.0
Tertiary Port Des. Frac. 0.5000

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 58 of 78
10/08/2001

Equipment ID: SP5 Type: SPLITR Description: Splitter

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	285.756	458.87	46.00	3342.4	1.0
Primary Outlet	192.622	458.87	46.00	3342.4	1.0
Tertiary Outlet	93.133	458.87	46.00	3342.4	1.0

Main Inputs: -----
Stream ID at Primary Port S41
Primary Port Control Method remainder port
Stream ID at Tertiary Port S48
Tertiary Port Control Method downstream flow control

Current Values: -----
Primary Port Des. Frac. 0.6741
Second. Port Des. Frac. 0.0
Tertiary Port Des. Frac. 0.3259

Equipment ID: SP6 Type: SPLITR Description: Splitter

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	192.622	334.53	17.00	3109.3	1.0
Primary Outlet	153.300	334.53	17.00	3109.3	1.0
Secondary Outlet	39.323	334.53	17.00	3109.3	1.0

Main Inputs: -----
Stream ID at Primary Port S45
Primary Port Control Method remainder port
Stream ID at Secondary Port S46
Second. Port Control Method downstream flow control

Current Values: -----
Primary Port Des. Frac. 0.7959
Second. Port Des. Frac. 0.2041
Tertiary Port Des. Frac. 0.0

Equipment ID: SP7 Type: SPLITR Description: Splitter

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	51.503	99.64	1.0	417.29	0.0
Primary Outlet	25.752	99.64	1.0	417.29	0.0
Tertiary Outlet	25.752	99.64	1.0	417.29	0.0

Main Inputs: -----
Stream ID at Primary Port S66
Primary Port Control Method remainder port
Stream ID at Tertiary Port S65
Tertiary Port Control Method specified fraction
Tertiary Port Des. Frac. 0.5000

Current Values: -----
Primary Port Des. Frac. 0.5000
Second. Port Des. Frac. 0.0
Tertiary Port Des. Frac. 0.5000

Equipment ID: SP8 Type: SPLITR Description: Splitter

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	8.0883	118.24	110.00	505.01	0.0
Primary Outlet	2.7337	118.24	110.00	505.01	0.0
Tertiary Outlet	5.3549	118.24	110.00	505.01	0.0

Main Inputs: -----
Stream ID at Primary Port S62
Primary Port Control Method downstream flow control
Stream ID at Tertiary Port S63
Tertiary Port Control Method downstream flow control

Current Values: -----
Primary Port Des. Frac. 0.3380
Second. Port Des. Frac. 0.0
Tertiary Port Des. Frac. 0.6620

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 62 of 78
10/08/2001

Equipment ID: SP9 Type: SPLTR Description: Splitter

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	579.846	118.24	110.00	505.01	0.0
Primary Outlet	8.0883	118.24	110.00	505.01	0.0
Tertiary Outlet	571.757	118.24	110.00	505.01	0.0

Main Inputs: -----
Stream ID at Primary Port S61
Primary Port Control Method downstream flow control
Stream ID at Tertiary Port S64
Tertiary Port Control Method remainder port

Current Values: -----
Primary Port Des. Frac. 0.013949
Second. Port Des. Frac. 0.0
Tertiary Port Des. Frac. 0.9861

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 63 of 78
10/08/2001

Equipment ID: ST1 Type: ST Description: Steam Turbine

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Steam Inlet	192.622	458.87	46.00	3342.4	1.0
Main Outlet	192.622	334.53	17.00	3109.3	1.0

Current Values: -----
Net ST Section Power 12471 kW
Shaft/Gearbox Losses 0.0 kW
Current Gross Section Pwr 12471 kW
Current Overall Efficiency 0.8090
Exergetic Efficiency 0.9820

Main Inputs: -----
Design Efficiency Method Spencer Cotton Cannon
Design Press. Method Inlet Pressure Set Upstream

Configuration Inputs: -----
Rotational Speed 3600
Default Stage Press. Ratio 0.8000
Shaft/Gearbox Loss Frac. 0.0
Design Blade Flow Angle 15.00

Design Reaction 0.0

Off Design Run Information: -----
Component was run in design mode

ST inlet: -----
No. of Control Valves 2
Control Valve DP 0.02
No. of Stages in Gov. Row 1
Pitch Dia. of Gov. Stage 965.20 mm
Use Mean-of-Valve Loops No
Current Control Valve Set. 1.0
Valve Constant (Kv) 123195
Throttle Flow Ratio 1.0

ST exit: -----
No. of Flow Ends 1
Exhaust Annulus Area 5.1654 m²
Current Annulus Velocity 0.0 m/sec
Volumetric Flow at ELEP 0.0 m³/sec
Volumetric Flow at ELEP per Flow End 0.0 m³/sec
Quality at ELEP 0.0
Exhaust Volumetric Flow 8.53077 m³/sec
Exhaust Volumetric Flow per Flow End 8.53077 m³/sec

Miscellaneous Values: -----
Min. Allowed Exit Quality 0.8500
Max. Allowed Inlet Temp. 565.56 C
Performance Factor 1.0

Internal Values: -----

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 64 of 78
10/08/2001

Equipment ID: ST1 Type: ST Description: Steam Turbine

Current Overall Efficiency 0.8090
Cur. Bowl-Last Extraction Eff. 0.8090
Cur. Bowl-ELEP Eff. 0.8090
Current Inlet S.V. 0.0701055 m³/kg
Current Bowl Pressure 45.08 bar

Data for Stage Groups:
Group Stage 1 eff. 0.8090
Group Stage 1 Current PR 0.3771
There are 4 Stages in Group 1
Design Stage PR, Group 1 0.7836
Group 1 Stage Critical PR 0.2119
Group Stage 1 Flow Coeff. 18183
Design Group 1 Enthalpy Corr. 1.0

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 65 of 78
10/08/2001

Equipment ID: ST2 Type: ST Description: Steam Turbine

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Steam Inlet	153.300	334.53	17.00	3109.3	1.0
Main Outlet	113.628	43.80	0.09	2324.6	0.8929
Second Extraction	0.0000	206.94	5	2870.4	1.0
Third Extraction	13.934	152.86	2.8	2768.7	1.0
Fourth Extraction	25.739	99.64	1.0	2602.1	0.9676

Current Values: -----
Net ST Section Power 29716 kW

Shaft/Gearbox Losses	0.0 kW
Current Gross Section Pwr	29716 kW
Current Overall Efficiency	0.8626
Exergetic Efficiency	0.9212

Main Inputs: -----

Design Efficiency Method	Spencer Cotton Cannon
Expansion Efficiency Definition	Bowl to UEEP
Design Press. Method	Inlet Pressure Set Upstream

Configuration Inputs: -----

Rotational Speed	3600
Default Stage Press. Ratio	0.8000
Shaft/Gearbox Loss Frac.	0.0
Design Blade Flow Angle	15.00
Design Reaction	0.0

Off Design Run Information: -----

Component was run in design mode

ST inlet: -----

No. of Control Valves	1
Control Valve DP	0.02
Current Control Valve Set.	1.0
Valve Constant (Kv)	243219
Throttle Flow Ratio	1.0

ST exit: -----

No. of Flow Ends	1
Exhaust Annulus Area	3.06 m ²
Current Annulus Velocity	148.11 m/sec
Volumetric Flow at ELEP	453.21 m ³ /sec
Volumetric Flow at ELEP per Flow End	453.21 m ³ /sec
Quality at ELEP	0.8863
Exhaust Volumetric Flow	456.61 m ³ /sec
Exhaust Volumetric Flow per Flow End	456.61 m ³ /sec
Exhaust-Loss Calc. Meth.	Westinghouse Exhaust Loss Curves
Last Stage Bucket LentGh	584.00 mm
Exhaust Loss	15.95 kJ/kg

Miscellaneous Values: -----

Min. Allowed Exit Quality	0.8400
---------------------------	--------

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 66 of 78
10/08/2001

Equipment ID: ST2 Type: ST Description: Steam Turbine

Max. Allowed Inlet Temp.	565.56 C
Performance Factor	1.0

Internal Values: -----

Current Overall Efficiency	0.8626
Cur. Bowl-Last Extraction Eff.	0.8889
Cur. Bowl-UEEP Eff.	0.8653
Cur. Bowl-ELEP at 1.5 inHg Eff.	0.8801
Cur. Bowl-ELEP Eff.	0.8829
Current ELEP	2308.6 kJ/kg
Current UEEP	2324.6 kJ/kg
Current Inlet S.V.	0.1594 m ³ /kg
Current Bowl Pressure	16.66 bar

Data for Stage Groups:

Group Stage 1 eff.	0.8383
Group Stage 3 eff.	0.8687
Group Stage 4 eff.	0.9265
Group Stage 5 eff.	0.8027
Group Stage 1 Current PR	0.3001
Group Stage 3 Current PR	0.5600
Group Stage 4 Current PR	0.3571
Group Stage 5 Current PR	0.09

There are 5 Stages in Group 1
 There are 3 Stages in Group 3
 There are 5 Stages in Group 4
 There are 11 Stages in Group 5

Design Stage PR, Group 1	0.7861
Design Stage PR, Group 3	0.8243
Design Stage PR, Group 4	0.8139
Design Stage PR, Group 5	0.8034
Group 1 Stage Critical PR	0.1663
Group 3 Stage Critical PR	0.3330
Group 4 Stage Critical PR	0.1999
Group 5 Stage Critical PR	0.0489095
Group Stage 1 Flow Coeff.	35561
Group Stage 3 Flow Coeff.	111040
Group Stage 4 Flow Coeff.	162969
Group Stage 5 Flow Coeff.	337351
Design Group 1 Enthalpy Corr.	0.8885
Design Group 3 Enthalpy Corr.	0.9273
Design Group 4 Enthalpy Corr.	1.00214
Design Group 5 Enthalpy Corr.	1.0
Spencer Cotton Cannon Extr 2 Enthalpy	2870.4 kJ/kg
Spencer Cotton Cannon Extr 3 Enthalpy	2768.7 kJ/kg
Spencer Cotton Cannon Extr 4 Enthalpy	2602.1 kJ/kg
SCC Extr. 2 Enth. Corr.	1.0
SCC Extr. 3 Enth. Corr.	1.0
SCC Extr. 4 Enth. Corr.	1.0

GateCycle Report - Case Report
 Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 67 of 78
 10/08/2001

Equipment ID: ST3 Type: ST Description: Steam Turbine

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Steam Inlet	285.756	540.07	88.00	3487.3	1.0
Main Outlet	285.756	458.87	46.00	3342.4	1.0

Current Values: -----

Net ST Section Power	11505 kW
Shaft/Gearbox Losses	0.0 kW
Current Gross Section Pwr	11505 kW
Current Overall Efficiency	0.6779
Exergetic Efficiency	0.9832

Main Inputs: -----

Design Efficiency Method	Spencer Cotton Cannon
Design Press. Method	Inlet Pressure Set Upstream

Configuration Inputs: -----

Rotational Speed	3600
Default Stage Press. Ratio	0.8000
Shaft/Gearbox Loss Frac.	0.0
Design Blade Flow Angle	15.00
Design Reaction	0.0

Off Design Run Information: -----

Component was run in design mode

ST inlet: -----

No. of Control Valves	2
Control Valve DP	0.02
No. of Stages in Gov. Row	2
Gov. Stage Exit Pressure	60.00 bar
Use Mean-of-Valve Loops	No
Current Control Valve Set.	1.0
Valve Constant (Kv)	99994
Throttle Flow Ratio	1.0

ST exit: -----
 No. of Flow Ends 1
 Exhaust Annulus Area 5.1654 m²
 Current Annulus Velocity 0.0 m/sec
 Volumetric Flow at ELEP 0.0 m³/sec
 Volumetric Flow at ELEP per Flow End 0.0 m³/sec
 Quality at ELEP 0.0
 Exhaust Volumetric Flow 5.56473 m³/sec
 Exhaust Volumetric Flow per Flow End 5.56473 m³/sec

Miscellaneous Values: -----
 Min. Allowed Exit Quality 0.8500
 Max. Allowed Inlet Temp. 565.56 C
 Performance Factor 1.0

Internal Values: -----

GateCycle Report - Case Report
 Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 68 of 78
 10/08/2001

Equipment ID: ST3 Type: ST Description: Steam Turbine

Current Overall Efficiency 0.6779
 Cur. Bowl-Last Extraction Eff. 0.6779
 Cur. Bowl-ELEP Eff. 0.6779
 Current Inlet S.V. 0.0401478 m³/kg
 Current Bowl Pressure 86.24 bar

Data for Stage Groups:
 Group Stage 1 eff. 0.6779
 Group Stage 1 Current PR 0.5334
 There are 3 Stages in Group 1
 Design Stage PR, Group 1 0.8110
 Group 1 Stage Critical PR 0.3135
 Group Stage 1 Flow Coeff. 15234
 Design Group 1 Enthalpy Corr. 1.0

GateCycle Report - Case Report
 Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 69 of 78
 10/08/2001

Equipment ID: ST4 Type: ST Description: Steam Turbine

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Steam Inlet	285.756	540.07	88.00	3487.3	1.0
Main Outlet	285.756	458.87	46.00	3342.4	1.0

Current Values: -----
 Net ST Section Power 11505 kW
 Shaft/Gearbox Losses 0.0 kW
 Current Gross Section Pwr 11505 kW
 Current Overall Efficiency 0.6779
 Exergetic Efficiency 0.9832

Main Inputs: -----
 Design Efficiency Method Spencer Cotton Cannon
 Design Press. Method Inlet Pressure Set Upstream

Configuration Inputs: -----
 Rotational Speed 3600
 Default Stage Press. Ratio 0.8000
 Shaft/Gearbox Loss Frac. 0.0
 Design Blade Flow Angle 15.00
 Design Reaction 0.0

Off Design Run Information: -----

Component was run in design mode

ST inlet: -----
No. of Control Valves 2
Control Valve DP 0.02
No. of Stages in Gov. Row 2
Gov. Stage Exit Pressure 60.00 bar
Use Mean-of-Valve Loops No
Current Control Valve Set. 1.0
Valve Constant (Kv) 99994
Throttle Flow Ratio 1.0

ST exit: -----
No. of Flow Ends 1
Exhaust Annulus Area 5.1654 m²
Current Annulus Velocity 0.0 m/sec
Volumetric Flow at ELEP 0.0 m³/sec
Volumetric Flow at ELEP per Flow End 0.0 m³/sec
Quality at ELEP 0.0
Exhaust Volumetric Flow 5.56473 m³/sec
Exhaust Volumetric Flow per Flow End 5.56473 m³/sec

Miscellaneous Values: -----
Min. Allowed Exit Quality 0.8500
Max. Allowed Inlet Temp. 565.56 C
Performance Factor 1.0

Internal Values: -----

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 70 of 78
10/08/2001

Equipment ID: ST4 Type: ST Description: Steam Turbine

Current Overall Efficiency 0.6779
Cur. Bowl-Last Extraction Eff. 0.6779
Cur. Bowl-ELEP Eff. 0.6779
Current Inlet S.V. 0.0401478 m³/kg
Current Bowl Pressure 86.24 bar

Data for Stage Groups:
Group Stage 1 eff. 0.6779
Group Stage 1 Current PR 0.5334
There are 3 Stages in Group 1
Design Stage PR, Group 1 0.8110
Group 1 Stage Critical PR 0.3135
Group Stage 1 Flow Coeff. 15234
Design Group 1 Enthalpy Corr. 1.0

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 71 of 78
10/08/2001

Equipment ID: ST5 Type: ST Description: Steam Turbine

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Steam Inlet	192.622	458.87	46.00	3342.4	1.0
Main Outlet	192.622	334.53	17.00	3109.3	1.0

Current Values: -----
Net ST Section Power 12471 kW
Shaft/Gearbox Losses 0.0 kW
Current Gross Section Pwr 12471 kW
Current Overall Efficiency 0.8090
Exergetic Efficiency 0.9820

Main Inputs: -----

Design Efficiency Method
Design Press. Method

Spencer Cotton Cannon
Inlet Pressure Set Upstream

Configuration Inputs: -----
Rotational Speed 3600
Default Stage Press. Ratio 0.8000
Shaft/Gearbox Loss Frac. 0.0
Design Blade Flow Angle 15.00
Design Reaction 0.0

Off Design Run Information: -----
Component was run in design mode

ST inlet: -----
No. of Control Valves 2
Control Valve DP 0.02
No. of Stages in Gov. Row 1
Pitch Dia. of Gov. Stage 965.20 mm
Use Mean-of-Valve Loops No
Current Control Valve Set. 1.0
Valve Constant (Kv) 123195
Throttle Flow Ratio 1.0

ST exit: -----
No. of Flow Ends 1
Exhaust Annulus Area 5.1654 m²
Current Annulus Velocity 0.0 m/sec
Volumetric Flow at ELEP 0.0 m³/sec
Volumetric Flow at ELEP per Flow End 0.0 m³/sec
Quality at ELEP 0.0
Exhaust Volumetric Flow 8.53077 m³/sec
Exhaust Volumetric Flow per Flow End 8.53077 m³/sec

Miscellaneous Values: -----
Min. Allowed Exit Quality 0.8500
Max. Allowed Inlet Temp. 565.56 C
Performance Factor 1.0

Internal Values: -----

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 72 of 78
10/08/2001

Equipment ID: ST5 Type: ST Description: Steam Turbine

Current Overall Efficiency 0.8090
Cur. Bowl-Last Extraction Eff. 0.8090
Cur. Bowl-ELEP Eff. 0.8090
Current Inlet S.V. 0.0701055 m³/kg
Current Bowl Pressure 45.08 bar

Data for Stage Groups:
Group Stage 1 eff. 0.8090
Group Stage 1 Current PR 0.3771
There are 4 Stages in Group 1
Design Stage PR, Group 1 0.7836
Group 1 Stage Critical PR 0.2119
Group Stage 1 Flow Coeff. 18183
Design Group 1 Enthalpy Corr. 1.0

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 73 of 78
10/08/2001

Equipment ID: ST6 Type: ST Description: Steam Turbine

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Steam Inlet	153.300	334.53	17.00	3109.3	1.0

Main Outlet	113.628	43.80	0.09	2324.6	0.8929
Second Extraction	0.0000	206.94	5	2870.4	1.0
Third Extraction	13.934	152.86	2.8	2768.7	1.0
Fourth Extraction	25.739	99.64	1.0	2602.1	0.9676

Current Values: -----

Net ST Section Power	29716 kW
Shaft/Gearbox Losses	0.0 kW
Current Gross Section Pwr	29716 kW
Current Overall Efficiency	0.8626
Exergetic Efficiency	0.9212

Main Inputs: -----

Design Efficiency Method	Spencer Cotton Cannon
Expansion Efficiency Definition	Bowl to UEEP
Design Press. Method	Inlet Pressure Set Upstream

Configuration Inputs: -----

Rotational Speed	3600
Default Stage Press. Ratio	0.8000
Shaft/Gearbox Loss Frac.	0.0
Design Blade Flow Angle	15.00
Design Reaction	0.0

Off Design Run Information: -----

Component was run in design mode

ST inlet: -----

No. of Control Valves	1
Control Valve DP	0.02
Current Control Valve Set.	1.0
Valve Constant (Kv)	243219
Throttle Flow Ratio	1.0

ST exit: -----

No. of Flow Ends	1
Exhaust Annulus Area	3.06 m ²
Current Annulus Velocity	148.11 m/sec
Volumetric Flow at ELEP	453.21 m ³ /sec
Volumetric Flow at ELEP per Flow End	453.21 m ³ /sec
Quality at ELEP	0.8863
Exhaust Volumetric Flow	456.61 m ³ /sec
Exhaust Volumetric Flow per Flow End	456.61 m ³ /sec
Exhaust-Loss Calc. Meth.	Westinghouse Exhaust Loss Curves
Last Stage Bucket LenTgh	584.00 mm
Exhaust Loss	15.95 kJ/kg

Miscellaneous Values: -----

Min. Allowed Exit Quality	0.8500
---------------------------	--------

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 74 of 78
10/08/2001

Equipment ID: ST6 Type: ST Description: Steam Turbine

Max. Allowed Inlet Temp.	565.56 C
Performance Factor	1.0

Internal Values: -----

Current Overall Efficiency	0.8626
Cur. Bowl-Last Extraction Eff.	0.8889
Cur. Bowl-UEEP Eff.	0.8653
Cur. Bowl-ELEP at 1.5 inHg Eff.	0.8801
Cur. Bowl-ELEP Eff.	0.8829
Current ELEP	2308.6 kJ/kg
Current UEEP	2324.6 kJ/kg
Current Inlet S.V.	0.1594 m ³ /kg
Current Bowl Pressure	16.66 bar

Data for Stage Groups:

Group Stage 1 eff.	0.8383
Group Stage 3 eff.	0.8687
Group Stage 4 eff.	0.9265
Group Stage 5 eff.	0.8027
Group Stage 1 Current PR	0.3001
Group Stage 3 Current PR	0.5600
Group Stage 4 Current PR	0.3571
Group Stage 5 Current PR	0.09
There are 5 Stages in Group 1	
There are 3 Stages in Group 3	
There are 5 Stages in Group 4	
There are 11 Stages in Group 5	
Design Stage PR, Group 1	0.7861
Design Stage PR, Group 3	0.8243
Design Stage PR, Group 4	0.8139
Design Stage PR, Group 5	0.8034
Group 1 Stage Critical PR	0.1663
Group 3 Stage Critical PR	0.3330
Group 4 Stage Critical PR	0.1999
Group 5 Stage Critical PR	0.0489095
Group Stage 1 Flow Coeff.	35561
Group Stage 3 Flow Coeff.	111040
Group Stage 4 Flow Coeff.	162969
Group Stage 5 Flow Coeff.	337351
Design Group 1 Enthalpy Corr.	0.8885
Design Group 3 Enthalpy Corr.	0.9273
Design Group 4 Enthalpy Corr.	1.00214
Design Group 5 Enthalpy Corr.	1.0
Spencer Cotton Cannon Extr 2 Enthalpy	2870.4 kJ/kg
Spencer Cotton Cannon Extr 3 Enthalpy	2768.7 kJ/kg
Spencer Cotton Cannon Extr 4 Enthalpy	2602.1 kJ/kg
SCC Extr. 2 Enth. Corr.	1.0
SCC Extr. 3 Enth. Corr.	1.0
SCC Extr. 4 Enth. Corr.	1.0

GateCycle Report - Case Report
Model: CS14-0 Case: CS14-0

Page 75 of 78
10/08/2001

Equipment ID: TMX1 Type: TMIX Description: Temperature Control Mixer

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Main Inlet	186.266	458.87	46.00	3342.4	1.0
Outlet	189.000	440.00	44.00	3301.4	1.0
Control Inlet	2.7337	118.24	110.00	505.01	0.0

Main Inputs: -----

Temp. Control Method	Outlet Temperature
Desired Outlet Temperature	440.00 C
Temperature	440.00 C
Press. Control Method	Outlet Pressure
Desired Outlet Pressure	44.00 bar
Pressure	44.00 bar

Demand Flow Control: -----

Demand-Flow Control Flag	Yes
Desired Outlet Flow	189.00 tonm/hr

Current Values: -----

Temperature Change	-18.87 C
Degrees of Superheat	183.94 C
Pressure Drop	0.0434783
Exergetic Efficiency (beta!)	0.9975

Equipment ID: TMX2 Type: TMIX Description: Temperature Control Mixer

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Main Inlet	78.645	334.53	17.00	3109.3	1.0
Outlet	84.000	260.00	16.00	2943.3	1.0
Control Inlet	5.3549	118.24	110.00	505.01	0.0

Main Inputs: -----
Temp. Control Method
Desired Outlet Temperature
Temperature
Outlet Temperature
260.00 C
260.00 C

Press. Control Method
Desired Outlet Pressure
Pressure
Outlet Pressure
16.00 bar
16.00 bar

Demand Flow Control: -----
Demand-Flow Control Flag
Desired Outlet Flow
Yes
84.00 tonm/hr

Current Values: -----
Temperature Change
Degrees of Superheat
Pressure Drop
Exergetic Efficiency (beta!)
-74.53 C
58.63 C
0.0588235
1.00974

Equipment ID: V1 Type: PIPVLV Description: Valve

Ports:	Flow tonm/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	571.566	541.00	90.25	3487.3	1.0
Outlet	571.566	540.07	88.00	3487.3	1.0

Main Inputs: -----
Press. Control Method
Desired Exit Pressure
Pressure
Specified Outlet Pressure (Valve)
88.00 bar
88.00 bar

Temp. Control Method
No Enthalpy change

Current Values: -----
Pressure Drop
Temperature Drop
Heat Transfer
Current Specific Volume
Current Absolute DP
0.0249308
0.9334 C
0.0 kJ/sec
0.0391387 m³/kg
-2.25 bar

Equipment ID: VENT Type: SINK Description: Sink

Ports:	Flow tonn/hr	Temperature C	Pressure bar	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	0.2520	116.94	1.8	2701.4	1.0

Heat Rate Adjustment: -----
Flow does not affect adjusted heat rate calculations

Bibliografia

- [1] Klein, Vitor S.
"Cogeração no Setor Industrial"
XVIII Seminário de Balanços Energéticos Globais e Utilidades
02 a 04 de junho de 1996; São Paulo – SP
- [2] Van Wylen, G.; Sontag, R.; Borgnakke, C.
"Fundamentos da Termodinâmica Clássica"
Editora Edgard Blücher Ltda, 1998.
- [3] Simonetti, E.; Ramiro, D.
"O que Fazer para Não Ficar no Escuro"
Revista Veja, ed. 1696, ano 34, nº 15; Ed. Abril; 18 de abril de 2001.
- [4] Periódico "Eletricidade Moderna" nº255 – junho de 1995, pp. 70 a 77
- [5] Periódico "Eletricidade Moderna" nº292 – julho de 1998, pp. 150 a 155
- [6] Periódico "Eletricidade Moderna" nº298 – janeiro de 1999, pp. 114 a 123
- [7] Periódico "Eletricidade Moderna" nº323 – fevereiro de 2001, pp. 140 a 157
- [8] Periódico "Brasil Energia" nº244 – março de 2001, pp. 79 e 80
- [9] Edital de Convocação NCTE Cosipa – março de 1998
- [10] Caspedes, João F.P.; Oliveira Jr., Sílvia
"Análise Termoeconômica de Plantas de Cogeração"
Revista Brasileira da Engenharia Química, vol.17, nº4 – dez97/jan98, pp 21 a 27
- [11] GateCycle 5.3 – Getting Started & Installation Guide
GE Enter Software -1999
- [12] Site GasEnergia
www.gasenergia.com.br
- [13] Site da ANEEL
www.aneel.gov.br
- [14] Eastop, T.D.; Croft, D.R.
"Energy Efficiency for Engineers and Technologists"
Addison Wesley Longman Limited, England, 1996, 2nd edition.

[15] Horlock, J. H.

"Cogeneration – Combined Heat and power (CHP): Thermodynamics and Economics"

Krieger Publishing Company, Malabar, Florida, 1997, 2nd edition.