



INSTITUTO POLITÉCNICO DE LISBOA

**ISEL**

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA

ÁREA DEPARTAMENTAL DE ENGENHARIA QUÍMICA

# Simulação de padrões de consumo/produção de eletricidade e vapor num complexo industrial – Caso de estudo

**Trabalho Final de Mestrado para obtenção do**

**Grau de Mestre em Engenharia Química e Biológica**

Autor: Luís Miguel Calamote de Almeida

Orientadores: Professor Doutor José Valério do Nascimento Palmeira

Professor Doutor João Miguel Alves da Silva

Júri: Professor Doutor Jaime Puna

Professor Doutor Henrique Matos

Professor Doutor José Palmeira



Instituto Politécnico De Lisboa

ISEL

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA

Área Departamental De Engenharia Química

Simulação de padrões de consumo/produção de eletricidade e vapor  
num complexo industrial – Caso de estudo

Trabalho Final de Mestrado para obtenção do  
Grau de Mestre em Engenharia Química e Biológica

Autor: Luís Miguel Calamote de Almeida

Orientadores: Professor Doutor José Valério do Nascimento Palmeira

Professor Doutor João Miguel Alves da Silva

Júri: Professor Doutor Jaime Puna

Professor Doutor Henrique Matos

Professor Doutor José Palmeira



## Agradecimentos

Toda este trabalho não seria possível sem o apoio fundamental de certas pessoas, em especial, ao meu pai e a minha mãe pelo sacrifício infindável que fizeram tanto por mim como pelo meu irmão, ao meu avô por todo o conhecimento que me transmitiu ao longo da minha vida, aos meus padrinhos por desempenharem o papel de segundos pais como mais ninguém o consegue fazer.

Ao Cláudio porque sem uma certa conversa este texto nunca teria sido escrito.

Aos meus orientadores tanto por tudo aquilo que me ensinaram assim como por todo o apoio demonstrado no desenvolvimento deste trabalho e na sua entrega, a todos os meus colegas em especial ao Diogo Sousa, Ana Lopes, Carina Fialho, Jéssica Cruz, Sofia Alves e Diogo Alves por todo o apoio que me deram ao longo do meu percurso académico.

Aos meus amigos, David Duarte, Jorge Macedo e Gonçalo Pinto porque sem as palavras sábias e oportunas destes nada disto me tinha acontecido.

À minha namorada por todo o apoio e carinho que demonstrou e continua a demonstrar.

Obrigado a todos que em cima foram mencionados pois sem vós isto não seria possível.

## Resumo

Este trabalho de mestrado teve como principal foco o desenvolvimento de casos de estudo, como soluções de produção de vapor e energia elétrica, de forma a satisfazer as necessidades energéticas identificadas de um complexo industrial.

No desenvolvimento das soluções foi utilizado o software *Aspen Utility Planner*, que é uma aplicação específica na modelação e simulação de sistemas de utilidades. Esta ferramenta foi utilizada na criação de sete casos de estudo, todos eles satisfazendo as necessidades do sistema, com desempenhos energéticos distintos.

De entre os casos simulados, o que se demonstrou mais promissor na comparação com o caso de estudo de referência foi o caso sete, por ter sido o mais eficiente em termos de cogeração (97.84%), assim como foi o que apresentou menores custos com utilidades fornecidas ao sistema (7440 €/h).

O caso sete consiste numa turbina a gás, a partir da qual são produzidos gases de combustão, que passam num recuperador de calor, onde é produzido vapor de água sobreaquecido a 400°C e 46 bar. Uma fração deste vapor segue para o processo, enquanto que o restante é turbinado, resultando em duas linhas de vapor com 21 e 6 bar, sendo estas também utilizadas para satisfazer as necessidades do processo.

Em todos os casos simulados, a eletricidade gerada nas turbinas é alimentada diretamente ao processo, sendo ainda necessária a compra de energia elétrica à rede, de forma a satisfazer as restantes necessidades do processo.

## Palavras – Chave

Simulação; Cogeração; Energia Térmica; Energia Elétrica; Tecnologia Industrial;

## **Abstract**

The focus of this masters paper was the development of case studies, such as steam and electric power generation solutions, to meet the identified energy needs of an industrial complex.

In the development of the solutions was used the software Aspen Utility Planner, which is a specific software in the modelling and simulation of utility systems. This tool was used in the creation of seven case studies all of them satisfying the needs of the system at distinct energy performances.

Among the simulated cases, the most promising in comparison with the reference case was case seven, as it was the most efficient in terms of cogeneration (97.84%) and was the case with the lowest costs with utilities supplied to the system (7440 €/h).

Case seven consists of a gas turbine from which exhaust gases are produced and passed in a heat recovery system where superheated steam is produced at 400 ° C and 46 bar. A fraction of this steam goes into the process while the remainder is turbined, resulting in two steam lines having 21 and 6 bar, these are also used to satisfy the needs of the process.

In all simulated cases, the electricity generated in the turbines is fed directly to the process, and it is also necessary to purchase electricity from the grid to satisfy the needs of the process.

## **Key Words**

Simulation; Cogeneration; Thermal energy; Electricity; Industrial Technology;

## Índice

Agradecimentos .....	i
Resumo .....	ii
Palavras – Chave .....	ii
Abstract .....	iii
Key Words.....	iii
Tabela de Siglas.....	xi
1. Introdução .....	1
1.1. Enquadramento.....	1
1.2. Objetivo Proposto .....	3
1.3. Estrutura do Trabalho Final de Mestrado .....	4
1.4. Apresentação do processo produtivo .....	5
2. Revisão Bibliográfica .....	7
2.1. Utilidades .....	7
2.1.1. Vapor de água.....	7
2.1.2. Eletricidade.....	8
2.1.3. Combustíveis.....	9
2.2. Ciclos Termodinâmicos.....	11
2.2.1. Ciclo de Carnot.....	11
2.2.2. Ciclo de Brayton .....	12
2.2.3. Ciclo de Rankyne .....	13
2.3. Produção de utilidades.....	14
2.3.1. Ciclo combinado .....	14
2.3.2. Cogeração.....	14
2.3.3. Cogeração com turbina de vapor.....	16
2.3.4. Cogeração com turbina de gás.....	16
2.3.5. Cogeração com ciclo combinado.....	18
2.3.6. Cogeração com motor alternativo de combustão interna.....	19
2.3.7. Trigeração .....	20

2.4. Equipamentos utilizado em sistemas de produção de vapor .....	21
2.5 Bombas.....	21
2.6. Turbinas.....	22
2.6.1. Turbinas a vapor.....	22
2.6.2. Turbinas a gás.....	22
2.7. Ciclos Energéticos .....	24
2.8. Permutadores e Recuperadores de Calor .....	25
2.9. Ferramentas de simulação de sistemas de produção de vapor.....	26
2.9.1. Princípios Gerais .....	26
2.10. Modelos matemáticos .....	28
2.11. Aspen Utility Planner.....	29
2.12. Passos de construção de um modelo.....	36
2.12.1. Erro de Cálculo.....	38
2.12.2. Erro de Equivalência.....	39
2.13.3. Erro de Singularidade.....	39
3. Estudo de soluções de sistemas de produção de utilidades .....	41
3.1. Pressupostos de simulação .....	41
3.2. Construção Caso 1: .....	43
3.3. Construção Caso 2: .....	53
3.4. Construção Caso 3: .....	60
3.5. Construção Caso 4: .....	67
3.6. Construção Caso 5: .....	73
3.7. Construção Caso 6: .....	79
3.8. Construção Caso 7 .....	86
3.9. Análise Geral dos Casos de estudo.....	93
4. Conclusões.....	95
Trabalho Futuro.....	98
Bibliografia .....	99
Anexos .....	101

Relatório Caso 1.....	103
Relatório Caso 7.....	112

## Índice de Figuras

Figura 1 - Máquina a vapor de James Watt [1] .....	1
Figura 2 - Esquema do sistema de Cogeração atual. ....	5
Figura 3 - Curva de Equilíbrio Líquido-Vapor, vapor de água (dados obtidos através do <i>Aspen Hysys</i> ) .....	8
Figura 4 - Ciclo de Carnot P-V T-s.....	11
Figura 5 - Ciclo de Brayton P-V T-s .....	12
Figura 6 - Ciclo de Rankyne T-s .....	13
Figura 7 - Esquema de central de ciclo combinado.[16] .....	14
Figura 8 - <i>Cogeração com turbina de vapor de contrapressão.</i> .....	16
Figura 9 - <i>Cogeração com turbina de gás.</i> .....	17
Figura 10 - <i>Cogeração de ciclo combinado.</i> .....	18
Figura 11 - <i>Cogeração com motor de combustão interna.</i> .....	19
Figura 12 - <i>Trigeração.</i> .....	20
Figura 14 - Numero de publicações relacionadas com simulação, adaptado de [32] .....	27
Figura 15 - Aspen Utility Planner .....	29
Figura 16 - Correntes (AUP).....	30
Figura 17 - Alimentações (AUP) .....	30
Figura 18 – Necessidades (AUP) .....	30
Figura 19 - Tubos de Comunicação (AUP) .....	31
Figura 20 - Modelos de Vapor (AUP).....	31
Figura 21 – Bombas (AUP).....	32
Figura 22 – Turbinas (AUP).....	32
Figura 23 - Permutadores de Calor (AUP).....	32
Figura 24 – Multiplicadores (AUP) .....	33
Figura 25 - Modelos de combustível (AUP) .....	33
Figura 26 - Modelos de emissões (AUP). ....	34
Figura 27 - Local onde o relatório pode ser gerado. ....	34
Figura 28 - Exemplo do cabeçalho de relatório gerado pelo utility planner. ....	34
Figura 29 - Indicadores de equações, <i>Aspen Utility Planer</i> .....	36
Figura 30 - Exemplo de modelo com (esquerda) e sem (direita) bloco de necessidades.....	37
Figura 31 - Mensagem de erro de cálculo. ....	37
Figura 32 - Menu de situação da simulação, permite ao utilizador analisar o sistema e efetuar correções.....	38

Figura 33 - Erro de equivalência.....	39
Figura 34 - Erro de singularidade. ....	40
Figura 35 - Esquema do processo de cogeração atual.....	43
Figura 36 - Construção do processo de cogeração atual.(ver página seguinte) .....	43
Figura 37 - Blocos de alimentação. ....	45
Figura 38 - Variáveis Bloco B8 (Bomba).....	46
Figura 39 - Tabelas e gráfico correspondente as retas de eficiência da bomba (B8).....	47
Figura 40 - Variáveis bloco B9 (Caldeira) .....	47
Figura 41 - Variáveis bloco B11 (tubagens).....	48
Figura 42 – Variáveis blocos B10, B12, B13 e B4 (Turbinas) .....	49
Figura 43 - Variáveis blocos B14 B15 e B16 (Necessidades de vapor do processo).....	51
Figura 44 - Variáveis bloco B17 (Necessidades elétricas do processo) .....	51
Figura 45 - Esquema do processo de cogeração caso 2. ....	53
Figura 46 – Construção do processo de cogeração caso 2 .(ver página seguinte) .....	53
Figura 47 - Zona de turbinção caso 2 (esquerda) e caso 1 (direita).....	55
Figura 48 - Tabela feita pelo utilizador.....	57
Figura 49 - Esquema da cogeração caso 3 .....	60
Figura 50 - Construção caso de cogeração caso 3 (ver página seguinte).....	60
Figura 51 - Bloco B6 (turbina a Gás) .....	62
Figura 52 - Bloco B4 (permutador de calor).....	63
Figura 53 - Tabela temporária criada pelo utilizador. ....	65
Figura 54 - Esquema da cogeração caso 4 .....	67
Figura 55 – Construção do caso de cogeração, caso 4 (ver página seguinte) .	67
Figura 56 - Esquema cogeração caso 5 .....	73
Figura 57 - Construção do caso de cogeração, caso 5 (ver página seguinte)..	73
Figura 58 - Bloco B7 e B7A (Turbinas a Vapor).....	75
Figura 59 - Esquema cogeração caso 6 .....	79
Figura 60 - Construção do caso de cogeração, caso 6 (ver página seguinte) ..	79
Figura 61 - Bloco B10 (Recuperadores de Calor).....	81
Figura 62 - Esquema cogeração caso 7. ....	86
Figura 63 - Construção do caso de cogeração, caso 7.(ver página seguinte)..	86
Figura 64 - Bloco B6 (Turbina a Gás) .....	88
Figura 65 – Bloco B10 (Recuperador de calor).....	89

## Índice de Tabelas

Tabela 1 - Valores de consumo anuais.....	6
Tabela 2 – Gama de necessidades de vapor e eletricidade.....	6
Tabela 3 – Caracterização das correntes de vapor.....	6
Tabela 4 – Composição do combustível assumida na simulação [36]. ....	42
Tabela 5 - Custos de eletricidade de combustível aplicados a indústria [37, 38]. .....	42
Tabela 6 – Entradas processuais Caso 1 .....	45
Tabela 7 - Turbinas processuais do caso 1. ....	49
Tabela 8 - Saídas do processo caso 1.....	50
Tabela 9 - Caudais de saída de cada uma das utilidades.....	52
Tabela 10 - Valores de eletricidade e de caudal de combustível comprado utilizados.....	55
Tabela 11 - Valores monetários associados a compra de utilidades.....	56
Tabela 12 - Valores monetários associados a compra de utilidades considerando o fuel-gás.....	56
Tabela 13 - Variações dos caudais de necessidades do processo. ....	57
Tabela 14 - Variação negativa do consumo de vapor. ....	58
Tabela 15 - Variação de todas as variáveis de saída.....	59
Tabela 16 - Valores monetários associados a compra de utilidades.....	63
Tabela 17 - Valores monetários associados a compra de utilidades considerando o fuel gás.....	64
Tabela 18 - Variação da energia mantendo os caudais fixos.....	65
Tabela 19 - Variação dos caudais mantendo-se a energia fixa.....	66
Tabela 20 - Valores monetários associados a compra das utilidades. ....	69
Tabela 21 - Valores monetários associados a compra das utilidades considerando o fuel-gás.....	70
Tabela 22 - Variação da energia, fixando-se os caudais. ....	71
Tabela 23 – Variação dos caudais fixando-se a energia.....	71
Tabela 24 - Valores monetários associados a compra de utilidades.....	76
Tabela 25 - Valores monetários associados a compra de utilidades considerando o fuel-gás.....	76
Tabela 26 - Variação da energia elétrica, mantendo os caudais fixos. ....	77
Tabela 27 - Variação dos caudais mantendo a eletricidade necessária fixa. ...	78
Tabela 28 Valores monetários associados a compra utilidades.....	82

Tabela 29 - Valores monetários associados a compra de utilidades considerando o fuel-gás.....	83
Tabela 30 - Variação da energia elétrica, com caudais fixos. ....	84
Tabela 31 - Variação dos caudais com energia elétrica fixa. ....	84
Tabela 32 - Valores monetários associados a compra utilidades.....	90
Tabela 33 - Valores monetários associados a compra utilidades considerando fuel-gás.....	90
Tabela 34 - Variação da energia elétrica, com caudais fixos. ....	91
Tabela 35 - Variação dos caudais com energia elétrica fixa. ....	92
Tabela 36 - Tabela Resumo de todos os casos.....	93
Tabela 37 - Valores de eficiência obtidos para cada caso. ....	96
Tabela 38 - Rácios Energia Térmica/ Energia Elétrica.....	96
Tabela 39 - Variáveis típicas .....	101
Tabela 40 - Valores de consumo assim como monetários associados a estes. .....	102

## Tabela de Siglas

Sigla	Significado
$E$	Energia elétrica gerada
$\Delta H_s$	Varição da energia entre vapor produzidos e condensados.
$Q_a$	Calor adicionado
$Q_{in}$ ou $Q_{entrada}$	Calor a entrada
$Q_{out}$	Calor a saída
$e$	Fração elétrica
$\eta_e$	Eficiência elétrica
$\eta_h$	Eficiência do gerador de vapor
$\eta_{co}$	Eficiência da cogeração
$\eta_c$	Eficiência do ciclo combinado
$\eta_t$	Eficiência térmica
$\eta_{tCarnot}$	Eficiência térmica do ciclo de Carnot
$\eta_{tBrayton}$	Eficiência térmica do ciclo de Brayton
$\eta_{tRankyne}$	Eficiência térmica do ciclo de Rankyne
$T_1$	Temperatura no ponto 1
$T_2$	Temperatura no ponto 2
$T_3$	Temperatura no ponto 3
$T_4$	Temperatura no ponto 4
$T_L$	Temperatura de compressão adiabática
$T_H$	Temperatura de expansão adiabática.
$W_{produzido}$	Trabalho produzido
AUP	Aspen Utility Planner

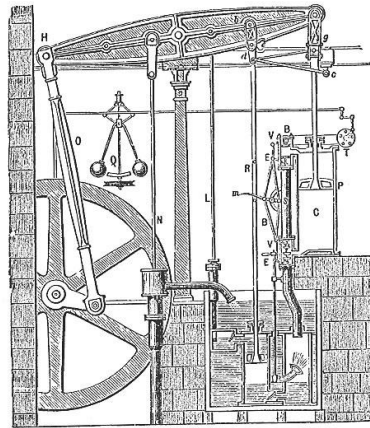


# 1. Introdução

## 1.1. Enquadramento

Desde o início da revolução industrial, na viragem do século XVIII, que o aumento do lucro tem vindo a ser o foco chave para a produção em massa de qualquer matéria ou recurso necessário para o ser humano e para o seu desenvolvimento. Com esta necessidade nasceu mecanização e automatização da indústria.

Esta revolução teve como base o aperfeiçoamento da máquina a vapor, ver Figura 1, por James Watt, que, em 1777, olhou para os instrumentos até então criados e aperfeiçoou-os de forma a aumentar a eficiência da sua invenção, tornando, assim, o vapor num elemento chave da revolução industrial e da indústria, daí em diante.



**Figura 1 - Máquina a vapor de James Watt [1]**

Com esta invenção nasceu a era industrial, que manteria sempre a tendência de aperfeiçoar-se de uma forma constante, procurando um ponto ótimo de trabalho e de eficiência que permitisse maiores lucros, sendo que o vapor poderia ser usado como uma utilidade térmica e/ou mecânica. O vapor esteve sempre ligado à evolução da indústria, sendo sempre procuradas melhores formas de o produzir e utilizar.

Com a evolução do aumento do preço do petróleo, e dos seus derivados, tem-se verificado um aumento nos custos com a produção de utilidades, incluindo o vapor. Países como a China e os Estados Unidos têm vindo a adotar técnicas que permitem, não só aumentar a eficiência no uso destes combustíveis, como reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> [2].

Muitas destas técnicas prendem-se com procura de melhores tecnologias que permitam um uso mais eficiente do combustível, assim como das utilidades produzidas com

o uso deste. Uma das técnicas mais usadas prende-se com a integração de processos, onde, em 1978, Linnhoff e Flower introduziram as primeiras noções, e, com estas, nasceu uma nova tendência de se aumentar a eficiência dos processos, assim como da forma como se produzem e utilizam utilidades [2, 3].

A indústria petroquímica esteve sempre na vanguarda destas tecnologias, devido à procura constante dos melhores pontos de trabalho e de eficiência. Esta é uma indústria que está em constante mutação, e, como tal, precisa de se encontrar sempre atualizada.

Mantendo um estudo constante de possíveis integrações processuais, assim como de equipamentos cada vez mais eficientes. A área petroquímica apresenta sempre novos desafios, que dão origem a novos projetos e inovações na área industrial onde se situa. Uma outra ferramenta, que têm vindo a ganhar terreno de uma forma geral na indústria, é a simulação.

A simulação utiliza modelos matemáticos que permitem, replicar casos reais, físicos e químicos, em ambiente controlado. Com o evoluir da tecnologia e da capacidade de processamento dos computadores, a utilização da simulação tem vindo a ganhar terreno, tanto na fase de projeto como em processo, pois permite avaliar o impacto da utilização de novas tecnologias e de alterações na construção do processo de uma forma simples e de baixo custo, ou mesmo, nenhum custo.

Assim, é de todo o interesse a implementação desta ferramenta com vista à melhoria continua do processo.

## 1.2. Objetivo Proposto

Este trabalho tem por objetivo o estudo dos padrões de consumo e produção de utilidades (energia elétrica e vapor) de um complexo industrial petroquímico, constituído por um conjunto de fábricas com consumos de utilidades.

Todas as fábricas são consumidoras de vapor e de eletricidade, produzidos em parte por um sistema de utilidades, sendo este o foco da simulação, assim como deste estudo.

Uma das fábricas, em particular, é produtora de vapor (partindo da queima de gás natural) que é consumido internamente. Adicionalmente, nesta fábrica, é produzido um subproduto combustível (fuel-gás), que é consumido internamente para a produção de energia térmica, visto este possuir composições semelhante a do gás natural. Em alguns cenários de produção (dependendo da composição da matéria-prima), a quantidade do subproduto combustível produzido é excedentária (fuel-gás), podendo ser este utilizado na produção de utilidades térmicas.

Devido à multiplicidade de cenários de consumo de eletricidade e de vapor, no complexo industrial, pretende-se, com este trabalho, procurar uma solução para a produção e fornecimento destas utilidades a todo o complexo, sendo que, além desta multiplicidade de cenários, o processo atualmente utilizado, que consiste num sistema de cogeração, é inadequado quando são tidas em conta as reais necessidades do complexo industrial.

Este sistema é constituído por um conjunto de caldeiras que produzem vapor a 120 bar e 520°C, sendo este, posteriormente turbinado para as pressões de entrada do complexo (46, 21 e 6 bar).

Nesta conformidade, são apresentadas várias soluções, que são desenvolvidas ao longo deste trabalho, estas soluções apresentam-se como casos de dois a sete e podem ser revistos no capítulo 3. Estudo de soluções de sistemas de produção de utilidades.

### **1.3. Estrutura do Trabalho Final de Mestrado**

Este trabalho apresenta-se subdividido em três grupos principais, que se correlacionam. Em primeiro lugar, temos a introdução (da qual faz parte o presente texto), na qual se aborda tanto o enquadramento do presente trabalho como o objetivo proposto para o mesmo. Além disso, introduz-se uma breve apresentação do processo produtivo, no qual são apresentadas algumas características do mesmo.

Existe, de seguida, a revisão bibliográfica, na qual são abordados diferentes pontos teóricos de interesse para a compreensão do trabalho posposto. São feitas referências a várias matérias, de uma forma geral e aprofundada, que permitem uma maior compreensão de algumas das escolhas realizadas no desenvolvimento dos casos de estudo.

Segue-se um capítulo de casos de estudo, em que são apresentados os resultados deste trabalho, estudados e explicados, assim como são propostas soluções. Encontra-se subdividido em sete pontos, cada um deles correspondente a um caso de estudo independentemente.

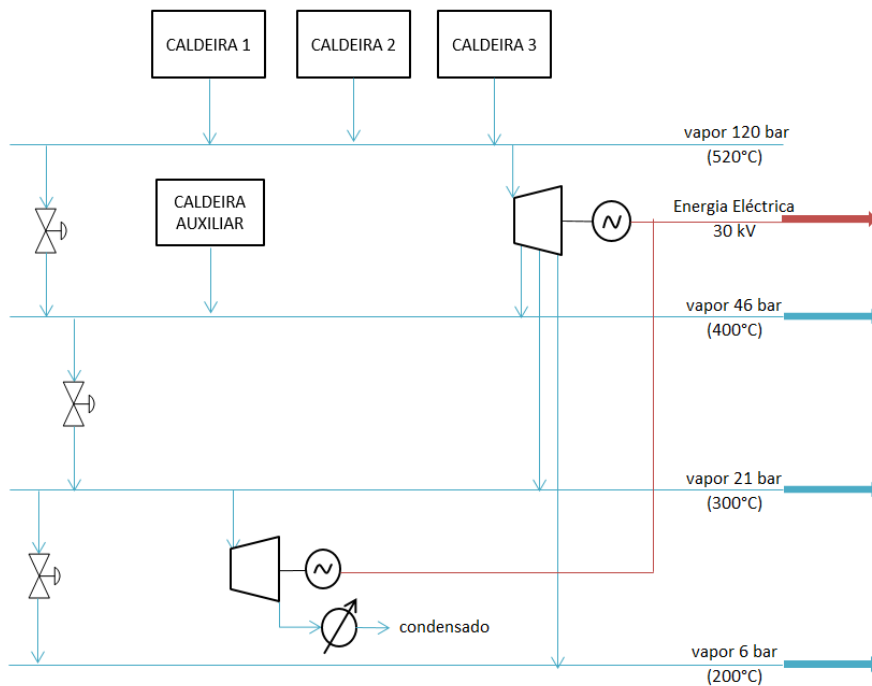
Por fim são apresentadas as conclusões do trabalho, assim como apontadas perspectivas futuras, relativas aos dados obtidos ao longo dos casos de estudo e da análise destes.

## 1.4. Apresentação do processo produtivo

O processo atual, que se encontra na base deste estudo, é caracterizado por ter um conjunto de caldeiras que irão produzir, de uma forma direta, vapor a 120 bar e 520°C. Estas caldeiras são alimentadas tanto por água como por gás natural.

Como se pode ver na Figura 2, no processo atual existe uma caldeira auxiliar que permite o aumento do caudal de vapor na linha de 46 bar e 400 °C. Pode assim conseguir-se uma maior viabilidade a nível processual, pois permite controlar momentos de pico.

Existe ainda neste processo um conjunto de turbinas, que irá passar a corrente de vapor de 120 bar para cada uma das pressões necessárias à alimentação do complexo industrial.



**Figura 2 - Esquema do sistema de Cogeração atual.**

Os valores apresentados na Tabela 1 têm como origem os consumos anuais do complexo industrial em estudo, o mês de outubro não está contemplado.

Fazendo-se uma análise cuidada dos dados da Tabela 2 referentes ao processo atual, sabe-se que o processo se encontra sobredimensionado. Isto é visível, em primeiro lugar, nas condições em que o vapor é produzido (120 bar e 520°C), que serve maioritariamente para a produção de energia elétrica. Outro ponto que demonstra o sobredimensionamento do processo, é a utilização de três caldeiras, assim como de

uma caldeira auxiliar, sendo que, dado os caudais apresentados, pode optar-se pela utilização de menos equipamentos, resultando numa produção mais eficiente e em menores custos de manutenção de equipamentos.

**Tabela 1 - Valores de consumo anuais.**

<b>Consumo</b>	<b>Jan.</b>	<b>Fev.</b>	<b>Mar.</b>	<b>Abr.</b>	<b>Ma.</b>	<b>Jun.</b>	<b>Jul.</b>	<b>Ago.</b>	<b>Set.</b>	<b>Nov.</b>	<b>Dez.</b>
<b>Vapor 46 bar (t/h)</b>	51.18	51.47	51.97	51.01	46.66	50.74	51.19	51.25	47.32	49.95	44.89
<b>Vapor 21 bar (t/h)</b>	12.89	13.42	15.00	12.48	16.81	14.89	15.42	14.75	15.11	22.27	20.95
<b>Vapor 6 bar (t/h)</b>	4.05	4.59	4.54	4.44	7.45	9.15	7.51	7.11	7.54	5.39	10.46
<b>Eletricidade (MW)</b>	36.32	33.38	34.99	36.20	33.36	36.59	37.10	37.88	37.36	36.29	36.96

**Tabela 2 – Gama de necessidades de vapor e eletricidade.**

<b>Consumo</b>	<b>Máximo</b>	<b>Mínimo</b>
<b>Vapor 46 bar (t/h)</b>	51.97	44.89
<b>Vapor 21 bar (t/h)</b>	22.27	12.48
<b>Vapor 6 bar (t/h)</b>	10.46	4.05
<b>Eletricidade (MW)</b>	37.88	33.36

O processo atual está simulado através do caso um do presente trabalho, fazendo-se uso dos pressupostos de simulação e utilizando-se valores médios que são apresentados nesse mesmo caso.

O complexo industrial atual que é servido por esta central tem como características das correntes de vapor as descritas na Tabela 3.

**Tabela 3 – Caracterização das correntes de vapor.**

<b>Tipologia</b>	<b>Pressão (bar)</b>	<b>Temperatura (°C)</b>
<b>Vapor Alta Pressão</b>	46	400
<b>Vapor Média Pressão</b>	21	300
<b>Vapor Baixa Pressão</b>	6	200

Logo, tendo-se como objetivo a obtenção destas utilidades de uma forma mais eficiente e nestas condições, bem como a utilização de um processo dimensionado mais à medida das reais necessidades processuais, criaram-se vários modelos/casos de estudo, de forma a que se possa avaliar a possibilidade de substituição do caso presente por outro.

## 2. Revisão Bibliográfica

Ao longo das próximas páginas irão ser abordados alguns temas que servem de informação para a compreensão dos dados experimentais, assim como para a caracterização dos processos que irão ser apresentados mais a frente. Alguns dos temas abordados serviram de suporte para as escolhas que foram tomadas na construção de processo nos casos de estudo.

Serão em primeiro lugar tratados os tipos de utilidades que estão presentes nos processos industriais, assim como são brevemente explicadas as tipologias que estes podem ter.

São indicados os ciclos termodinâmicos mais relevantes ao estudo assim como é explicada a importância destes e em que circunstâncias são usados.

Existe um capítulo de produção de utilidades, no qual são abordados métodos e tecnologias associados, tanto a produção de vapor como de eletricidade. Neste também são explicados alguns dos equipamentos aplicados de uma forma geral na indústria e na produção de utilidades.

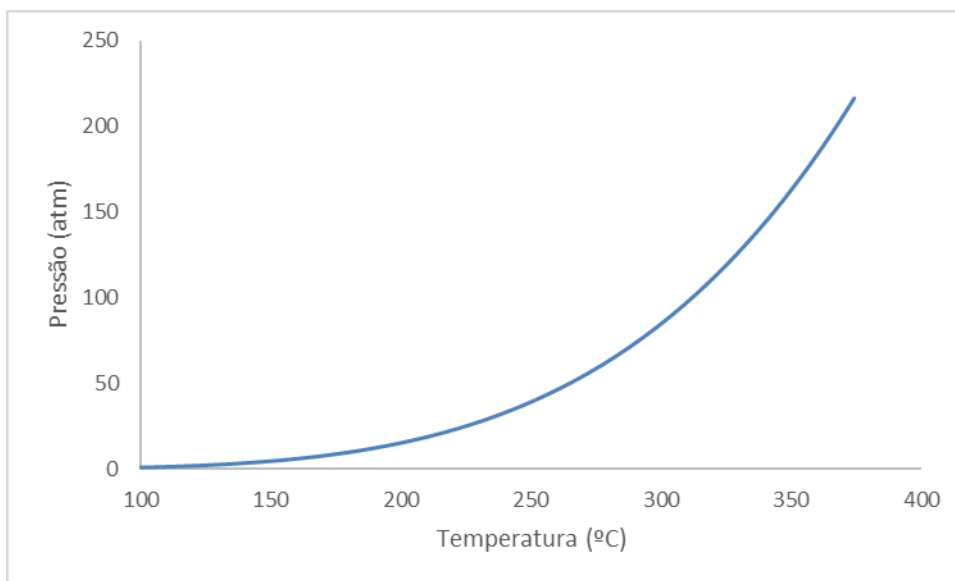
Por fim, um capítulo relativo a ferramentas de simulação, no qual se tratam temas como os principais modelos e métodos utilizados pelos *softwares* de simulação; é explicado a fundo o método de funcionamento do *Aspen Utility planner* (AUP), e são demonstradas algumas das suas ferramentas e capacidades.

### 2.1. Utilidades

#### 2.1.1. Vapor de água

Vapor é definido fisicamente como sendo uma substância na sua fase gasosa, a uma temperatura acima da sua temperatura de ebulição, sendo que, para a água à pressão atmosférica, essa temperatura é de 100°C [4].

O vapor de água pode ainda estar num estado sobreaquecido, significando que a sua temperatura terá um valor acima da temperatura de ebulição.



**Figura 3 - Curva de Equilíbrio Líquido-Vapor, vapor de água (dados obtidos através do Aspen Hysys)**

O vapor de água é uma das fases da matéria na qual as moléculas estão mais afastadas uma das outras, sendo mínimas as interações por pontes de hidrogénio neste estado. A água é um dos elementos mais versáteis da Natureza, podendo existir nas suas três fases em qualquer momento.

Como se verifica na Figura 3, o vapor de água possui um limite termodinâmico no qual este entra num estado supercrítico (374°C 218 atm). Este estado supercrítico faz com que adquira propriedades distintas da água, passando a ser compressível, conseguindo dissolver tanto matéria orgânica como até polímeros. Este estado da água pode ser considerado como um quarto estado e tem as suas aplicações.

### 2.1.2. Eletricidade

Eletricidade é, por definição, a condução ou a transferência de energia, de um lugar para outro, ou seja, é um fluxo de energia. Os eletrões quando transitam entre os átomos de uma dada matéria, criam uma corrente elétrica [5].

A eletricidade é um dos fatores modernos mais importantes da sociedade, que esta associado ao crescimento sustentável, sendo considerado como o 7.º objetivo, segundo as Nações Unidas (NU). Como tal é do maior interesse para as indústrias a produção interna de eletricidade assim como a sua utilização eficaz [6].

A eletricidade é um elemento importante em vários processos industriais, trocando-se energia elétrica por outros *inputs* de necessidade, como acionamento de motores elétricos, de bombas e compressores, assim como de válvulas elétricas que possam existir no processo [7].

### 2.1.3. Combustíveis

Num sistema industrial podem ser usados vários tipos de combustíveis, sendo os mais predominantes combustíveis à base de petróleo e combustíveis à base de gás natural, sendo que, ao longo deste trabalho, iremos lidar com gás natural. Assim será utilizado este, assim como outros combustíveis produzidos internamente, o fuel-oil e fuel-gás.

A produção de energia, seja de que forma for, está sempre associada a uma fonte e a um método de geração. A nível industrial a geração, tanto de vapor como de energia elétrica, continua dependente dos combustíveis fósseis, principalmente do gás natural. A extração de gás natural é mais vantajosa do que a do petróleo, sendo que geograficamente está mais presente e em maior quantidade. Em termos percentuais quanto mais fundo se perfura, maior é a presença deste gás relativamente ao petróleo [8].

De forma a ser transportado e a ser usado, o gás natural apresenta uma desvantagem quando comparado com o petróleo. Logo, pela sua natureza gasosa, bem como por ser necessário purificá-lo de forma a se removerem todas as impurezas que tipicamente possui: dióxido de carbono, hidrogenossulfetos, água e hidrocarbonetos líquidos. Com estas impurezas removidas, este combustível tem alto valor energético, assim como várias aplicações industriais [8, 9].

Um subproduto de alguns processos industriais, que também é por vezes utilizado como combustível, é o *fuel-oil*. Este é composto principalmente por hidrocarbonetos saturados e aromáticos; no entanto, o que distingue o *fuel-oil* de outros combustíveis, é a sua mistura complexa de compostos, o que se apresenta como uma desvantagem, visto que a queima deste combustível traduz-se em emissões elevadas de enxofre e de NO<sub>x</sub>; além disso a sua queima origina a formação de *coke*, que acaba por causar problemas nos sistemas em que é queimado [10].

Assim como o fuel-oil, dentro de alguns processos petroquímicos é produzido um combustível gasoso, denominado de fuel-gás, que apresenta composição semelhante ao gás natural, sendo, no entanto, rico em impurezas de uma forma similar

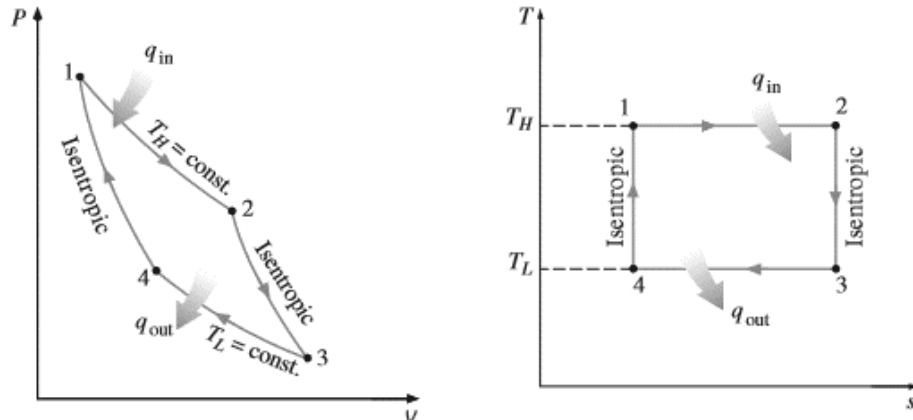
*Simulação de padrões de consumo/produção de eletricidade e vapor num complexo industrial.*

ao fuel-oil. A utilização deste, no entanto é de elevado valor, visto que após a sua correta purificação pode ser usado em sistemas que utilizem gás natural como combustível principal [8, 9].

## 2.2. Ciclos Termodinâmicos

### 2.2.1. Ciclo de Carnot

O ciclo de Carnot representa um ciclo ideal, ao qual outros ciclos ideais ou reais podem ser comparados, e é o que tem maior eficiência. Este ciclo é composto por quatro passos totalmente reversíveis: adição de calor isotérmico, expansão adiabática, perda de calor isotérmica, compressão adiabática, como se pode ver na Figura 4.[11]



**Figura 4 - Ciclo de Carnot P-V T-s**

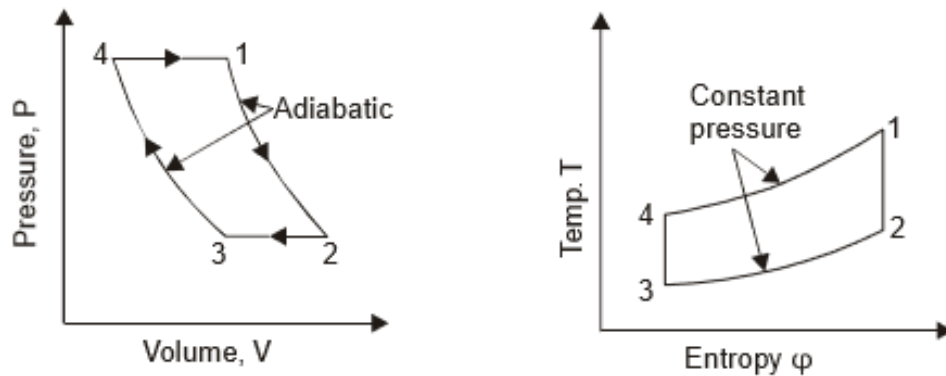
A eficiência térmica deste ciclo é dada por:

$$\eta_{t\text{carnot}} = 1 - \frac{T_L}{T_H} \quad (1)$$

A importância do estudo deste ciclo, na produção de vapor e de energia com base em vapor, prende-se com as propriedades termodinâmicas da água a baixas pressões. Outros ciclos são facilmente aproximados a um ciclo teórico, muito próximo do ciclo de Carnot, o que permite, a quando da sua aplicação prática a obtenção de eficiências de aproximadamente 18% quando aplicado a ciclos com temperaturas moderadas (100°C vapor e 30°C condensado). Esta é uma das principais razões termodinâmicas para o aparecimento de aplicações práticas desde inícios do século XVIII [12].

### 2.2.2. Ciclo de Brayton

O ciclo de Brayton ou ciclo de Joule, representa um ciclo perfeito para o estudo das turbinas a gás, este ciclo é um ciclo fechado, usando um gás perfeito com um calor específico constante. O ciclo de Brayton, que funciona em parte a pressão constante, consiste em quatro passos: ar quente entra na turbina sendo que é expandido adiabaticamente; é arrefecido a pressão constante; é comprimido adiabaticamente; é por fim aquecido a Pressão constante ver Figura 5 [5].



**Figura 5 - Ciclo de Brayton P-V T-s**

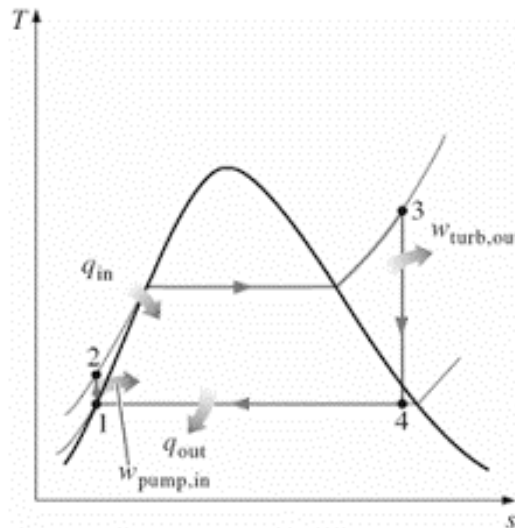
A eficiência térmica deste ciclo é dada por:

$$\eta_{tbrayton} = 1 - \frac{(T_2 - T_3)}{(T_1 - T_4)} \quad (2)$$

Apesar de o ciclo de Brayton ser um ciclo fechado o modelo, representativo das turbinas a gás é uma versão deste ciclo, mas aberto. Tecnicamente, a contribuição de calor para este ciclo vem da câmara de combustão da turbina, na qual o gás comprimido é queimado por um processo de combustão. Isto irá levar a um aumento de pressão inerente, que poderá ser utilizado para se produzir energia mecânica e, conseqüentemente, energia elétrica [13].

### 2.2.3. Ciclo de Rankyne

O ciclo de Rankyne , ver Figura 6, é um ciclo que representa as turbinas a vapor. Este ciclo consiste no aquecimento do fluido de trabalho que, por sua vez expande adiabaticamente, gerando energia mecânica. O vapor a baixa pressão é condensado e, por sua vez, é comprimido. Como a compressão do fluido de trabalho é executada na fase líquida, o trabalho que esta compressão requer, é insignificante quando comparado com o produzido pela turbinação do fluido [12].



**Figura 6 - Ciclo de Rankyne T-s**

A eficiência térmica deste ciclo é dada por:

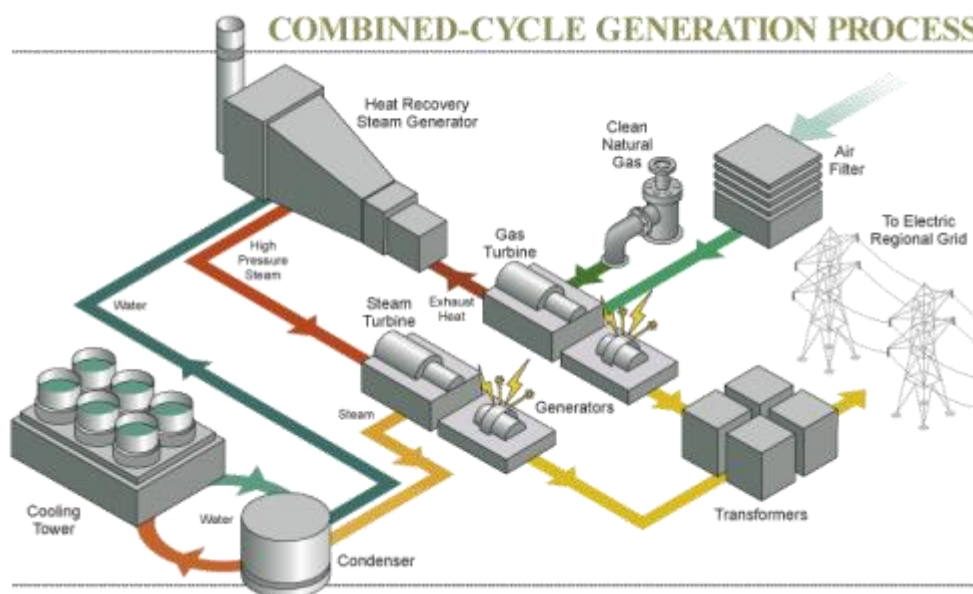
$$\eta_{trankyne} = 1 - \frac{q_{out}}{q_{in}} \quad (3)$$

O fluido usado neste ciclo é muitas vezes água desmineralizada, sendo que esta é abundante e é facilmente resposata no sistema. O estudo deste ciclo é muito importante, visto que grande parte dos sistemas de cogeração operam com base nele, especialmente quando se pretende obter vapor a pressões e temperaturas elevadas, assim como eletricidade [13, 14].

## 2.3. Produção de utilidades.

### 2.3.1. Ciclo combinado

Centrais de ciclo combinado são um conjunto de turbinas a gás, com um ciclo de vapor. Estas caracterizam-se pela sua alta eficiência na produção de energia elétrica, sendo a aplicação típica deste tipo de ciclo feita em centrais de produção de energia elétrica como se pode ver na Figura 7 [15].



**Figura 7 - Esquema de central de ciclo combinado.[16]**

O desenvolvimento tecnológico deste tipo de unidades tem vindo a ser um elevado alvo de foco devido à necessidade crescente de produção de energia elétrica. Este tipo de instalações pode atingir eficiências superiores aos 60% [15, 17].

Possuem uma construção fácil e rápida, com um baixo investimento inicial de operação e as suas emissões, mesmo a elevadas eficiências, são muito inferiores (330 kgCO<sub>2</sub>/ MWh) quando comparadas com outras formas de produção de energia com recurso a combustíveis fósseis [15, 17].

### 2.3.2. Cogeração

A cogeração consiste na produção combinada, tanto de energia térmica como de energia mecânica, num sistema único. Este tipo de produção de energia pode ser aplicado em diferentes áreas sempre que o aproveitamento de energia primário seja superior ao de uma central de ciclo combinado convencional, ou seja, visto que uma

central de ciclo combinado tem como principal função a produção de energia elétrica, o *output* principal de uma central de cogeração, seja este térmico ou elétrico, terá de ter maior aproveitamento que o *output* elétrico da central de ciclo combinado. Há muito que esta tecnologia é usada, tanto ao nível industrial como em certas aplicações a nível municipal, nas quais, tanto calor como energia elétrica tem de ser produzidos [14, 18].

Enquanto que, num sistema de ciclo combinado, existe uma perda muito grande de energia na forma de calor, que é cerca de 65%, na cogeração essas perdas são reduzidas para 15%. Além disto o aumento da eficiência energética traduz-se numa diminuição do consumo de combustíveis e, por seguimento, uma redução nas emissões gasosas [18].

A eficiência de uma central de cogeração e de um ciclo combinado pode ser dada respetivamente por:[14]

$$\eta_{co.g} = \frac{E + \Delta H_s}{Q_A} \quad (4)$$

$$\text{Onde } \Delta H_s = \text{Entalpia do vapor} - \text{Entalpia do condensado} \quad (5)$$

$$\eta_c = \frac{1}{\left(\frac{e}{\eta_e}\right) + \left[\frac{(1-e)}{\eta_h}\right]} \quad (6)$$

$$\text{Onde } e = \frac{E}{(E + \Delta H_s)} \quad (7)$$

A cogeração é, na sua essência, um conjunto de tecnologias que, quando juntas, fornecem de forma simultânea energia elétrica, mecânica e térmica à unidade industrial. Os principais benefícios da aplicação desta são [14, 18]:

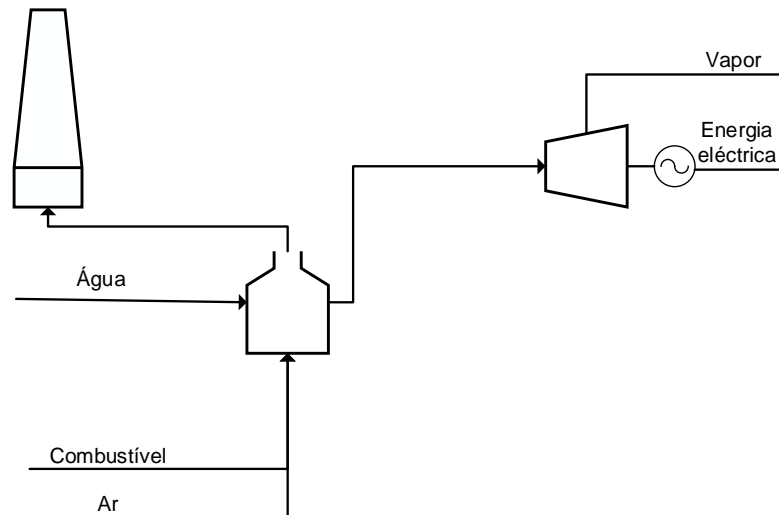
- Redução do consumo de combustíveis;
- Redução das despesas de produção;
- Possibilidade de autossuficiência energética;
- Melhoria da distribuição da energia no processo industrial.

Existem duas variantes distintas de cogeração, *topping cycle* e *bottoming cycle*, respetivamente. A geração por topo consiste na utilização do fluido de maior temperatura do ciclo de Rankine para a produção de vapor a alta pressão, alta temperatura e eletricidade, diretamente desta corrente de vapor, representando assim um maior rendimento elétrico. A geração por fundo faz uso do vapor produzido no topo do ciclo para ser usado como fonte de calor no processo, sendo que o vapor que sai do

processo é turbinado para a geração de energia elétrica. Este método representa, assim, um menor rendimento elétrico [5, 14].

### 2.3.3. Cogeração com turbina de vapor

Este tipo de cogeração caracteriza-se pela utilização de um equipamento de queima, por exemplo uma caldeira, e de uma ou mais turbinas. Como se pode ver na Figura 8, este tipo de tecnologia caracteriza-se pela produção de vapor acima da pressão pretendida, sendo este posteriormente turbinado para a produção de energia elétrica.



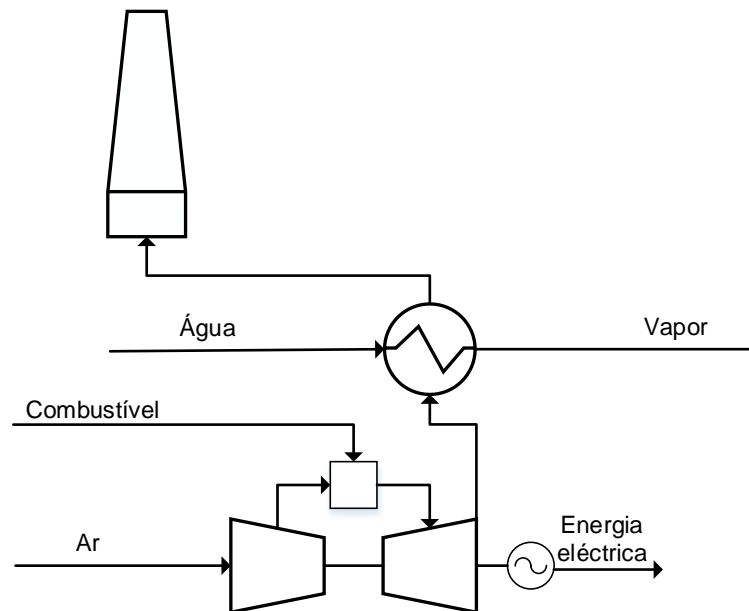
**Figura 8 - Cogeração com turbina de vapor de contrapressão.**

Nestas unidades de cogeração a produção de energia elétrica está relacionada com o diferencial da pressão do vapor produzido e o vapor utilizado no processo, ou seja, o  $\Delta P$  entre a pressão de saída da caldeira e a pressão de saída da turbina. Este tipo de unidades é usado quando as necessidades de energia térmica são quatro vezes ou mais superiores às necessidades de energia elétrica [18].

### 2.3.4. Cogeração com turbina de gás

Neste tipo de cogeração temos uma turbina a gás, na qual se irá realizar o processo de queima do combustível. Como se pode ver na Figura 9, produz-se energia elétrica na turbina devido à variação das pressões de entrada do ar e da saída dos

gases de combustão. Estes passam num recuperador ou permutador de calor, de forma a que se produza vapor.



**Figura 9 - Cogeração com turbina de gás.**

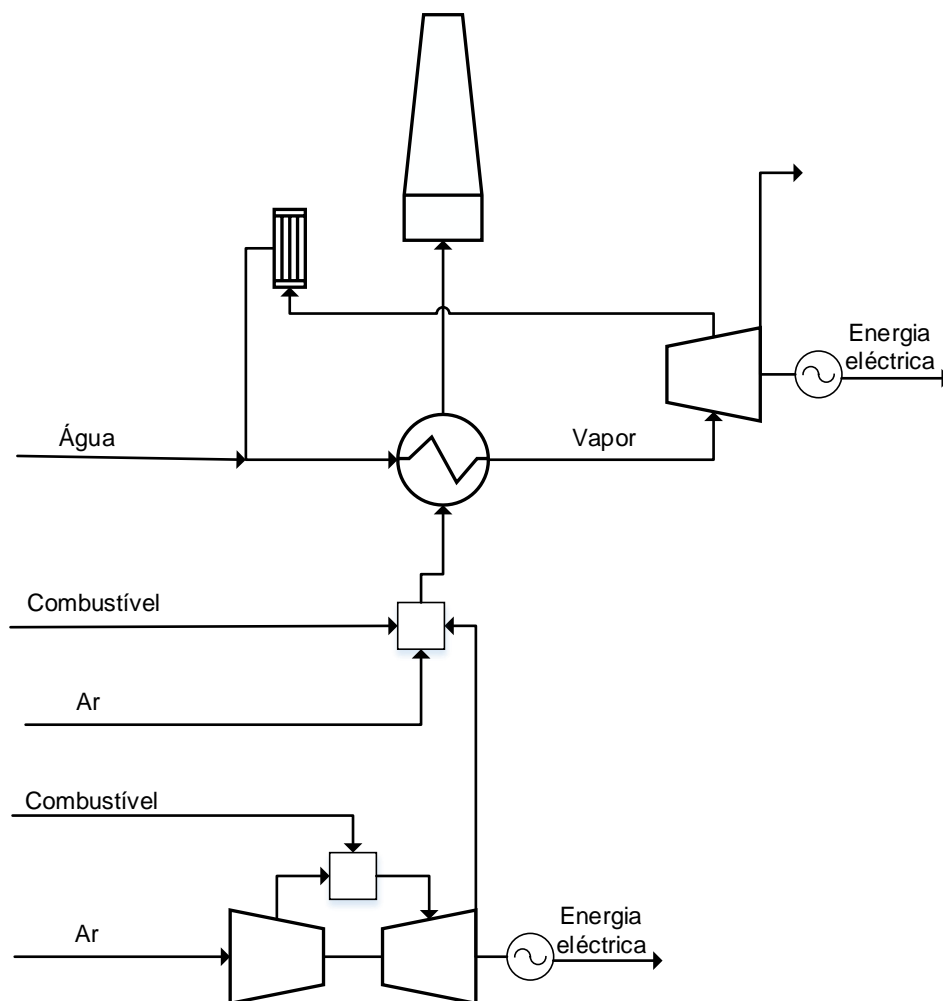
Nestas unidades, a produção de energia elétrica provém das altas pressões obtidas da combustão do gás natural na turbina, sendo que os gases de combustão são assim expandidos dando origem a uma elevada energia elétrica. Este tipo de cogeração é usado quando as necessidades de energia térmica são duas vezes ou mais superiores às necessidades de energia elétrica [18].

Esta tecnologia é das mais usadas na produção de energia elétrica, pois gera potenciais elétricos entre 1 a 100 MW. Possui um custo inferior ao das turbinas a vapor, sendo mais facilmente instalada. No entanto, esta tecnologia tem uma limitação: tanto o ar como a gás que é alimentado ao sistema tem de estar o mais limpo possível para evitar problemas de corrosão [18].

Pode ser usada de duas formas distintas, sendo que estas variam consoante o método/tecnologia que é utilizado para a permuta de calor. A utilização de um permutador de calor tradicional ou em contrapartida a utilização de um recuperador de calor [19, 20].

### 2.3.5. Cogeração com ciclo combinado

Neste sistema temos um ciclo combinado associado ao processo de cogeração. Um ciclo fechado de água permuta calor com os gases de combustão da turbina a gás, formando assim vapor, que pode ser utilizado na produção de mais energia elétrica sendo turbinado, como se pode ver na Figura 10. Ou ser usado num processo no qual seja necessário.



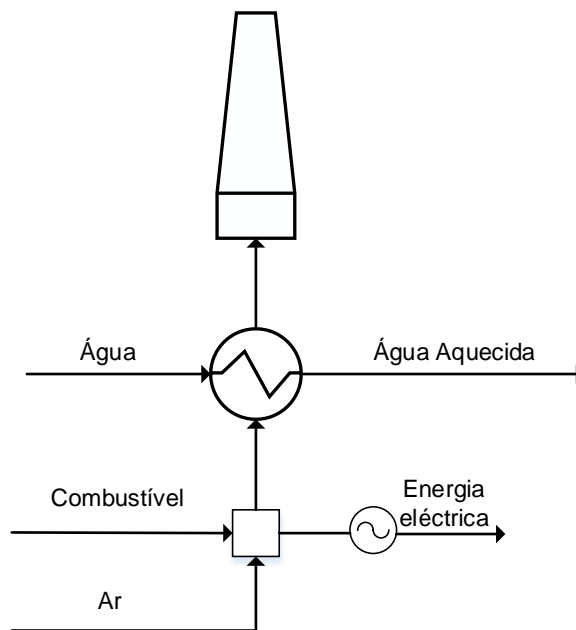
**Figura 10 - Cogeração de ciclo combinado.**

Esta unidade faz uso das duas tecnologias anteriores e combina as mesmas de forma a potenciar a produção de energia elétrica, sendo utilizado em situações nas quais as necessidades elétricas são seis vezes ou mais superiores às de energia térmica [18].

Neste caso, o limite de geração de energia que é dado pelo sistema irá depender da turbina a gás sendo, que a combustão que irá originar um maior caudal de gases de combustão provém desta. A energia elétrica produzida na turbina a gás será sempre superior à produzida pela turbina a vapor. Tal deve-se à existência de condições externas, como qualidade do vapor exigida pelo processo e o controlo de emissões, que neste caso e nos restantes têm de ser tidos em conta quando se trabalha com cogeração [19, 20].

### 2.3.6. Cogeração com motor alternativo de combustão interna

Nestas unidades, como se pode ver na Figura 11, usa-se um motor de combustão interna, resultando em maiores eficiências elétricas, sendo produzidas menores quantidades de energia térmica. Estes motores apresentam uma maior vantagem com base no seu tipo de construção, permitindo assim a queima de combustíveis menos limpos [18].

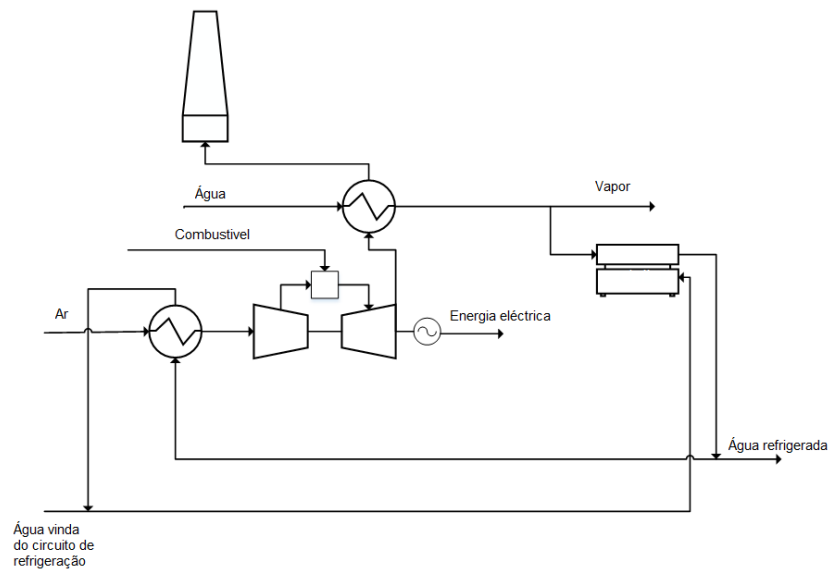


**Figura 11 - Cogeração com motor de combustão interna.**

Os motores usados neste tipo de equipamentos são normalmente de elevado rendimento, de forma a se potenciar a produção de energia elétrica. Os gases de combustão libertados, apesar de possuírem algum calor, têm tendência a estarem mais contaminados com substâncias corrosivas, e por essa razão, são muitas vezes inaproveitável [17].

### 2.3.7. Trigeração

Esta tecnologia permite a produção de três tipos de energia: elétrica, térmica na forma de calor e de frio. É dos sistemas apresentados com maior eficiência e o menos poluente quando comparado com a produção em separado de cada uma das utilidades. Ver Figura 12 [18].



**Figura 12 - Trigeração.**

O sistema de trigeração é comumente um sistema de cogeração de turbina de gás ligado a um refrigerador por compressão ou de absorção, sendo que os sistemas de absorção são os mais vulgarmente utilizados [18].

## 2.4. Equipamentos utilizado em sistemas de produção de vapor

### 2.5 Bombas

As bombas, de uma forma geral, têm uma vasta aplicação em processos industriais por serem usadas de uma forma constante devido ao seu baixo preço e facilidade de substituição. Existe um tipo de bomba indicado para cada utilização.

Numa central de produção de energia, seja esta mais simples ou mais complexa, de certeza que se encontram bombas. As turbinas têm vindo a ganhar dimensões, elevadas, levando à necessidade de alimentar as mesmas com caudais grandes de água e/ou vapor [17].

Um sistema básico de produção de vapor e/ou energia requer, no mínimo, três tipos de bombas [17]:

- Uma bomba de condensados, que irá transferir o condensado do condensador para o desareador;
- Uma bomba de alimentação, que fornece água a todos os equipamentos que necessitam da mesma para operar;
- Uma bomba de recirculação, que garante que a água de arrefecimento passa pelo condensador.

Existem diferentes tipificações de bombas, mas, dado o âmbito da aplicação destas nos casos de estudo, este tema não será abordado mais a fundo.

## 2.6. Turbinas

### 2.6.1. Turbinas a vapor

Existem diferentes tipos de turbinas a vapor, sendo que estas permitem a redução da pressão de uma corrente de vapor, gerando energia elétrica no processo. Podem operar até em condições subatmosféricas, atmosféricas e sobreatmosféricas [21].

Este tipo de turbinas pode apresentar três tipologias distintas que são as seguintes:

**Turbinas de contrapressão** - Este tipo de turbinas dá origem a uma corrente de vapor que apresenta as condições pedidas pelo processo ( $P \geq 1$  atm) [18].

**Turbinas de condensação** - Após a expansão do vapor nestas turbinas, o mesmo é condensado, sendo posteriormente redirecionado para a caldeira, recomeçando o ciclo. Este tipo de turbinas é utilizado em situações nas quais se pretende exclusivamente a produção de energia elétrica [18, 21].

**Turbinas de extração** - Neste tipo de turbinas temos as duas situações anteriores, ou seja, uma parte do vapor é enviado para o processo e a restante é condensada e realimentada à caldeira [18].

### 2.6.2. Turbinas a gás

As turbinas a gás têm uma elevada aplicação na indústria de produção de energia, e isto deve-se em grande parte à sua construção compacta, reduzido peso e baixo custo. São usadas de uma forma extensa na produção tanto de calor como de energia elétrica de uma forma combinada, tendo aplicações tanto a nível industrial como institucional [22, 23].

São altamente versáteis, permitindo a utilização de combustíveis mais sujos, como carvão e óleos residuais; no entanto a utilização destes combustíveis torna o processo mais complexo, visto que estes têm de ser previamente gasificados antes da sua utilização [9].

A utilização de turbinas a gás de ciclo simples em produção de energia elétrica tem uma eficiência térmica de 16-23% sendo que provêm das temperaturas elevadas dos gases de combustão. Em termos de eficiência elétrica das turbinas a gás este fator está inteiramente ligado com o rácio de pressão  $\beta$  no compressor e com a temperatura

mais elevada do circuito. No entanto, a temperatura mais importante na turbina é a temperatura de entrada, a diminuição desta irá afetar a energia elétrica produzida pelo sistema de uma forma positiva, no entanto, irá diminuir a eficiência do sistema, com o aumento da temperatura de entrada o contrário verifica-se [5, 24].

Quando se pretende uma geração combinada, tanto de energia elétrica como de energia térmica, estes tipos de equipamentos conseguem ter eficiências globais entre 65-71%, sendo que, de uma forma mais específica, têm eficiências elétricas compreendidas entre os 24-35% e térmicas entre os 34-43%. Estes valores estão inteiramente dependentes da dimensão e valores de produção elétricos nominais que, para uma produção combinada, nunca ultrapassam os 40 MW [23, 25].

A eficiência térmica aumenta com o aumento da temperatura de entrada. No entanto, por razões estruturais, a generalidade das turbinas não suporta temperaturas acima de 926°C, sendo, assim, uma das limitações quando comparado com caldeiras de queima direta [26].

As turbinas a gás têm baixas emissões, quando comparadas com outras tecnologias que utilizam combustíveis fósseis. Aliadas a sistemas de limpeza catalíticos, assim como pré misturadores de combustão, atingem emissões abaixo do tradicional em termos de NO<sub>x</sub>. Produzem muito menos dióxido de carbono por cada kWh de energia elétrica produzida, quando comparadas com outras tecnologias comercializadas no mercado [23, 25].

## 2.7. Ciclos Energéticos

A maior parte dos mecanismos de produção de energia funcionam por ciclos, conforme já foi referido. São um elemento importante de qualquer complexo industrial, pois todos os processos de produção de energia seja térmica ou elétrica têm um ciclo associado a estas. A análise destes ciclos termodinâmicos é de elevada complexidade do ponto de vista matemático e, como tal, a sua análise é realizada normalmente de uma forma ideal.

Os ciclos termodinâmicos podem ser caracterizados das seguintes formas:

- Ciclos energéticos - produção de energia pura;
- Ciclos de refrigeração – produção de refrigeração;
- Ciclos gasosos – o fluido ao longo do ciclo está sempre nesta fase;
- Ciclos de vapor – o fluido ao longo do ciclo muda de fase;
- Ciclos abertos – o fluido de funcionamento é renovado (motores de combustão);
- Ciclos fechados – o fluido é sempre o mesmo.

Motores de calor têm o propósito de converter energia térmica em trabalho, e como tal a sua performance é dada por eficiência térmica:

$$\eta_t = \frac{W_{produzido}}{Q_{entrada}} \quad (8)$$

Sendo que o objetivo deste estudo reside na produção de energia térmica, os ciclos energéticos são os de maior interesse para o mesmo [4, 11].

## 2.8. Permutadores e Recuperadores de Calor

Permutadores de calor são equipamentos que permitem a troca de calor entre dois fluidos, podendo ser estes líquidos, gases ou um líquido e outro gás. Estes equipamentos estão presentes em variadíssimas aplicações industriais, tanto químicas como mecânicas, sendo que quase todos os motores tem associado a si um ciclo de refrigeração, no qual existe uma permuta de calor [27].

Quando se aplicam sistemas de recuperação de calor, com aplicação de uma queima extra, o caso dos recuperadores de calor com geração de vapor, o oxigénio que é alimentado a estes sistemas, em muitos casos é limitado, porque parte deste já foi consumido numa combustão anterior normalmente, na turbina. A quantidade de oxigénio nestes gases de combustão está inteiramente dependente da capacidade do equipamento prévio ao recuperador [20, 28].

Um dos maiores desafios no desenvolvimento de um processo de cogeração com uma turbina a gás é como se efetua a troca de calor entre este gás de combustão e o ciclo de água ou vapor, sem existirem perdas excessivas de calor [29].

Existem várias modalidades de permutadores de calor, sendo que a escolha destes depende sempre do tipo de fluidos entre os quais pretendemos transferir calor. As regras empíricas permitem uma ajuda na escolha adequada, dependendo da situação em que nos encontramos [27, 30]:

- **Transferência de calor líquido-líquido** – quando estamos perante este tipo de permuta de calor é necessário analisar qual será o  $\Delta T$  mínimo entre as duas correntes. Quando temos  $\Delta T$  mínimo elevado utiliza-se um permutador de casco e tubos. Quando o  $\Delta T$  mínimo é pequeno, deverá ser utilizado um permutador de placas, tendo-se sempre em atenção limites de temperatura em termos de operação. Quando se procede a escolha de um equipamento nestas situações, têm de se ter sempre em conta as perdas de pressão de cada um dos fluidos.
- **Transferência de calor gás-líquido** – de uma forma geral, quando temos este tipo de troca de calor, estamos perante uma situação em que os recuperadores de calor devem de ser usados, pegando nos gases de combustão e fazendo passar estes por um recuperador.

## 2.9. Ferramentas de simulação de sistemas de produção de vapor

Ao longo deste capítulo irão ser abordados alguns temas relacionados com a simulação de sistemas industriais, de uma forma particular, e do *software* aplicado no desenvolvimento deste trabalho de uma forma mais específica.

### 2.9.1. Princípios Gerais

As áreas de modelação e simulação representam uma ferramenta indispensável no estudo de sistemas complexos que, recorrendo a métodos de análise tradicionais seriam demasiado complexos para se analisarem [31].

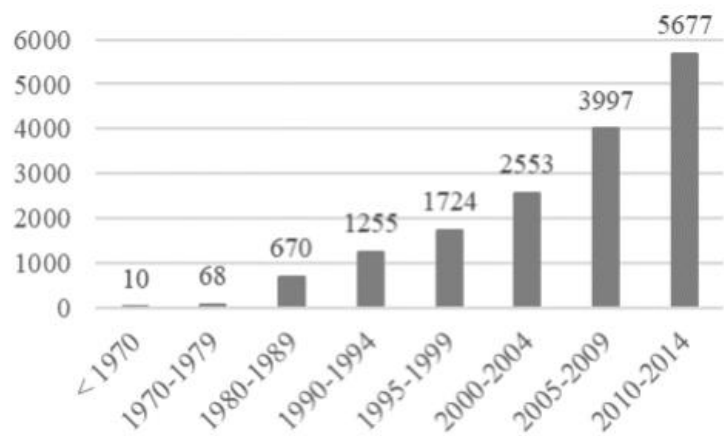
Estes modelos são representações de sistemas reais, nos quais existe uma linha de execução específica, que, na simulação, se traduz em modelos matemáticos e computacionais. A utilização de simulação era, na sua génese, usada para o ensino e a investigação, sendo que se verifica que cada vez mais os processos dependem desta tecnologia, de forma a se preverem, analisarem e criarem novos sistemas [31-33].

Verifica-se que, com base na Figura 13, o interesse no ramo da simulação tem vindo a crescer de uma forma exponencial, sendo que, com o aproximar cada vez maior dos modelos à realidade, estes ganham uma maior fiabilidade, permitindo que a sua aplicação seja cada vez mais feita de uma forma intensiva [31, 33].

Existem vários modelos de simulação, distinguindo-se cada um deles pela sua abordagem e pelo seu método. Definem-se três ramos distintos de simulação, que são aplicáveis em engenharia industrial: simuladores dinâmicos, simuladores de eventos discretos e simuladores com bases de dados [31, 32].

A simulação de eventos discretos, considera que um dado evento ocorre num dado instante no tempo, sendo que entre eventos não existe alteração alguma ao processo. Em contrapartida a simulação de sistemas dinâmicos ao longo do tempo sofre alterações e, como tal, é uma representação mais real de um dado processo químico. Os simuladores com base em base de dados utilizam processos estatísticos de forma a que sejam previstos os resultados dos eventos futuros [31, 32].

Tanto os modelos dinâmicos como os discretos são as tipologias de simuladores mais usadas, sendo o AUP um simulador de sistemas dinâmicos. Este é um *software* que permite a modelação e simulação de sistemas de utilidades e é o programa que será utilizado para o desenvolvimento deste trabalho [31, 32].



**Figura 13 - Numero de publicações relacionadas com simulação, adaptado de [32]**

## 2.10. Modelos matemáticos

Toda a simulação se baseia em modelos matemáticos, que têm como base parâmetros que se influenciam entre si de forma a se entenderem certos comportamentos de natureza físico-química.[33]

Existem duas formas de se desenvolverem modelos matemáticos aplicáveis à simulação:

- Modelos analíticos, que têm como base leis da conservação.
- Modelos empíricos, que têm como base a análise de dados.

A vantagem de se utilizarem modelos analíticos é a sua capacidade de darem a entender a forma como o processo se comporta; no entanto, quanto maior for a complexidade de um processo menor se torna essa precisão.

Quando o processo se torna demasiado complexo os modelos empíricos tornam-se mais viáveis pois são mais fáceis de aplicar, no entanto a sua aplicação é limitada a uma gama de valores para o qual o processo é simulado. De forma a se garantirem bons resultados tende-se a utilizar uma combinação de modelos.[34]

O AUP pode classificar-se tanto como um modelo analítico como um modelo empírico, pois, como um simulador industrial, tem dentro de si programadas as leis da conservação (massa, energia) assim como, para a simulação de certos modelos, irá beber informação a bases de dados, de forma a extrapolar ou calcular uma certa variável.

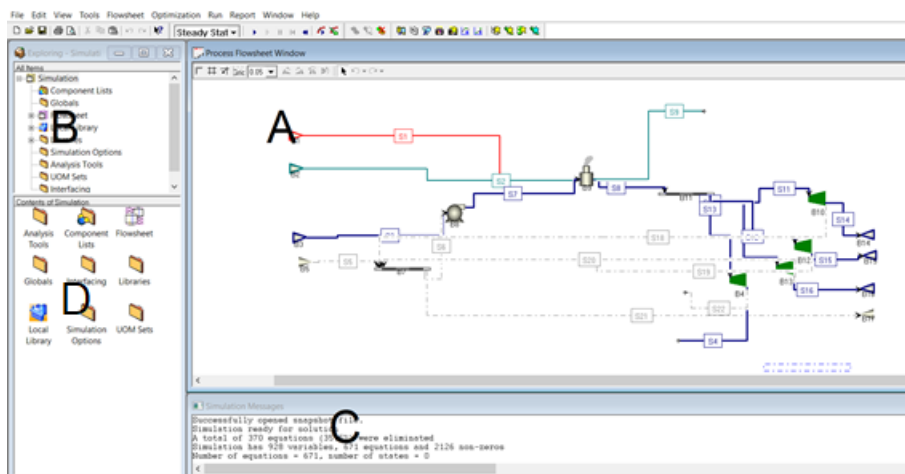
## 2.11. Aspen Utility Planner

O *Aspen Utility Planner* (AUP) é uma ferramenta computacional utilizado para a criação de modelos e simulação de sistemas de produção de utilidades, comercializado pela *AspenTech*. Esta ferramenta está incluída numa oferta mais alargada de simuladores de equipamentos e processos industriais (ex. EDR, Aspen-HYSYS, etc.) com elevado potencial de utilização, quer a nível académico quer industrial.

O AUP tem como principal função simular, processos de produção de utilidades. Como tal é focado nestas quase de uma forma exclusiva, permitindo dar resposta a diversos problemas relacionados com a utilização de utilidades [35].

Ao se inicializar o AUP tem-se a janela principal, com 4 campos distintos [35]:

- A- Janela com o *flowsheet* onde este é contruído (*Process Flowsheet*);
- B- Janela de exploração onde estão listados todos os itens e conteúdos do software e da simulação (*Contents of Simulation, All Items*);
- C- Janela onde todas as mensagens relacionadas com a simulação são apresentadas (*Simulation Messages*);
- D- Janela de exploração específica, onde são listados os itens e conteúdos dos modelos que se encontram selecionados pelo utilizador (*Contents of Simulation*).



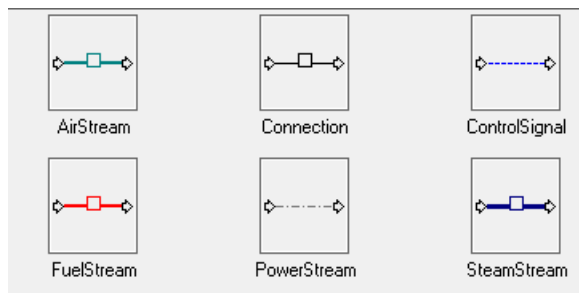
**Figura 14 - Aspen Utility Planner**

Ao iniciar a construção de um novo modelo, deve, em primeiro lugar, definir-se quais as utilidades com que se ira trabalhar, enquanto que em certos modelos/correntes pode definir-se a composição destes automaticamente ou manualmente. Também

existe a possibilidade de se criar uma mistura de componentes a ser utilizada numa corrente [35].

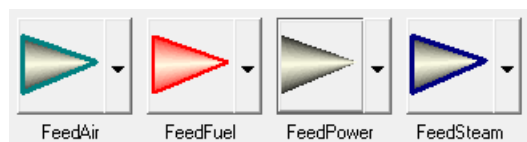
O software tem um conjunto de blocos de simulação que são representações de processos ou correntes. Apresentam-se de seguida alguns destes blocos de simulação [35]:

- Correntes – estas subdividem-se em 6 tipos, 4 dos quais de utilidades, correntes de vapor (ou água), correntes de combustível, correntes de energia, correntes de ar e 2 correntes uma para sinais de controlo e outra para definir conexões entre equipamentos com a capacidade de o utilizador adicionar notas.



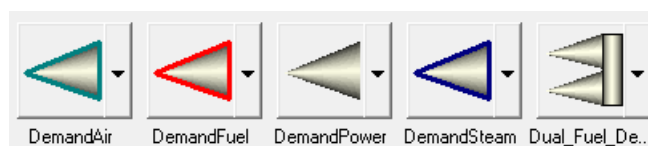
**Figura 15 - Correntes (AUP)**

- Alimentações – estes modelos representam entradas de utilidades do modelo de simulação da mesma forma que as correntes estes subdividem-se em 4 tipos dependendo da utilidade.



**Figura 16 - Alimentações (AUP)**

- Necessidades – estes modelos representam saídas/necessidades de utilidades de fora do modelo de simulação estes subdividem-se em 4 tipos dependendo das utilidades, sendo que para o combustível existe um modelo que permite a entrada de duas correntes ao mesmo tempo.



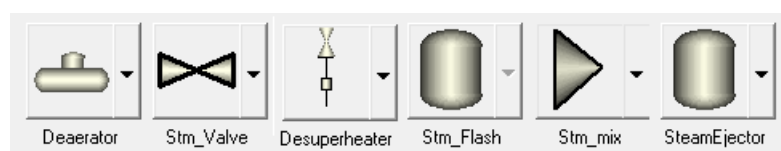
**Figura 17 – Necessidades (AUP)**

- Tubos de Comunicação – estes modelos subdividem-se em 4 tipos consoante a utilidade a se utilizar, representa um conjunto de tubagens e interligações permitindo a entrada de uma ou mais correntes e a saída de uma ou mais correntes.



**Figura 18 - Tubos de Comunicação (AUP)**

- Modelos de vapor – existem 6 modelos distintos para a simulação de equipamentos que trabalham com vapor.



**Figura 19 - Modelos de Vapor (AUP)**

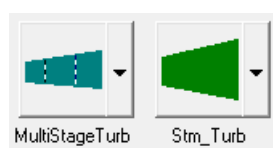
1. Desarejador – este modelo simula um desarejador de água para a produção de vapor, permite varias entradas de água e uma única entrada de vapor sendo que se tem uma saída de água com a possibilidade de se ter uma saída de ventilação.
2. Válvula – permite a redução da pressão de uma corrente de vapor ou de água.
3. Dessuperaquecedor – permite a simulação desta unidade na qual é calculada a quantidade de água necessária.
4. Flash – este modelo simula uma coluna flash na qual podem entrar múltiplas correntes de vapor e sair apenas uma corrente de vapor e uma corrente de água, este tipo de equipamento funciona com base num diferencial e pressão e temperatura.
5. Misturador de Vapor – este modelo permite a mistura de múltiplas correntes de vapor e de água sendo que as propriedades da corrente de saída são calculadas com base num balanço de massa e de energia.

- 6. Ejetor de Vapor – Este modelo funciona como um termocompressor, tanto a pressão de saída como o rácio de estreitamento têm de ser especificados
- Bombas – estas permitem simular o aumento de pressão de uma dada corrente de água sendo que permitem múltiplas entradas de água ou energia e uma única saída de água.



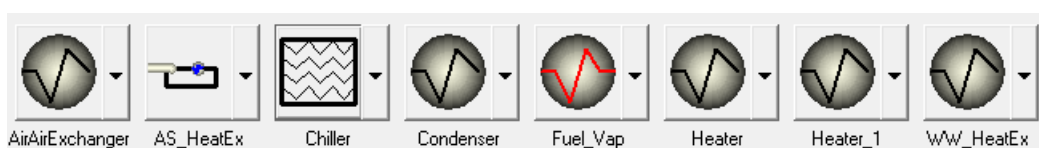
**Figura 20 – Bombas (AUP)**

- Turbinas – Subdividem-se em turbinas de um único estágio ou em turbinas de estágio múltiplo, sendo que cada um deste possui um bloco associado.



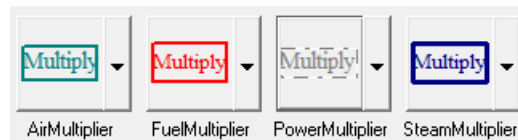
**Figura 21 – Turbinas (AUP)**

- Permutadores de Calor – existem 7 modelos diferentes de permutadores de calor sendo que cada um tem as suas próprias propriedades que o definem. Estes permutadores apenas permitem a troca de calor entre correntes do mesmo tipo sendo que existem dois modelos que permitem a troca de calor entre correntes distintas.



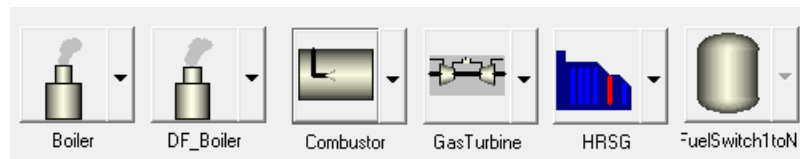
**Figura 22 - Permutadores de Calor (AUP)**

- Multiplicadores – existem 4 tipos de multiplicadores consoante a utilidade que se pretende usar, estes permitem várias entradas e apenas uma saída, estes modelos permitem o aumento ou a diminuição de um parâmetro fixo por um multiplicador definido.



**Figura 23 – Multiplicadores (AUP)**

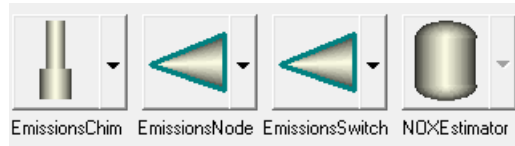
- Modelos de Combustível – Existem 6 modelos diferentes que processam corrente de combustível sendo que as aplicações destes diferem de modelo para modelo.



**Figura 24 - Modelos de combustível (AUP)**

1. Caldeira – este modelo permite a simulação desta unidade no qual entra uma corrente de ar, uma ou mais de água e uma de combustível sendo que as saídas são vapor, ar e opcionalmente água. A eficiência deste modelo pode ter um valor fixo ou pode ser utilizada uma curva de eficiência.
2. Caldeira de dupla alimentação – este modelo é semelhante ao modelo acima descrito, permitindo, no entanto, a entrada de duas correntes de combustível.
3. Combustor – Este modelo permite a queima de um combustível numa corrente de vapor aumentando assim a temperatura desta.
4. Turbina de Gás – este modelo permite a simulação de uma turbina a gás com base na relação de calor consumido, caudal de exaustão e temperatura de exaustão com a energia produzida.
5. Recuperador de calor – este modelo permite a simulação de um gerador de vapor com base na recuperação de calor de uma corrente de vapor que entra como alimentação do evaporador, uma corrente de ar e uma corrente de combustível. As saídas deste modelo são duas correntes de vapor uma de vapor outra de saída do evaporador e uma corrente de ar (gases de combustão)

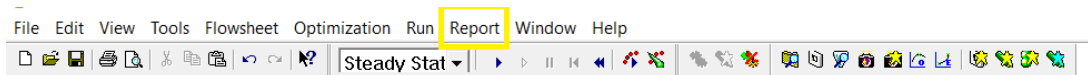
6. Misturador de combustíveis – permite a mistura de varias correntes de combustível do mesmo tipo.
- Emissões – existem vários modelos que simulam e analisam emissões gasosas entre estes estão queimadores, chaminés, necessidades e estimadores de NO<sub>x</sub>.



**Figura 25 - Modelos de emissões (AUP).**

Em todos estes modelos referidos na Figura 25 existem dois tipos de restrições que podem ser definidos: restrições de *design* de processo e restrições temporários. Ambos podem estar presentes em qualquer momento da simulação, sendo que as restrições de *design* após serem fixas, não sofrem variações com o decorrer da simulação, enquanto que as temporárias são ajustadas para a simulação ser viável [35].

Uma funcionalidade interessante para a análise de dados que o AUP disponibiliza é a capacidade de este gerar um relatório automático com base na simulação (ver Figura 26). Este relatório pode vir em formato html ou xml, podendo ser aberto em um *browser* ou Excel. Esta ferramenta permite o tratamento dos dados, assim o utilizador consegue avaliar os vários pontos do seu processo de uma forma mais direta [35].



**Figura 26 - Local onde o relatório pode ser gerado.**



## Aspen Utilities Solution Report

Generated at 13:20:41 on 8 September, 2018  
Model File: C:\Users\luisc\OneDrive - Instituto Politécnico de Lisboa\Tese\Ficheiros Aspen\Utility Planer\Caso3Turбина.auf  
Notes:

### Table of Contents

Model Input Summary	3
Headers	5
Steam-Water Supplies	6
Fuel Supplies	7
Power Supplies	8
Air Supplies	9
Steam-Water Demands	10
Power Demands	11
Boilers-Burners	12
Steam Turbines	13
Gas Turbines	14
Pumps	15
Heat Exchangers	16

Page 2

**Figura 27 - Exemplo do cabeçalho de relatório gerado pelo utility planner.**

Estes relatórios possuem informações sobre todo os *inputs* definidos pelo utilizador, assim como as variáveis calculadas para cada conjunto de blocos. Como se pode ver na Figura 27, isto permite de uma forma geral, que estes dados sejam facilmente importados pelo utilizador e utilizados noutros *softwares* como o Excel [35].

Estão presentes, nos anexos, dois relatórios referentes ao caso inicial e ao caso final.

## 2.12. Passos de construção de um modelo

No AUP a criação de um modelo requer que o utilizador possua alguns conhecimentos base da utilização deste. Como tal, nas paginas seguintes serão abordados alguns desses passos. Estes são distintos entre si, sendo que cada um apresenta os seus desafios.

Em primeiro lugar, é preciso saber que o *software* utiliza métodos iterativos, de forma a conseguir calcular todas as variáveis que o utilizador pretende obter. Como tal tem de se ter sempre em atenção a quantas equações e a quantas variáveis o modelo está a ser resolvido, de forma a se garantirem zero graus de liberdade.

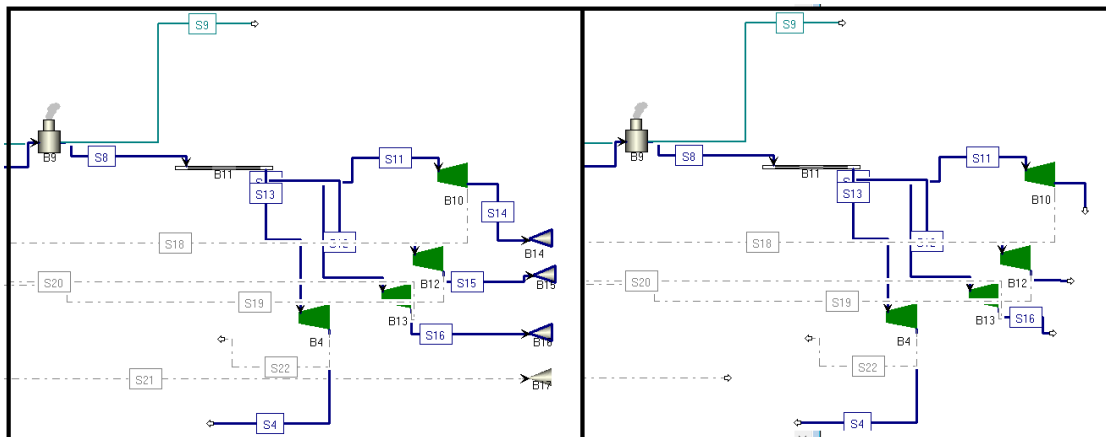
O programa apresenta uma ferramenta de apoio que indica se o modelo está sub ou sobre-especificado, nestas situações é apresentado um indicador na forma de seta vermelha e, caso esteja bem especificado (zero graus de liberdade), é apresentado um quadrado verde (ver Figura 28).



**Figura 28 - Indicadores de equações, Aspen Utility Planer.**

Ou seja, este método permite ao utilizador saber quando tem condições a mais (triângulo para cima), quando tem condições a menos (triângulo para baixo) e quando está pronto a correr (quadrado verde). O *software* não permite ao utilizador usar o botão *run* até o sistema de equações ser possível de resolução.


Com isto em mente, o utilizador pode começar a introduzir blocos, sendo que o segundo ponto a ter em atenção é que, ao contrário de outros processos de simulação, o AUP apenas vai buscar informação com base nos modelos já calculados. Na situação em que o utilizador introduz uma caldeira, o *software* vai calcular as condições de saída da caldeira, com base nas entradas da mesma, para o mesmo calcular com base nas saídas, algures no modelo simulado, terá de estar presente um bloco de necessidades a partir do qual é possível o sistema ir obter informação (ver Figura 29).



**Figura 29 - Exemplo de modelo com (esquerda) e sem (direita) bloco de necessidades.**

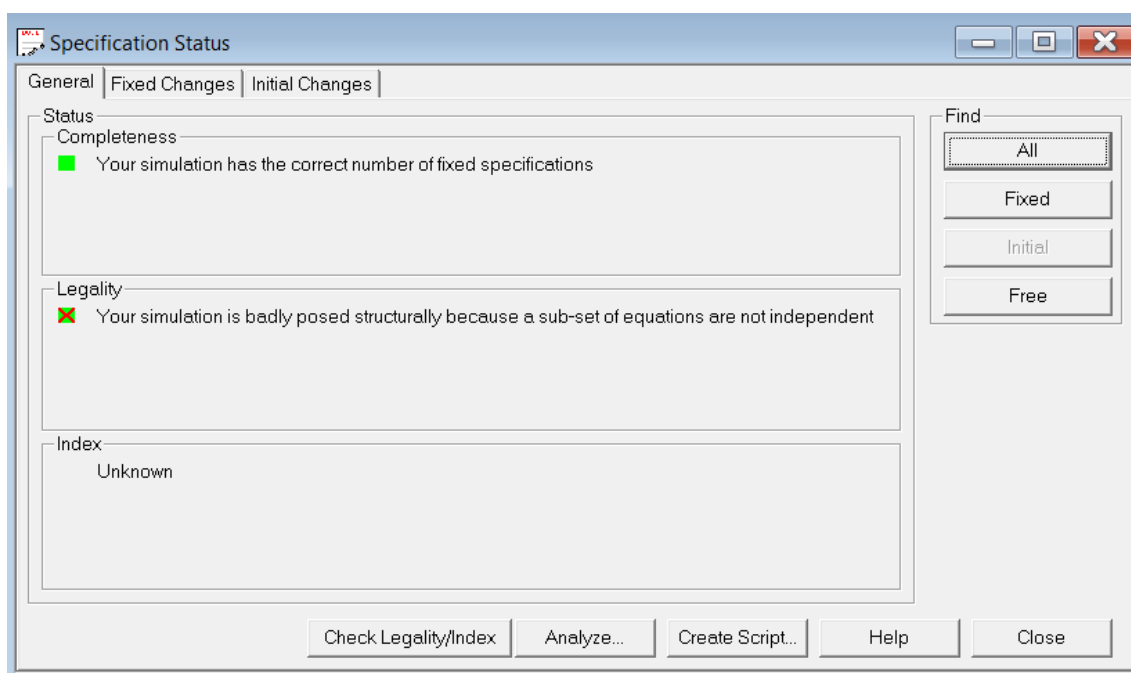
De forma a simplificar o processo de simulação, o utilizador tem de ir calculando as variáveis consoante vai construindo o modelo, ou seja, antes do utilizador fechar o modelo (entradas e saídas definidas) este tem de definir algumas variáveis como fixas temporariamente. Isto é aconselhável porque, ao se fazer uma simulação por inteiro sem se ter calculado uma única vez as variáveis corre-se o risco de o sistema não conseguir calcular todas as variáveis necessárias, podendo dar origem a um erro e tornando mais difícil para o utilizador encontrar o bloco onde o erro ou a variável incorreta se encontram.

```
Starting run at 19:29:01
Current snapshots have been saved to file snpA0032.snp
Starting new snapshot file.
A total of 370 equations (35.5%) were eliminated
Number of equations = 671, number of states = 0
Simulation has 928 variables, 671 equations and 2126 non-zeros
Solving steady state ...
Singular decomposition
Steady state solution failure
Run terminated at 19:29:01
```

Paused 

**Figura 30 - Mensagem de erro de cálculo.**

Como se verifica na Figura 30, quando se tem um erro de cálculo associado a uma variável mal configurada, é apresentada uma mensagem de erro, sendo que no local dos símbolos, já apresentados acima, aparece um quadrado com uma cruz. Clicando-se neste ícone aparece um menu (ver Figura 31) que dá ao utilizador possibilidades de troca de variáveis que, provavelmente, possam corrigir o erro.



**Figura 31 - Menu de situação da simulação, permite ao utilizador analisar o sistema e efetuar correções.**

Isto leva a uma particularidade neste *software*, que são as mensagens de erro do sistema. O *software* possui vários tipos de mensagens de erro e o conhecimento das mesmas permite ao utilizador ter uma ideia de como pode corrigir ou permitir a simulação que funcione sem dificuldades. Seguem-se alguns tipos de erros encontrados ao longo dos casos simulados e as suas possíveis causas/resoluções.

### 2.12.1. Erro de Cálculo.

Um dos primeiros erros com os quais o utilizador se vai deparar é o já falado anteriormente (ver Figura 30). Este erro tem como origem a má configuração ou a seleção errada de variáveis fixas e pode ser resolvido muitas vezes com a ferramenta automática do AUP.

### 2.12.2. Erro de Equivalência.

Como se pode ver na Figura 32, o erro ocorre quando temos uma variável que depende de outras, e nenhuma destas é imposta pelo utilizador. Um método de resolução deste problema é definir como fixa uma das variáveis apresentadas como equivalentes e atribuir-lhe um valor.

```

Starting run at 19:20:17
Solving steady state ...
Decomposition:
  Total number of equations      = 1229
  Total number of groups         = 1177
  Number of explicit groups      = 1171
  Number of nonlinear groups     = 6
  Largest group size             = 15
Solving group 65, size 15, type Nonlinear
SPARSE: Residuals already converged
Solving group 71, size 11, type Nonlinear
SPARSE: Residuals already converged
Solving group 88, size 5, type Nonlinear
SPARSE: Residuals already converged
Solving group 103, size 5, type Nonlinear
SPARSE: Residuals already converged
Solving group 809, size 15, type Nonlinear
SPARSE: Residuals already converged
Solving group 857, size 7, type Nonlinear
SPARSE: Iteration 0, Var. Norm=0.000e+000, Eqn. Norm=4.596e+002 (best 4.596e+002)
SPARSE: Iteration 1, Var. Norm=2.355e-001, Eqn. Norm=2.671e+001 (best 2.671e+001)
SPARSE: Iteration 2, Var. Norm=1.245e-002, Eqn. Norm=1.439e-002 (best 1.439e-002)
SPARSE: Iteration 3, Var. Norm=6.786e-006, Eqn. Norm=4.174e-009 (best 4.174e-009)
SPARSE: Residual convergence after 3 iterations
Variable EQ_0081_B10.02out (value -5.826631e-002)
is outside lower bound ( 0.000000e+000). Solution of group 1160 is infeasible.
EQ_0081_B10.02out is equivalenced to the following variables:
  B10.AirOut("Fluegases").02
  B10.02out
  S23.Inlet.02
  S23.Outlet.02
A sub-group in the decomposition failed to solve
Steady state solution failure
Run terminated at 19:20:21
Step change at 0 activated

```

**Figura 32 - Erro de equivalência.**

### 2.13.3. Erro de Singularidade.

O erro ocorre quando uma das variáveis do processo é satisfeita por qualquer valor como a mensagem de erro na Figura 33. Este erro muitas vezes ocorre quando o utilizador volta a executar o modelo após o erro de equivalência. A única correção para este erro é a definição da variável como fixa, de forma a que o software consiga calcular as restantes associadas a esta.

```
SPARSE: Residuals already converged  
Steady state solution complete  
Warning: Variable EQ_0162_B10.Tstmout is singular. Any value will satisfy the equations and specification.  
Run complete at 20:12:50
```

**Figura 33 - Erro de singularidade.**

Estes são alguns dos erros com que o utilizador se pode deparar, sendo que estes permitem, de certo modo, avaliar, numa primeira fase, a impossibilidade da aplicação do processo à realidade. Com o conhecimento destes erros o utilizador tem uma informação extra que permite chegar a uma possível correção dos mesmos.

## 3. Estudo de soluções de sistemas de produção de utilidades

Ao longo deste capítulo serão apresentados os casos simulados, assim como estará presente uma breve explicação de como cada bloco utilizado é definido.

Em primeiro lugar irão ser fornecidas algumas condições que foram consideradas de forma a simplificar o processo de simulação de cada um dos casos abordados.

De seguida apresentam-se os casos de estudo e a descrição dos mesmos, existindo no final um capítulo comparativo no qual são apresentados os resultados obtidos em todos os casos simulados.

O primeiro caso representa o processo existente e atual, sendo que os restantes casos têm como origem a exploração de soluções mais vantajosas do ponto de vista económico.

### 3.1. Pressupostos de simulação

Devido à elevada complexidade do processo considerando todas as variáveis do mesmo, assim como todas as possíveis interações dessas variáveis entre si, considerou-se um conjunto de pressupostos para todos os casos estudados:

- Não existem perdas de pressão ao longo do processo, sendo que as únicas variações de pressão se dão nos equipamentos designados para tal (bombas e turbinas).
- Assume-se que a entrada de combustível, independentemente de ser fuel-gás ou gás natural, tem exatamente a mesma composição.

**Tabela 4 – Composição do combustível assumida na simulação [36].**

<b>Elemento</b>	<b>Composição (kg/kg)</b>
<b>1 - Buteno</b>	0.005
<b>1 - Pentano</b>	0.005
<b>Etano</b>	0.06
<b>Metano</b>	0.905
<b>N - Butano</b>	0.0025
<b>N - Pentano</b>	0.0025
<b>Propano</b>	0.02

- A alimentação de água ao processo é de uma corrente fresca 25°C 1 atm.
- A temperatura de saída dos gases de combustão, aquando da utilização de permutadores de calor ou recuperadores, é de 25°C.
- Os custos por unidade de eletricidade e combustível são dados pela Tabela 5.

**Tabela 5 - Custos de eletricidade de combustível aplicados a indústria [37, 38].**

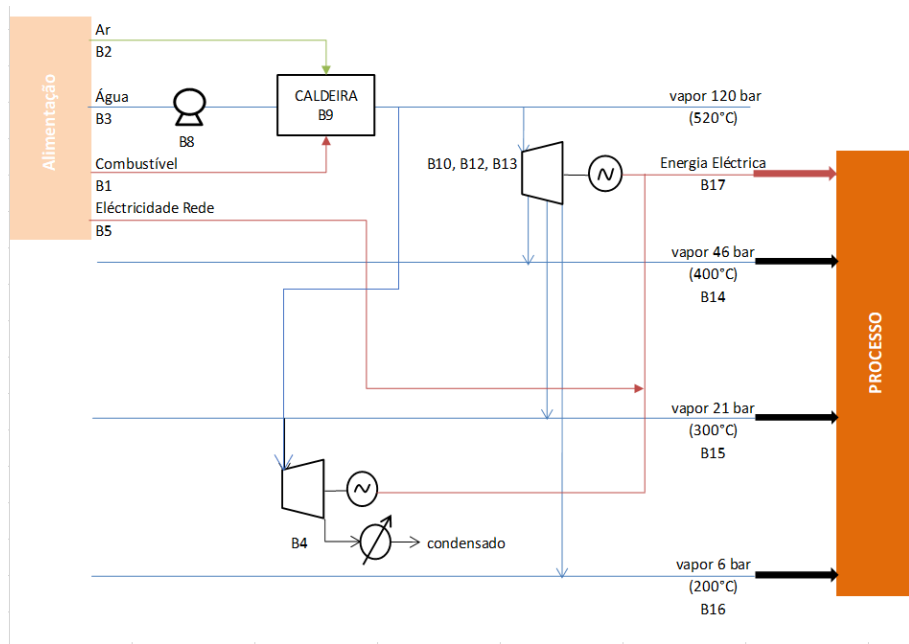
	<b>Custo</b>	<b>Unidade</b>
<b>Electricidade</b>	0.1408	€/kWh
<b>Gás Natural</b>	9.52	€/GJ

Tendo-se como objetivo final satisfazer as necessidades processuais faladas no capítulo 1.4. Apresentação do processo produtivo, e tendo-se como considerações as condições acima, o processo simulado pode ser considerado como avaliativo de um processo real podendo-se tirar conclusões com base na sua aplicabilidade, não esquecendo, no entanto, possíveis desvios.

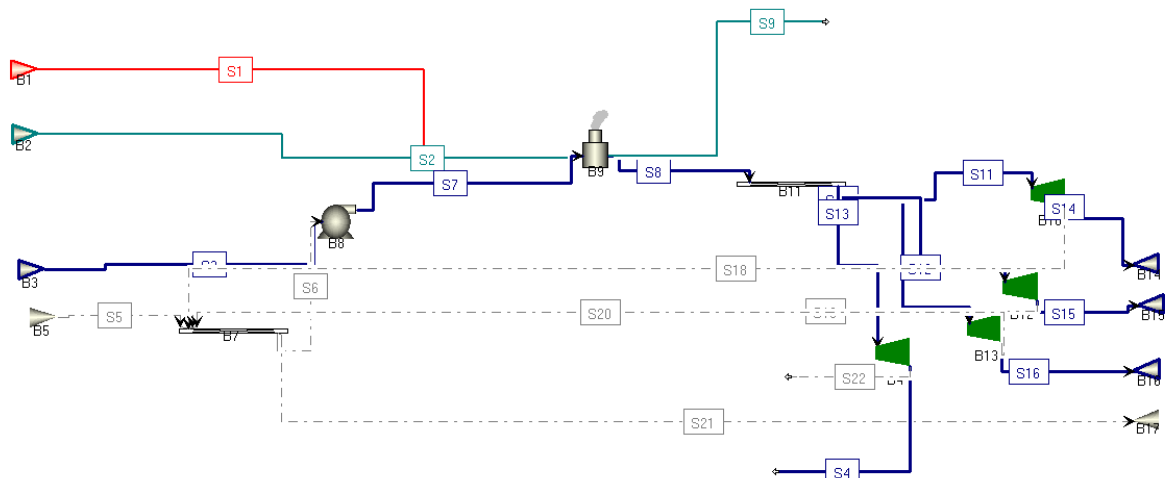
### 3.2. Construção Caso 1:

Em primeiro lugar, e de forma a se poder avaliar o problema proposto, procedeu-se à simulação do sistema de produção de utilidades existente no processo industrial estudado, de forma a se compreender e a se caracterizar o mesmo como base do estudo.

Como tal, procedeu-se à simulação do sistema, cujo modelo construído pode ser analisado na Figura 34 e na Figura 35.



**Figura 34 - Esquema do processo de cogeração atual.**



**Figura 35 - Construção do processo de cogeração atual.(ver página seguinte)**



Esta simulação foi construída mantendo-se sempre as entradas processuais livres, de forma a que estas pudessem ser calculadas com base nas necessidades processuais. Rever Tabela 2.

As entradas processuais estão descritas na Tabela 6.

**Tabela 6 – Entradas processuais Caso 1**

Entradas do processo		
Entrada	Representativo	Valores definidos
B1	Combustível (Gás Natural)	Composição do combustível
B2	Ar	Temperatura, densidade e composição
B3	Água	Temperatura e Pressão
B5	Eletricidade	Totalmente calculada pelo sistema

Todas as entradas do processo são feitas com recurso ao bloco Alimentação (*Feed Block*). As condições pedidas dentro de cada um dos blocos depende do tipo de utilidade que esse bloco representa.

The image shows three summary tables from a simulation software interface, each with columns for Value, Spec, and Units.

**B1.Summary Table**

	Value	Spec	Units
SpecifyFuelFlow	False		
CalculatePropsFromComp	Yes		
FuelOut(*)_F			
FuelOut("FuelOut1")_F	347.319	Free	GJ/hr
MassFrac(*)			
MassFrac("1-BUTENE")	0.005	Fixed	kg/kg
MassFrac("1-PENTEN")	0.005	Fixed	kg/kg
MassFrac("AMMONIA")	0.0	Fixed	kg/kg
MassFrac("CO")	0.0	Fixed	kg/kg
MassFrac("ETHANE")	0.06	Fixed	kg/kg
MassFrac("ETHYLENE")	0.0	Fixed	kg/kg
MassFrac("H2")	0.0	Fixed	kg/kg
MassFrac("H2S")	0.0	Fixed	kg/kg
MassFrac("ISOBUTAN")	0.0	Fixed	kg/kg
MassFrac("METHANE")	0.905	Fixed	kg/kg
MassFrac("N-BUTANE")	0.0025	Fixed	kg/kg
MassFrac("N-PENTAN")	0.0025	Fixed	kg/kg
MassFrac("PROPANE")	0.02	Fixed	kg/kg
MassFrac("PROPENE")	0.0	Fixed	kg/kg
Fmass_out	6.98397	Free	tonne/hr
Fmol_out	412.746	Free	kmol/hr
Cl	0.0	Fixed	
Nl	0.0	Fixed	
Sl	0.0	Fixed	
MW_calc	16.9207	Free	kg/kmol
CV_calc	49.7308	Free	GJ/tonn
OD_calc	3.95844	Free	

**B2.Summary Table**

	Value	Spec	Units
SpecifyAirFlow	False		
AirOut("AirOut1")_F	120.198	Free	tonne/hr
AirOut("AirOut1")_F_vol	98121.0	Free	m3/hr
AirDensity	1.225	Fixed	kg/m3
SpecifyTemperature	True		
Tout	25.0	Fixed	C
Hout	0.025	Free	GJ/tonn
CO2	0.0	Fixed	kg/kg
NOX	0.0	Fixed	kg/kg
SOX	0.0	Fixed	kg/kg
O2	0.23	Fixed	kg/kg

**B3.Summary Table**

	Value	Spec	Units
IsWaterMakeup	False		
SpecifySteamFlow	False		
FlashSpec	TP		
SteamOut(*)_F			
SteamOut("SteamOut1")_F	90.0	Free	tonne/hr
Pout	1.0	Fixed	bar
Tout	25.0	Fixed	C
hout	-15.8757	Free	GJ/tonn
VfOut	0.0	Free	kmol/k

**B5.Summary Table**

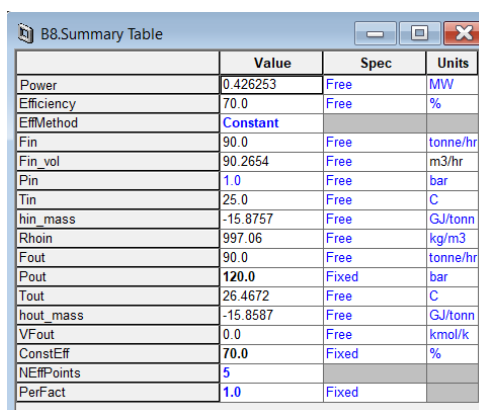
	Value	Spec	Units
SpecifyPower	True		
PowerOut(*)_Power			
PowerOut("PowerOut1")_Power	33.8463	Free	MW

Simulation Messages: Successfully opened snapshot file.

**Figura 36 - Blocos de alimentação.**

Como se pode verificar na Figura 36, as variáveis de cada bloco divergem bastante consoante o tipo de utilidade com que se trabalha nesse bloco. De uma forma geral é visível que todos os blocos de alimentação permitem a definição de uma corrente específica ou livre. A corrente de combustível (B1) permite a opção de escolha de um combustível padrão ou que as propriedades sejam calculadas com base na composição. A corrente de ar (B2) permite que sejam especificadas as condições do ar como temperatura, densidade e presença de certos elementos. A corrente de água (B3) permite que esta seja definida como água líquida ou vapor, sendo que, dependendo da escolha, as condições a definir são distintas. Por fim, a corrente de eletricidade (B5) permite que se defina a entrada no sistema de eletricidade. Todas as variáveis típicas dos modelos e blocos podem ser encontradas em anexo [35].

Simulou-se em primeiro lugar a bomba “B8”, na qual se definiu a pressão à saída da bomba (120 bar) e a sua eficiência (70%). Com base nas características da corrente de saída desta bomba procedeu-se a simulação da caldeira. [39]

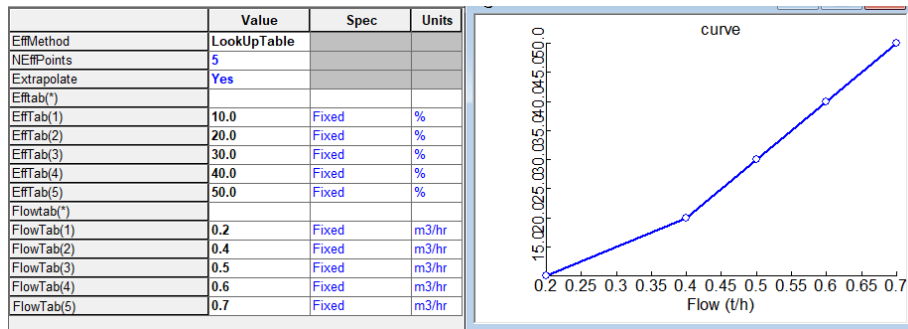


	Value	Spec	Units
Power	0.426253	Free	MW
Efficiency	70.0	Free	%
EffMethod	Constant		
Fin	90.0	Free	tonne/hr
Fin_vol	90.2654	Free	m3/hr
Pin	1.0	Free	bar
Tin	25.0	Free	C
hin_mass	-15.8757	Free	GJ/tonn
RhoIn	997.06	Free	kg/m3
Fout	90.0	Free	tonne/hr
Pout	120.0	Fixed	bar
Tout	26.4672	Free	C
hout_mass	-15.8587	Free	GJ/tonn
VFout	0.0	Free	kmol/k
ConstEff	70.0	Fixed	%
NER#points	5		
PerFact	1.0	Fixed	

**Figura 37 - Variáveis Bloco B8 (Bomba)**

Como é visível na Figura 37, o modelo da bomba permite a escolha do método de cálculo da eficiência de bomba a partir de um valor constante, como o que é usado nesta simulação, assim como, através de curvas de eficiência que irão correlacionar a eficiência da bomba com o caudal da mesma (ver Figura 38). Independentemente da escolha do utilizador o modelo pede para definir a pressão de saída da bomba, de forma a esta calcular as restantes variáveis [35].

Esta bomba mantém sempre a mesma gama de caudais de trabalho. Considerando já as variações de caudal que serão realizadas mais a frente, o caudal de funcionamento da bomba será entre os 80-100 t/h, e mantém-se em todos os casos simulados.



**Figura 38 - Tabelas e gráfico correspondente as retas de eficiência da bomba (B8)**

Sendo que os caudais de entrada “B1” e “B2” foram deixados em função da temperatura pretendida à saída da caldeira, ou seja, foram deixados sem um valor específico. Procedeu-se à simulação da caldeira “B9”, na qual se definiu: a temperatura à saída da caldeira (520°C), a percentagem de reciclo de combustível (0%) e a eficiência da caldeira (85%), considerando as perdas de carga nulas dentro da caldeira (ver Figura 39) [40].

	Value	Spec	Units
OperationalStatus	InService		
Abs_duty	295.221	Free	GJ/hr
EffMethod	Constant		
ConstEff	85.0	Fixed	%
Boiler_Eff	85.0	Free	%
Fbfin	90.0	Free	tonne/hr
WaterOut("Blowdown").F	0.0	Free	tonne/hr
SteamOut("VHPSteam").F	90.0	Free	tonne/hr
Airin("Air").F	120.198	Free	tonne/hr
AirOut("Fluegases").F	127.182	Free	tonne/hr
FlueGasRecirc	0.0	Fixed	%
Ffuel	347.319	Free	GJ/hr
Ffuel_mass	6.98397	Free	tonne/hr
Ffuel_mol	412.746	Free	kmol/hr
bd_rate	0.0	Fixed	%
Hbfin	-15.8587	Free	GJ/tonn
Hblowdown	-14.4898	Free	GJ/tonn
Hstmout	-12.5784	Free	GJ/tonn
hair	0.025	Free	GJ/tonn
Hfluegas	0.433258	Free	GJ/tonn
O2in	0.23	Free	kg/kg
O2out	0.0	Fixed	kg/kg
Pbfin	120.0	Free	bar
Pdrop_Gen	0.0	Fixed	bar
Pdrop_SH	0.0	Fixed	bar
Pboiler	120.0	Free	bar
Pstmout	120.0	Free	bar
Tbfin	26.4672	Free	C
Tblowdown	324.709	Free	C
Tboiler	520.0	Fixed	C
Tfluegas	433.258	Free	C
Qloss	0.0	Fixed	GJ/hr
Tref	25.0	Fixed	C
PerFact	1.0	Fixed	
FanPower	0.542615	Free	MW
FanCoeffB	0.0031	Fixed	
FanCoeffC	0.17	Fixed	

**Figura 39 - Variáveis bloco B9 (Caldeira)**

Tal como no modelo das bombas, o modelo da caldeira também permite o uso de um valor fixo de eficiência ou uma curva de eficiência com base no caudal da caldeira. Neste modelo o utilizador pode definir diferentes variáveis: percentagem de recirculação do combustível, rácio de descarga, oxigénio a saída, perdas de pressão e vários tipos de temperaturas. A necessidade de se definir mais ou menos variáveis como fixas depende das condições impostas nas correntes de entrada e de saída da caldeira [35].

De forma semelhante à bomba anterior, esta caldeira terá a capacidade de débito de caudais entre as 80-100 t/h.

Com o objetivo de se obter um conjunto de correntes de vapor nas condições exigidas à entrada do processo industrial, criou-se uma zona de turbinção, na qual será turbinado o vapor até às pressões pretendidas, criando-se um distribuidor de corrente "B11" no qual se consideraram nulas as perdas de carga.

O modelo B11 permite a distribuição das correntes como se de um conjunto de tubagens se tratasse. Como se pode ver na Figura 40, este modelo permite ainda que o utilizador defina as perdas de carga, caudal de saída, pressão e temperatura para cada uma das correntes [35].

	Value	Spec	Units		Value	Spec	Units
FixImbalanceFlow	True			SteamOut("SteamOut1").Connect	520.0	Free	C
FixImbalance	0.0	Fixed	tonne/hr	SteamOut("SteamOut1").Connect	520.0	Free	C
IncludeMarginalCost	True			SteamOut("SteamOut1").Connect	520.0	Free	C
MarginalCost	0.0			SteamOut("SteamOut1").Connect	520.0	Free	C
PressureCalcOpt	Specify outlet p			SteamIn("SteamIn1").Connection			
TemperatureCalcOpt	Specify outlet t			SteamIn("SteamIn1").Connection	120.0	Free	bar
Fin	90.0	Free	tonne/hr	SteamOut("SteamOut1").Connect			
Tinmix	520.0	Free	C	SteamOut("SteamOut1").Connect	120.0	Free	bar
Tout	520.0	Fixed	C	SteamOut("SteamOut1").Connect	120.0	Free	bar
hinmix	-12.5784	Free	GJ/tonn	SteamOut("SteamOut1").Connect	120.0	Free	bar
hout	-12.5784	Free	GJ/tonn	SteamOut("SteamOut1").Connect	120.0	Free	bar
Pinmix	120.0	Free	bar	SteamIn("SteamIn1").Connection			
Pdrop	0.0	Free	bar	SteamIn("SteamIn1").Connection	-12.5784	Free	GJ/tonn
Pout	120.0	Fixed	bar	SteamOut("SteamOut1").Connect			
BDRatio	0.0	Fixed		SteamOut("SteamOut1").Connect	-12.5784	Free	GJ/tonn
Qloss	0.0	Free	GJ/hr	SteamOut("SteamOut1").Connect	-12.5784	Free	GJ/tonn
vfinmix	1.0	Free	kmol/k	SteamOut("SteamOut1").Connect	-12.5784	Free	GJ/tonn
vfout	1.0	Free	kmol/k	SteamOut("SteamOut1").Connect	-12.5784	Free	GJ/tonn
SteamIn("SteamIn1").Connection				SteamIn("SteamIn1").Connection			
SteamIn("SteamIn1").Connection	90.0	Free	tonne/hr	SteamIn("SteamIn1").Connection	1.0	Free	kmol/k
SteamOut("SteamOut1").Connect				SteamOut("SteamOut1").Connect			
SteamOut("SteamOut1").Connect	6.0	Free	tonne/hr	SteamOut("SteamOut1").Connect	1.0	Free	kmol/k
SteamOut("SteamOut1").Connect	54.0	Free	tonne/hr	SteamOut("SteamOut1").Connect	1.0	Free	kmol/k
SteamOut("SteamOut1").Connect	24.0	Free	tonne/hr	SteamOut("SteamOut1").Connect	1.0	Free	kmol/k
SteamOut("SteamOut1").Connect	6.0	Free	tonne/hr	SteamOut("SteamOut1").Connect	1.0	Free	kmol/k
BlowSteam("BlowSteam1").F				WaterOut("Blowdown").T			
BlowSteam("BlowSteam1").F	0.0	Fixed	tonne/hr	WaterOut("Blowdown").T	324.709	Free	C
WaterOut("Blowdown").F				WaterOut("Blowdown").vf			
WaterOut("Blowdown").F	0.0	Free	tonne/hr	WaterOut("Blowdown").vf	0.0	Free	kmol/k
SteamIn("SteamIn1").Connection				WaterOut("Blowdown").h			
SteamIn("SteamIn1").Connection	520.0	Free	C	WaterOut("Blowdown").h	-14.4898	Free	GJ/tonn
SteamOut("SteamOut1").Connect				SteamInTotal	90.0	Free	tonne/hr

Figura 40 - Variáveis bloco B11 (tubagens)

Foram criadas quatro turbinas cada uma para uma tipologia de pressão diferente (ver Tabela 7).

**Tabela 7 - Turbinas processuais do caso 1.**

Turbinas do sistema		
Turbina	Gama de Pressão	Pressão de saída (bar)
<b>B10</b>	Alta	46
<b>B12</b>	Média	21
<b>B13</b>	Baixa	6
<b>B4</b>	“Excedente”	1

Para estas turbinas foram definidos 4 blocos de turbina, sendo estes iguais. No entanto variam as condições impostas em cada bloco, de forma a se obterem as pressões pretendidas em cada uma das correntes. Estes blocos permitem que se defina o método de cálculo, sendo que este varia entre energia gerada pela turbina ou caudal na turbina. A variação deste método de calculo permite que sejam definidas diferentes variáveis de uma forma fixa. No caso aplicado (cálculo com base na energia gerada) foi definida a eficiência da turbina assim como a pressão de saída da mesma (ver Figura 41) [35].

A eficiência da turbina pode mais uma vez ser com base num valor fixo pré-definido, ou então com base em curvas de eficiência.

	Value	Spec	Units
CalculationOption	Calculate po		
SpecOption	Use steam flow		
PowerOut("PowerOut1").Power	3.24717	Free	MW
Efficiency	75.0	Free	%
ConstEff	75.0	Fixed	%
SteamIn("SteamIn1").F	54.0	Free	tonne/hr
Pin	120.0	Free	bar
Tin	520.0	Free	C
hin_mass	-12.5784	Free	GJ/tonn
VFin	1.0	Free	kmol/k
Fout	54.0	Free	tonne/hr
Pout	46.0	Fixed	bar
Tout	392.976	Free	C
hout_mass	-12.7949	Free	GJ/tonn
vfout	1.0	Free	kmol/k
EffMethod	Constant		
PerFact	1.0	Fixed	

	Value	Spec	Units
CalculationOption	Calculate powe		
SpecOption	Use steam flow		
PowerOut("PowerOut1").Power	0.916999	Free	MW
Efficiency	75.0	Free	%
ConstEff	75.0	Fixed	%
SteamIn("SteamIn1").F	6.0	Free	tonne/hr
Pin	120.0	Free	bar
Tin	520.0	Free	C
hin_mass	-12.5784	Free	GJ/tonn
VFin	1.0	Free	kmol/k
Fout	6.0	Free	tonne/hr
Pout	6.0	Fixed	bar
Tout	201.013	Free	C
hout_mass	-13.1286	Free	GJ/tonn
vfout	1.0	Free	kmol/k
EffMethod	Constant		
PerFact	1.0	Fixed	

	Value	Spec	Units
CalculationOption	Calculate po		
SpecOption	Use steam flow		
PowerOut("PowerOut1").Power	2.41575	Free	MW
Efficiency	75.0	Free	%
ConstEff	75.0	Fixed	%
SteamIn("SteamIn1").F	24.0	Free	tonne/hr
Pin	120.0	Free	bar
Tin	520.0	Free	C
hin_mass	-12.5784	Free	GJ/tonn
VFin	1.0	Free	kmol/k
Fout	24.0	Free	tonne/hr
Pout	21.0	Fixed	bar
Tout	308.518	Free	C
hout_mass	-12.9408	Free	GJ/tonn
vfout	1.0	Free	kmol/k
EffMethod	Constant		
PerFact	1.0	Fixed	

	Value	Spec	Units
CalculationOption	Calculate powe		
SpecOption	Use steam flow		
PowerOut("PowerOut1").Power	1.28286	Free	MW
Efficiency	75.0	Free	%
ConstEff	75.0	Fixed	%
SteamIn("SteamIn1").F	6.0	Free	tonne/hr
Pin	120.0	Free	bar
Tin	520.0	Free	C
hin_mass	-12.5784	Free	GJ/tonn
VFin	1.0	Free	kmol/k
Fout	6.0	Free	tonne/hr
Pout	1.0	Fixed	bar
Tout	99.6324	Free	C
hout_mass	-13.3481	Free	GJ/tonn
vfout	0.981058	Free	kmol/k
EffMethod	Constant		
PerFact	1.0	Fixed	

**Figura 41 – Variáveis blocos B10, B12, B13 e B4 (Turbinas)**

Para a simulação destas turbinas definiu-se a pressão de saída de cada uma, dependendo do objetivo pretendido para essa corrente (46, 21 ou 6 bar) e a eficiência das turbinas (75%). [41, 42]

As turbinas, neste caso como nós casos seguintes, estão dependentes dos caudais de processamento, sendo que estes variam consoante a linha de vapor na qual se trabalha e também nas flutuações de caudal que serão impostos mais a frente. De uma forma geral a turbina que dá origem à corrente a 46 bar, quando aplicável, tem de funcionar com caudais entre 48-60 t/h; a turbina de 21 bar tem de funcionar com caudais entre 21-27 t/h, e a turbina de 6 bar tem de funcionar com caudais entre 10-14 t/h. Estas considerações têm de ser tidas em linha de conta para todos os casos simulados, e como tal têm como base a Tabela 2 – Gama de necessidades de vapor e eletricidade.

Definiram-se por fim as saídas processuais (Tabela 8) de forma a se poder compreender quais são as reais necessidades do processo, podendo-se ainda fazer variar estas de uma forma mais facilitada, para que todas as outras variáveis de processo possam ser de novo calculadas em função destas necessidades.

**Tabela 8 - Saídas do processo caso 1**

<b>Saídas do processo</b>		
<b>Saídas</b>	<b>Representativo</b>	<b>Valores definidos</b>
<b>B14</b>	Vapor alta pressão	Caudal de saída
<b>B15</b>	Vapor média pressão	Caudal de saída
<b>B16</b>	Vapor baixa pressão	Caudal de saída
<b>B17</b>	Eletricidade	Necessidade elétricas

The image shows three summary tables for blocks B14, B15, and B16. Each table has columns for Variable Name, Value, Spec, and Units.

	Value	Spec	Units
IsSteamLeak	False		
SpecifySteamDemand	True		
Steamln(*)F			
Steamln("Steamln1").F	54.0	Fixed	tonne/hr
Steamln(*)P			
Steamln("Steamln1").P	46.0	Free	bar
Steamln(*)T			
Steamln("Steamln1").T	392.976	Free	C
Steamln(*)h			
Steamln("Steamln1").h	-12.7949	Free	GJ/tonn
Steamln(*)vf			
Steamln("Steamln1").vf	1.0	Free	kmol/k

	Value	Spec	Units
IsSteamLeak	False		
SpecifySteamDemand	True		
Steamln(*)F			
Steamln("Steamln1").F	6.0	Fixed	tonne/hr
Steamln(*)P			
Steamln("Steamln1").P	6.0	Free	bar
Steamln(*)T			
Steamln("Steamln1").T	201.013	Free	C
Steamln(*)h			
Steamln("Steamln1").h	-13.1286	Free	GJ/tonn
Steamln(*)vf			
Steamln("Steamln1").vf	1.0	Free	kmol/k

	Value	Spec	Units
IsSteamLeak	False		
SpecifySteamDemand	True		
Steamln(*)F			
Steamln("Steamln1").F	24.0	Fixed	tonne/hr
Steamln(*)P			
Steamln("Steamln1").P	21.0	Free	bar
Steamln(*)T			
Steamln("Steamln1").T	308.518	Free	C
Steamln(*)h			
Steamln("Steamln1").h	-12.9408	Free	GJ/tonn
Steamln(*)vf			
Steamln("Steamln1").vf	1.0	Free	kmol/k

**Figura 42 - Variáveis blocos B14 B15 e B16 (Necessidades de vapor do processo)**

Estes blocos de saída, Figura 42, podem ser definidos de duas formas: como uma saída de vapor ou como uma fuga de vapor. Além disso pode-se definir a necessidade de vapor como específica ou não, permitindo ao utilizador indicar o caudal de saída do vapor.[35]

The image shows a summary table for block B17. It has columns for Variable Name, Value, Spec, and Units.

	Value	Spec	Units
SpecifyPowerDemand	True		
Powerln(*)Power			
Powerln("Powerln1").Power	40.0	Fixed	MW

**Figura 43 - Variáveis bloco B17 (Necessidades elétricas do processo)**

O bloco de saída de energia elétrica, como se pode ver na Figura 43, permite que o utilizador defina a correntes de saída como específica ou não, sendo que, quando este define a mesma como específica permite que o valor de energia seja indicado pelo utilizador [35].

Como se verifica nos casos acima descritos, os caudais de saída pré-definidos, neste caso e nos casos que se seguem, foram escolhidos com base nas médias obtidas dos dados fornecidos do processo original. Os valores destes foram aumentados de forma a garantir uma margem de segurança na criação do processo. Os caudais de

saída a utilizar estão descritos na Tabela 9 e são os valores aplicados em todos os casos estudados.

**Tabela 9 - Caudais de saída de cada uma das utilidades**

CONSUMO	
VAPOR 46 BAR	54 t/h
VAPOR 21 BAR	24 t/h
VAPOR 6 BAR	12 t/h
ELETRICIDADE	40 MW

De forma a se ter um ponto comparativo deste modelo com os restantes, calculou-se a eficiência do sistema de cogeração com base na equação 4:

$$\eta_{co.g} = \frac{E + \Delta H_s}{Q_A} = \frac{26.99 + 272.49}{347.39} * 100 = 86.26\%$$

Onde E tem como origem o somatório de toda a energia elétrica produzida:

$$E = 3.25 + 2.42 + 1.83 = 7.49 \text{ MW} \approx 26.99 \text{ GJ/h}$$

$Q_a$  tem como origem a energia adicionada ao processo pelo combustível e o  $\Delta H_s$  a energia que é alimentada ao processo (somatório da energia dos vapores a subtrair pela energia dos condensados).

Todos os restantes casos têm em consideração as mesmas considerações em termos de cálculo da eficiência do sistema de cogeração.

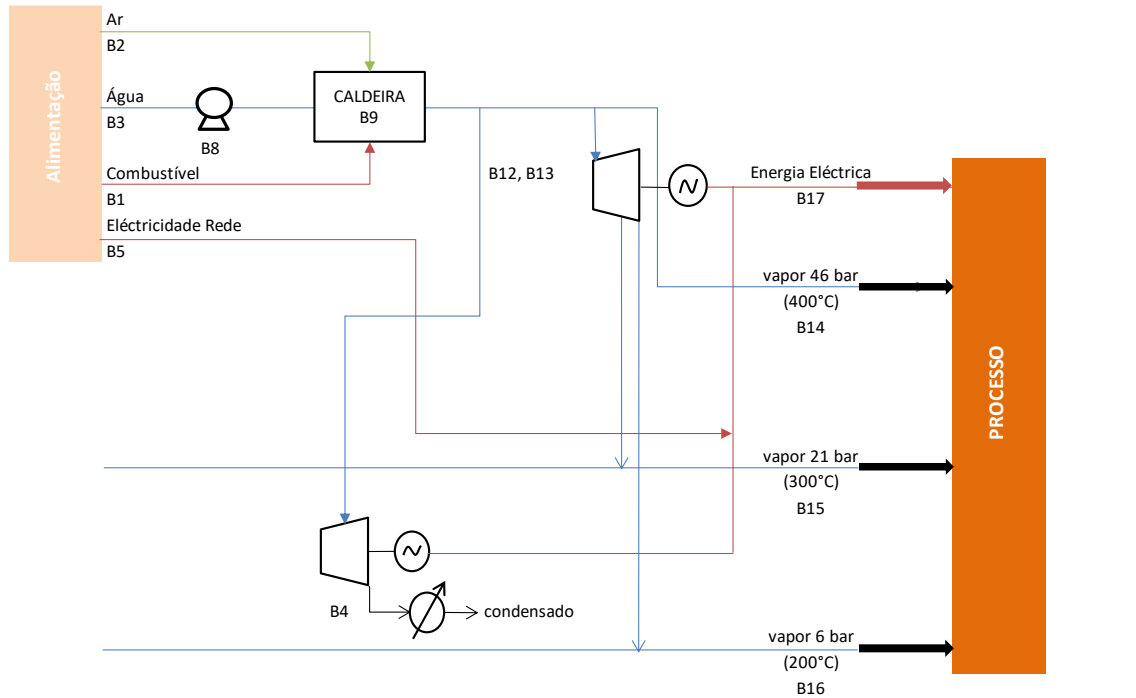
O rácio de energia térmica /energia elétrica é dado por:

$$\frac{272.49}{26.99} = 10.10$$

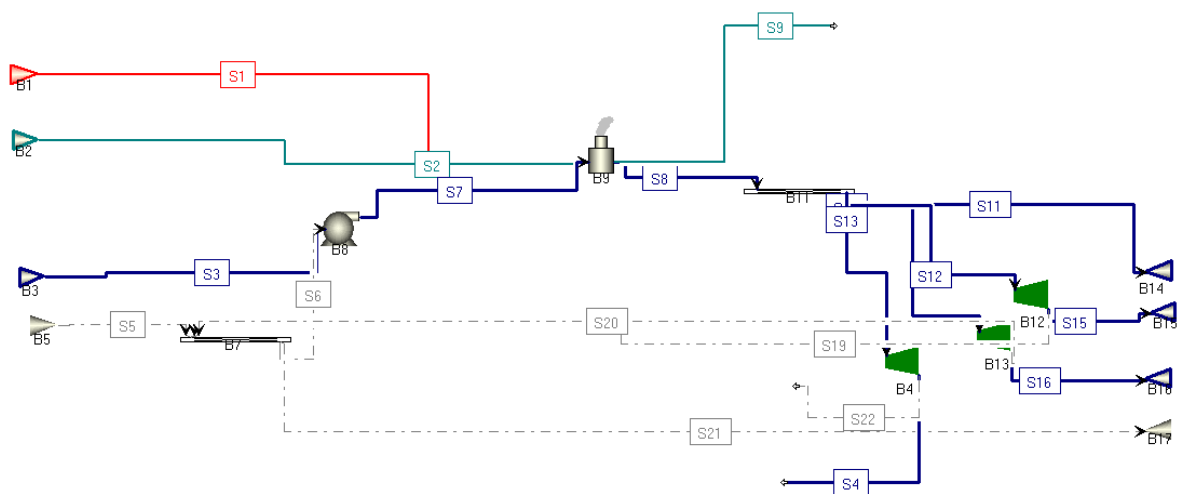
Tendo-se assim simulado e caracterizado o sistema real procedeu-se à simulação da primeira solução alternativa proposta neste trabalho.

### 3.3. Construção Caso 2:

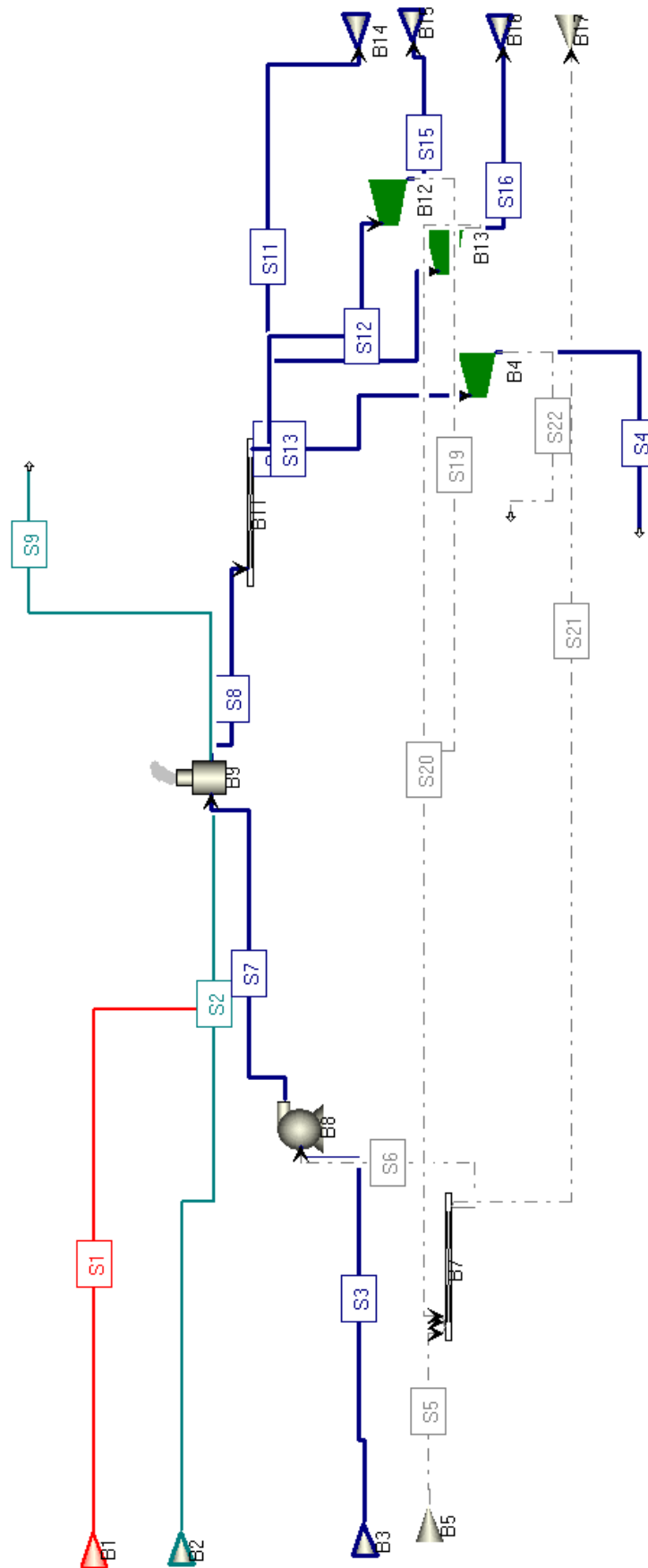
Sendo que no sistema de cogeração de referência (caso um) produz-se vapor a 120 bar e 520 °C, e que este é depois turbinado de forma a poder ser usado no processo nas condições pretendidas, propõe-se a produção direta do vapor nas condições de consumo mais elevadas existentes (46 bar e 400 °C).



**Figura 44 - Esquema do processo de cogeração caso 2.**

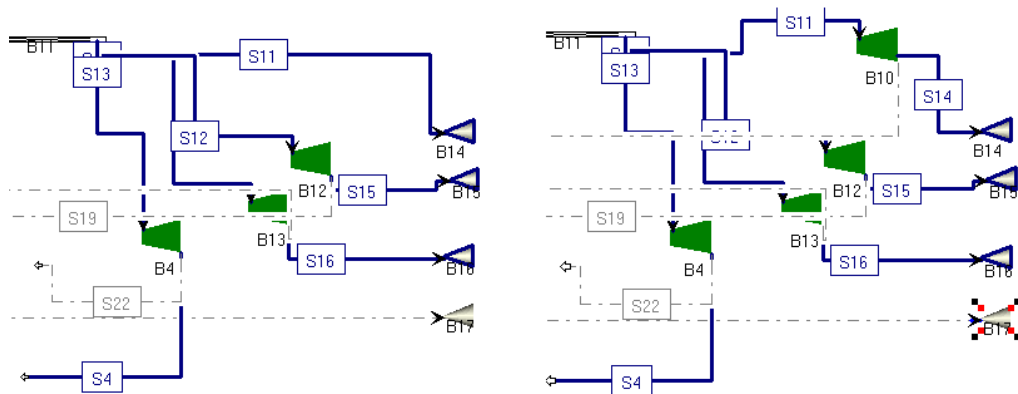


**Figura 45 – Construção do processo de cogeração caso 2 .(ver página seguinte)**



O modelo de simulação deste caso foi contruído mantendo as entradas processuais livres, de forma a permitir que as mesmas possam modifica-se automaticamente com base nas necessidades propostas.

Toda a construção deste modelo de simulação é semelhante ao caso um, sendo que a única alteração está na zona de turbinacção, na qual se deixa de ter uma turbina correspondente à passagem de 120 bar para 46 bar, visto que se produz o vapor nas condições de entrada para a pressão mais alta.



**Figura 46 - Zona de turbinacção caso 2 (esquerda) e caso 1 (direita)**

Como se pode verificar na Figura 46 a turbina B10 deixa de existir pois deixa de ter funcionalidade.

**Tabela 10 - Valores de electricidade e de caudal de combustível comprado utilizados.**

	<b>Caso 1</b>	<b>Caso 2</b>
<b>Electricidade (MW)</b>	33.85	38.52
<b>Energia do Combustível (GJ/h)</b>	347.32	327.33

Ao existir menos uma turbina, verifica-se uma diminuição da energia produzida, traduzindo-se isto num aumento da electricidade comprada. No entanto, como se está a produzir vapor a uma menor pressão e temperatura, também se verifica uma diminuição dos gastos energéticos da bomba, assim como no consumo de combustível da caldeira. Estas alterações podem não se traduzir numa mais valia para o processo, sendo que o gasto energético da bomba é muito baixo e praticamente desprezável.

Calculando-se a eficiência do sistema de cogeração com base na equação 4:

$$\eta_{co.g} = \frac{E + \Delta H_s}{Q_A} = \frac{8.05 + 272.49}{327.33} * 100 = 85.70\%$$

Verifica-se que, em termos de processo de cogeração, o rendimento do caso 1 para o caso 2 diminui, embora de forma reduzida.

O rácio de energia térmica /energia elétrica é dado por:

$$\frac{272.49}{8.05} = 33.87$$

**Tabela 11 - Valores monetários associados a compra de utilidades.**

	Caso 1		Caso 2	
	Consumo	Custo (€/H)	Consumo	Custo (€/H)
<b>Eletricidade</b>	33.85 (MW)	4765.56	38.52 (MW)	5423.70
<b>Caudal de Combustível</b>	347.32 (GJ/h)	3306.48	327.33 (GJ/h)	3116.21

Verifica-se, quando se comparam os dois casos em termos de custos operacionais, que efetivamente existe uma poupança na ordem dos 6% relativamente ao consumo de combustível; no entanto tem-se uma menor produção de energia, que se traduz no aumento do custo da energia elétrica comprada à rede na ordem dos 14%. Este aumento representa um agravamento global dos custos com utilidades na ordem dos 6% quando comparado com o caso um [37, 38].

No entanto, considerando-se que é utilizado o caudal de fuel-gás produzido internamente  $\approx 323$  GJ/h, temos os seguintes valores em termos de consumos de utilidades (ver Tabela 12).

**Tabela 12 - Valores monetários associados a compra de utilidades considerando o fuel-gás**

	Caso 1		Caso 2	
	Consumo	Custo (€/H)	Consumo	Custo (€/H)
<b>Eletricidade</b>	33.85 (MW)	4765.56	38.52 (MW)	5423.70
<b>Caudal de Combustível</b>	24.32 (GJ/h)	231.52	4.33 (GJ/h)	41.25

Mesmo com o uso do fuel-gás, a redução de consumo de gás natural não implica uma redução do custo total das utilidades. O custo do caudal de combustível representa uma poupança na ordem dos 8%. O global de custos com utilidades sobe em 9% quando comparado com o caso um [37, 38].

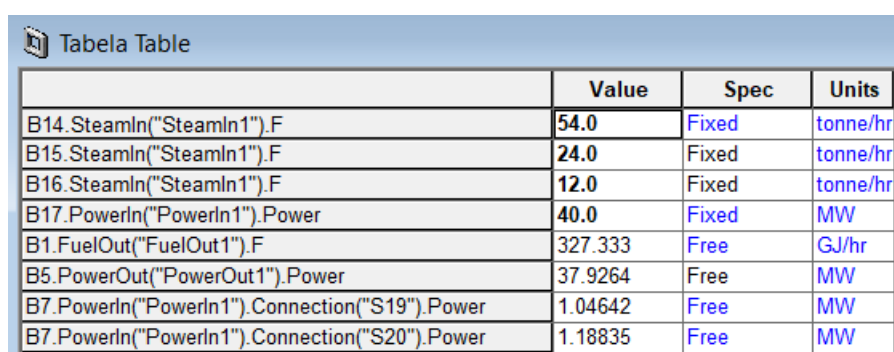
Este aumento de custo pode ainda ser justificável visto que o sistema deixa de operar a 120 bar, passando a operar a 46 bar. Este diferencial de pressão traduz-se na redução dos custos com aquisição de equipamentos, montagem e manutenção, assim como reduz riscos de acidente durante a operação deste processo.

Para se efetuar uma análise de sensibilidade ao sistema foram consideradas variações na ordem dos 10%, em função dos fluxos médios estudados, podendo aferir-se situações de consumo reduzido (-10%) e de consumo elevado (+10%) . Assim temos os seguintes pontos de estudo (ver Tabela 13).

**Tabela 13 - Variações dos caudais de necessidades do processo.**

	-10%	INICIAIS	+10%
<b>Vapor 46 bar (t/h)</b>	48.6	54	59.4
<b>Vapor 21 bar (t/h)</b>	21.6	24	26.4
<b>Vapor 6 bar (t/h)</b>	10.8	12	13.2
<b>Eletricidade (MW)</b>	36	40	44

Para simplificação do cálculo dos restantes valores, construiu-se, no AUP, uma tabela temporária (ver Figura 47) que permitisse a modificação apenas dos valores da Tabela 13, correndo-se, de seguida, a simulação, para calcular os novos pontos.



	Value	Spec	Units
B14.SteamIn("SteamIn1").F	54.0	Fixed	tonne/hr
B15.SteamIn("SteamIn1").F	24.0	Fixed	tonne/hr
B16.SteamIn("SteamIn1").F	12.0	Fixed	tonne/hr
B17.PowerIn("PowerIn1").Power	40.0	Fixed	MW
B1.FuelOut("FuelOut1").F	327.333	Free	GJ/hr
B5.PowerOut("PowerOut1").Power	37.9264	Free	MW
B7.PowerIn("PowerIn1").Connection("S19").Power	1.04642	Free	MW
B7.PowerIn("PowerIn1").Connection("S20").Power	1.18835	Free	MW

**Figura 47 - Tabela feita pelo utilizador.**

Fez-se variar em primeiro lugar a energia de entrada no processo industrial de forma a se perceber qual o seu impacto no sistema estudado, visto estar dependente da entrada de energia da rede. A única variação que se verifica é o aumento do consumo

de energia vindo da rede; assim o único impacto que esta variação tem é o aumento da compra de eletricidade à rede.

Alterando-se as necessidades de vapor negativamente e mantendo-se o consumo elétrico igual, verifica-se uma diminuição no consumo de combustível e um aumento no consumo de energia elétrica. Esta variação é espectável visto que, ao se reduzir a produção de vapor de água, há uma menor produção interna de energia elétrica.

**Tabela 14 - Variação negativa do consumo de vapor.**

		<b>-10 %</b>	<b>Iniciais</b>	<b>Unidades</b>
<b>Consumos do processo industrial</b>	Caudal Vapor 46 bar	48.6	54	t/h
	Caudal de Vapor 21 bar	21.6	24	t/h
	Caudal de Vapor 6 bar	10.8	12	t/h
	Energia Elétrica	40.0	40	MW
<b>Caudais de compra</b>	Caudal de Combustível	294.60	327.33	GJ/h
	Eletricidade Rede	38.13	37.93	MW
<b>Produção interna</b>	Produção turbina 6 bar	0.94	1.05	MW
	Produção turbina 21 bar	1.07	1.19	MW

Ao mudar-se as necessidades de vapor de forma positiva, o efeito inverso é espectável, verificando-se um aumento no consumo de combustível, assim como uma diminuição da energia elétrica retirada da rede.

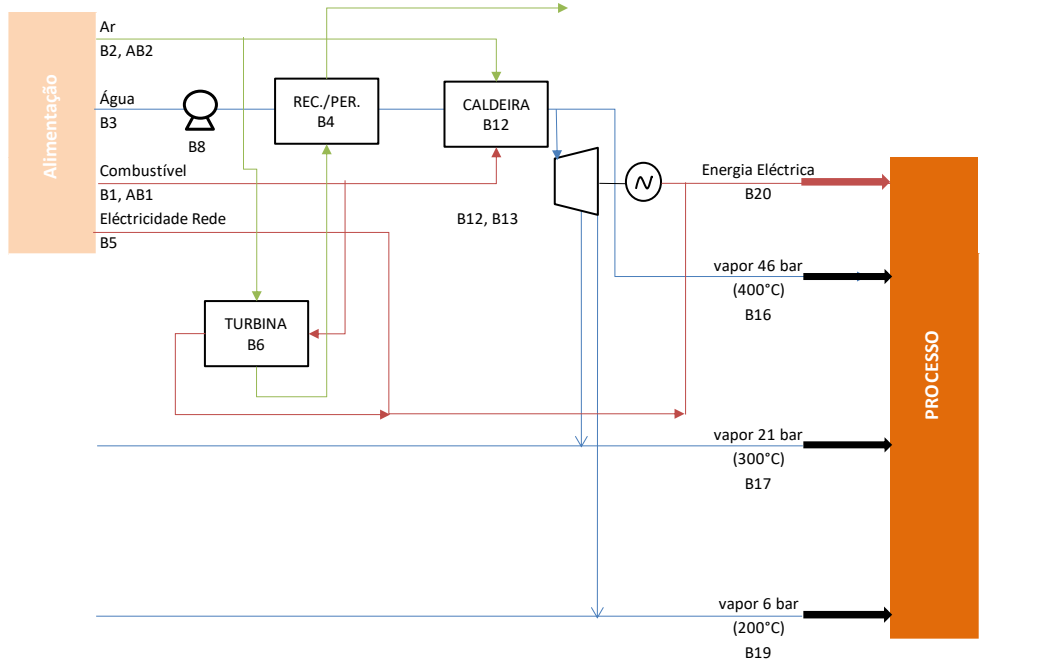
**Tabela 15 - Variação de todas as variáveis de saída.**

		<b>-10 %</b>	<b>Iniciais</b>	<b>+10 %</b>	<b>Unidades</b>
<b>Consumos do processo industrial</b>	Caudal Vapor 46 bar	48.6	54	59.4	t/h
	Caudal de Vapor 21 bar	21.6	24	26.4	t/h
	Caudal de Vapor 6 bar	10.8	12	13.2	t/h
	Energia Elétrica	36.0	40	44.0	MW
<b>Caudais de compra</b>	Caudal de Combustível	294.60	327.33	360.07	GJ/h
	Eletricidade Rede	34.13	37.93	41.72	MW
<b>Produção interna</b>	Produção turbina 6 bar	0.94	1.05	1.15	MW
	Produção turbina 21 bar	1.07	1.19	1.31	MW

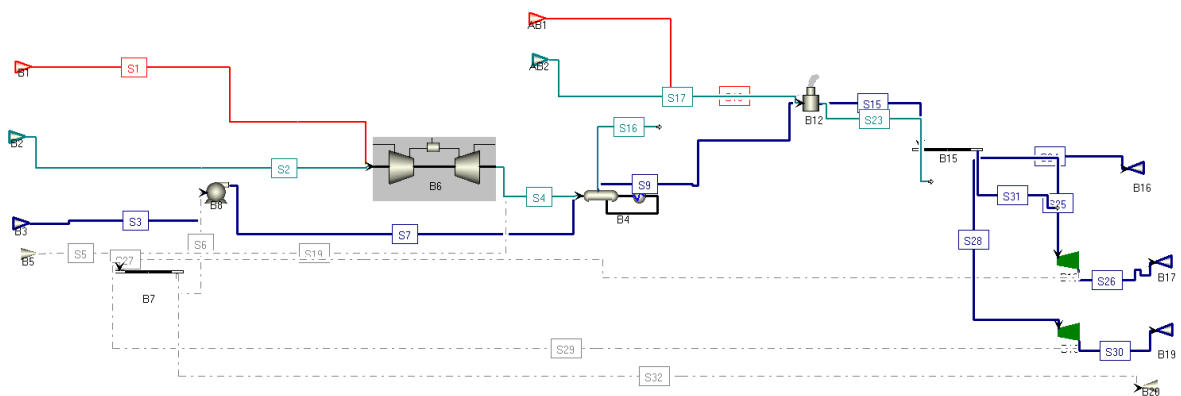
Para o presente caso, a variável de saída mais sensível é a energia elétrica do processo, sendo que esta é influenciada pelo caudal de vapor produzido: quanto maior o caudal, menor o consumo de energia elétrica da rede. Em contrapartida, o caudal produzido de vapor irá influenciar o consumo de combustível, sendo que este não influencia de forma direta a energia produzida pelo sistema.

### 3.4. Construção Caso 3:

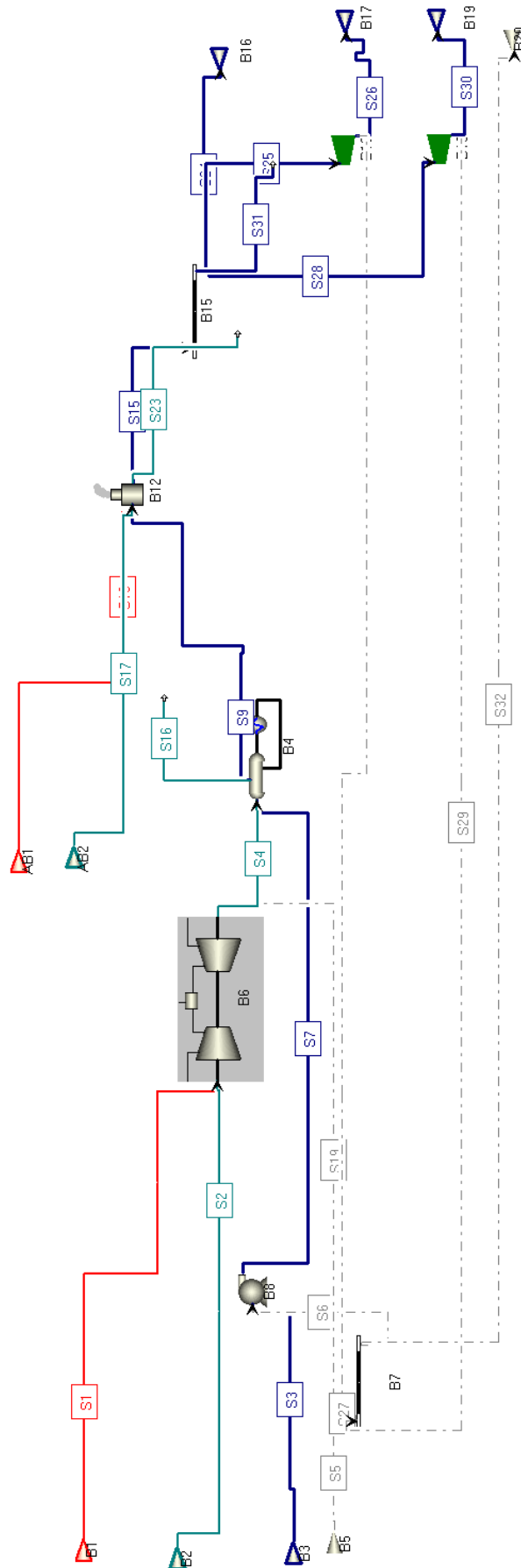
Neste caso introduziu-se um novo equipamento, uma turbina a gás (B6), que permite, de uma forma mais eficiente, tanto a criação de energia elétrica como energia térmica, mantendo a produção de vapor nas condições mais altas de entrada no processo 46 bar 400°C. Procedeu-se à simulação do novo caso de estudo.



**Figura 48 - Esquema da cogeração caso 3**

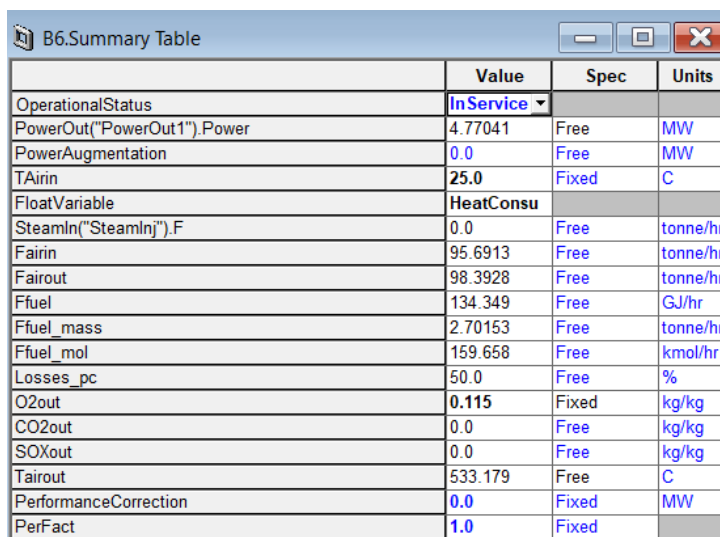


**Figura 49 - Construção caso de cogeração caso 3 (ver página seguinte)**



De forma a garantir-se a temperatura pretendida na corrente não se pode apenas utilizar a turbina a gás, visto que esta não permite que se produza calor suficiente para a corrente de vapor que pretendemos gerar. Para tal recorre-se a uma caldeira auxiliar que acaba por gerar a corrente de vapor nas condições pretendidas.

Temos dois blocos novos, que não foram aplicados nos modelos anteriores: o bloco das turbinas a gás e o bloco do permutador de calor.



	Value	Spec	Units
OperationalStatus	InService		
PowerOut("PowerOut1").Power	4.77041	Free	MW
PowerAugmentation	0.0	Free	MW
TAirin	25.0	Fixed	C
FloatVariable	HeatConsu		
SteamIn("SteamIn").F	0.0	Free	tonne/hr
Fairin	95.6913	Free	tonne/hr
Fairout	98.3928	Free	tonne/hr
Ffuel	134.349	Free	GJ/hr
Ffuel_mass	2.70153	Free	tonne/hr
Ffuel_mol	159.658	Free	kmol/hr
Losses_pc	50.0	Free	%
O2out	0.115	Fixed	kg/kg
CO2out	0.0	Free	kg/kg
SOXout	0.0	Free	kg/kg
Tairout	533.179	Free	C
PerformanceCorrection	0.0	Fixed	MW
PerFact	1.0	Fixed	

**Figura 50 - Bloco B6 (turbina a Gás)**

As condições representadas na Figura 50 dizem respeito ao bloco da turbina a gás. Este permite a simulação, de uma forma simplificada, de um sistema de turbinas a gás, sendo que permite que se designe o seu modo de operação como ativo ou inativo. O modelo permite que seja definida uma variável livre, que varia consoante o que o utilizador pretender. No caso em estudo foi selecionado o consumo de calor como variável livre, sendo que se fixou a percentagem de oxigénio, à saída, de forma a garantir um excesso do mesmo. Estas condições foram escolhidas de forma a se otimizar o consumo de combustível no processo [35].

Esta turbina assim como a caldeira do caso um e dos restantes casos, terá de suportar caudais entre as 80-100 t/h.

	Value	Spec	Units
Duty	38.4323	Free	GJ/hr
UA	0.00804336	Free	
LMTD	4778.14	Free	
LMTDFlowDir	Countercurr		
HXMode	WaterHeate		
Fwin	90.0	Free	tonne/hr
Pwin	46.0	Free	bar
Twin	25.5493	Free	C
hwin	-15.8693	Free	GJ/tonn
Fsout	90.0	Free	tonne/hr
Psout	46.0	Free	bar
Tsout	127.41	Free	C
hsout	-15.4422	Free	GJ/tonn
VFasout	0.0	Free	kmol/K
DaIPs	0.0	Fixed	bar
Fain	81.7708	Free	tonne/hr
Tain	495.0	Free	C
hain	0.495	Free	GJ/tonn
CO2in	0.0	Free	kg/kg
SO2in	0.0	Free	kg/kg
NOxIn	0.0	Free	kg/kg
O2in	0.134589	Free	kg/kg
Fasout	81.7708	Free	tonne/hr
Tasout	25.0	Fixed	C
hasout	0.025	Free	GJ/tonn
CO2out	0.0	Free	kg/kg
SO2out	0.0	Free	kg/kg
NOxout	0.0	Free	kg/kg
O2out	0.134589	Free	kg/kg
OperationalStatus	InService		

**Figura 51 - Bloco B4 (permutador de calor)**

O permutador de calor descrito na Figura 51 é o único modelo no AUP que permite a troca de calor de uma forma direta entre uma corrente gasosa e uma corrente de água, sendo que este permite ao utilizador a escolha da direção entre os fluidos: cocorrente ou contracorrente, e o tipo de permutador que o utilizador pretende ter: aquecedor de água, gerador de vapor ou aquecedor de ar. Selecionou-se o modo de aquecedor de água fazendo este a permuta entre a água a 46 bar e os gases de combustão da turbina a gás. Fixou-se o valor de saída dos gases em 25°C, de forma a garantir uma troca de calor elevada entre os fluidos [35].

Calculando-se a eficiência do sistema de cogeração com base na equação 4:

$$\eta_{co.g} = \frac{E + \Delta H_s}{Q_A} = \frac{25.22 + 272.49}{399.74} * 100 = 74.48\%$$

O rácio de energia térmica /energia elétrica é dado por:

$$\frac{272.49}{25.22} = 10.81$$

Ao analisar-se os consumos deste processo verifica-se:

**Tabela 16 - Valores monetários associados a compra de utilidades**

	Caso 1		Caso 2		Caso 3	
	Consumo	Custo (€/H)	Consumo	Custo (€/H)	Consumo	Custo (€/H)
<b>Eletricidade</b>	33.85 (MW)	4765.56	38.52 (MW)	5423.70	33.15 (MW)	4667.35
<b>Caudal de Combustível</b>	347.32 (GJ/h)	3306.48	327.33 (GJ/h)	3116.21	399.74 (GJ/h)	3805.48

Quando comparados os valores do caso três com o caso um, verifica-se um aumento dos custos globais das utilidades em 5 % entre os dois casos. Apesar disto existe uma diminuição do custo com eletricidade em 2% [37, 38].

Comparando o caso três com o caso dois, verifica-se uma diminuição em 13.9% no custos de eletricidade, devido à maior eficiência da turbina a gás, no entanto há um aumento dos custos de combustível na ordem dos 18%, verificando-se uma diminuição global dos custos entre estes dois casos na ordem dos 0.8% [37, 38].

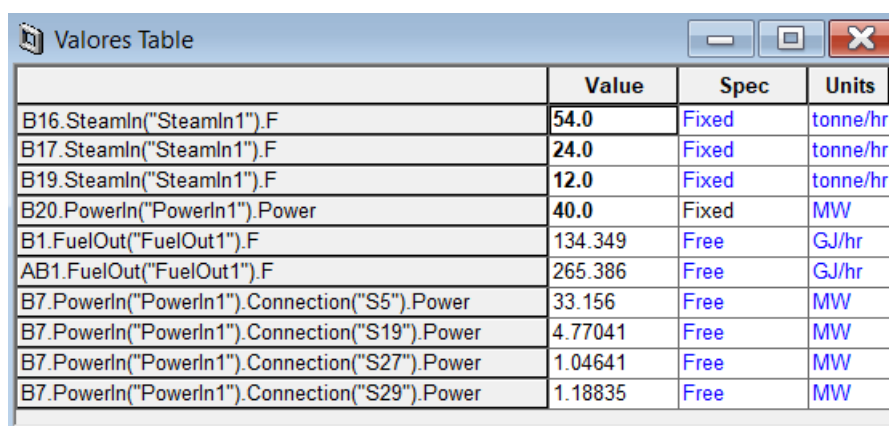
Considerando-se que é utilizado o caudal de fuel-gás produzido internamente,  $\approx$  323 GJ/h temos os seguintes valores em termos de consumos de utilidades:

**Tabela 17 - Valores monetários associados a compra de utilidades considerando o fuel gás**

	<b>Caso 1</b>		<b>Caso 2</b>		<b>Caso 3</b>	
	Consumo	Custo (€/H)	Consumo	Custo (€/H)	Consumo	Custo (€/H)
<b>Eletricidade</b>	33.85 (MW)	4765.56	38.52 (MW)	5423.70	33.15 (MW)	4667.35
<b>Caudal de Combustível</b>	24.32 (GJ/h)	231.52	4.33 (GJ/h)	41.25	76.74 (GJ/h)	730.52

De uma forma geral, verifica-se que o custo com utilidades do caso um para o caso 3 aumenta em 7%, sendo que entre o caso 2 e o caso 3 esse diminui em 1.2%. Verifica-se ainda que o aumento do custo no caso 3 provém maioritariamente do aumento do custo do combustível, que representa um aumento em 68% quando comparado com o caso 1. Comparando este com o caso 2, aumento é 94%. No entanto o acréscimo da produção de eletricidade resulta em uma diminuição do custo, quando comparado com o caso 1 na ordem dos 2%, e com o caso 2 na ordem dos 13.9% [37, 38].

Em termos de fluxos de trabalho, para este sistema foram consideradas variações na ordem dos 10% em função dos fluxos médios, estudados sendo estes os mesmos que no caso de estudo anterior. De forma a simplificar o cálculo dos restantes valores construiu-se no AUP uma tabela temporária.



	Value	Spec	Units
B16.SteamIn("SteamIn1").F	54.0	Fixed	tonne/hr
B17.SteamIn("SteamIn1").F	24.0	Fixed	tonne/hr
B19.SteamIn("SteamIn1").F	12.0	Fixed	tonne/hr
B20.PowerIn("PowerIn1").Power	40.0	Fixed	MW
B1.FuelOut("FuelOut1").F	134.349	Free	GJ/hr
AB1.FuelOut("FuelOut1").F	265.386	Free	GJ/hr
B7.PowerIn("PowerIn1").Connection("S5").Power	33.156	Free	MW
B7.PowerIn("PowerIn1").Connection("S19").Power	4.77041	Free	MW
B7.PowerIn("PowerIn1").Connection("S27").Power	1.04641	Free	MW
B7.PowerIn("PowerIn1").Connection("S29").Power	1.18835	Free	MW

**Figura 52 - Tabela temporária criada pelo utilizador.**

A tabela acima mostra os valores que foram recolhidos do processo, assim como os pontos que foram alterados, com base nisto podem se fazer algumas avaliações de como se comporta o caudal de combustível, assim como tirar conclusões sobre a necessidade de comprar eletricidade à rede, para alimentar as novas necessidades.

Começou-se por fazer variar, positivamente e negativamente, a eletricidade do sistema, de forma a analisar qual a sua influência deste nas entradas do sistema. Depois variou-se os caudais de saída do vapor sem se variar a energia elétrica do processo, fazendo-se por fim variar cada uma das variáveis em conjunto.

**Tabela 18 - Variação da energia mantendo os caudais fixos.**

		-10 %	Iniciais	+10 %	Unidades
<b>Consumos do processo industrial</b>	Caudal Vapor 46 bar	54	54	54	t/h
	Caudal de Vapor 21 bar	24	24	24	t/h
	Caudal de Vapor 6 bar	12	12	12	t/h
	Energia Elétrica	36	40	44	MW
<b>Caudais de compra</b>	Caudal de Combustível	399.74	399.74	399.74	GJ/h
	Eletricidade Rede	38.13	33.16	37.16	MW
<b>Produção interna</b>	Produção turbina 6 bar	1.19	1.19	1.19	MW
	Produção turbina 21 bar	1.05	1.05	1.05	MW
	Produção turbina a gás	4.77	4.77	4.77	MW

**Tabela 19 - Variação dos caudais mantendo-se a energia fixa**

		<b>-10 %</b>	<b>Iniciais</b>	<b>+10 %</b>	<b>Unidades</b>
<b>Consumos do processo industrial</b>	Caudal Vapor 46 bar	48.60	54	59.40	t/h
	Caudal de Vapor 21 bar	21.60	24	26.40	t/h
	Caudal de Vapor 6 bar	10.80	12	13.20	t/h
	Energia Elétrica	40.00	40	40.00	MW
<b>Caudais de compra</b>	Caudal de Combustível	367.38	399.74	432.09	GJ/h
	Eletricidade Rede	33.36	33.16	32.95	MW
<b>Produção interna</b>	Produção turbina 6 bar	1.07	1.19	1.31	MW
	Produção turbina 21 bar	0.94	1.05	1.15	MW
	Produção turbina a gás	4.77	4.77	4.77	MW

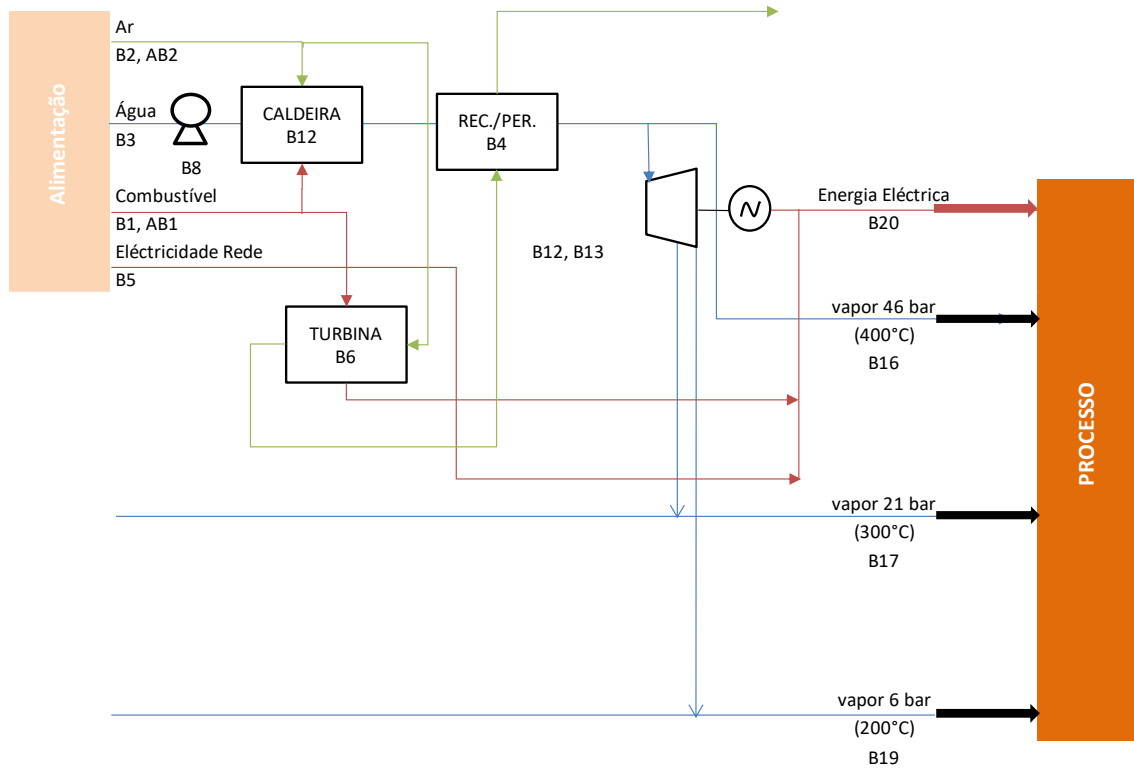
Verifica-se efetivamente que a variação da energia elétrica à entrada do sistema pouco impacto tem nas condições do sistema, afetando apenas a entrada da eletricidade da rede. No entanto a variação do caudal tem grandes influências no aumento do caudal de combustível, conseguindo-se desta forma verificar que este sistema irá ter uma eficiência menor aquando do aumento dos caudais necessários, prejudicando assim o seu funcionamento.

Verifica-se que o processo é mais sensível em termos de caudais de combustível do que em energia fornecida ao mesmo, isto é um pouco espelhado nos custos das utilidades. Como já se viu acima, quando existe uma variação sobre as necessidades de combustível este tem um grande peso sobre o custo geral de operação do processo.

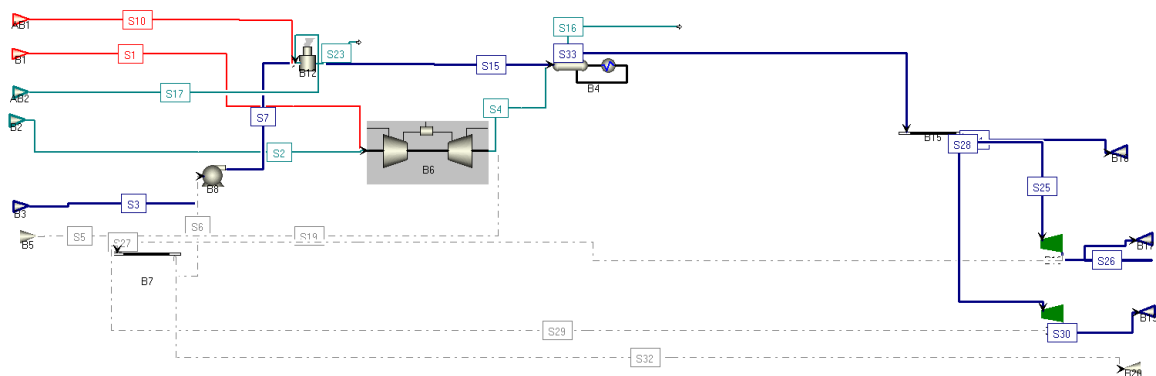
A implementação deste caso poderá ser feita se o objetivo for reduzir a dependência elétrica da rede; no entanto esta redução traduz-se numa maior despesa em combustível, sendo que, de uma forma geral, não trará maiores vantagens para o processo em si.

### 3.5. Construção Caso 4:

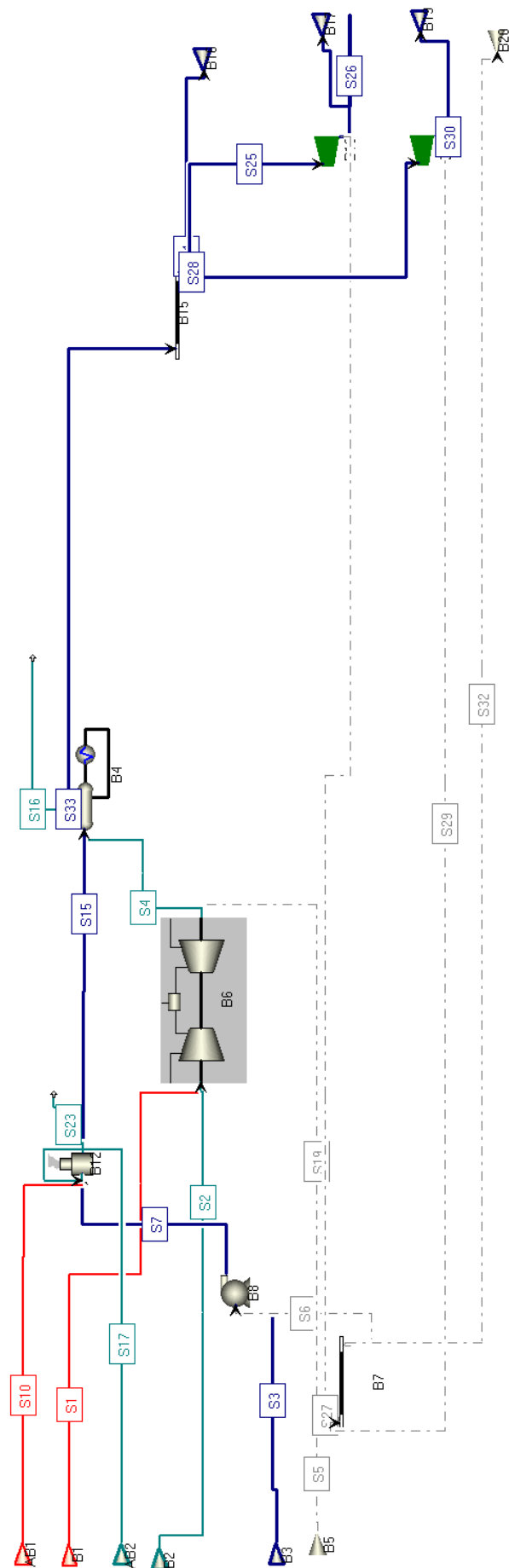
Neste caso procedemos à simulação do sistema, dando uso aos mesmos blocos do caso anterior. Trocou-se a ordem na qual os gases de combustão da turbina a gás trocam calor com a corrente de água/vapor, obtendo-se assim a seguinte construção.



**Figura 53 - Esquema da cogeração caso 4**



**Figura 54 – Construção do caso de cogeração, caso 4 (ver página seguinte)**



Este modelo, manteve as características do modelo anterior, sendo que na turbina a gás, manteve-se todas as variáveis livres calculando-se com base na necessidade da água/vapor na entrada do permutador B4. De forma a permitir o cálculo da entrada desta corrente no permutador (corrente S15), fixou-se na caldeira a temperatura de saída, assim como a percentagem de oxigénio à saída da corrente.

Para a temperatura de saída da caldeira, optou-se pelo valor de 260°C, a esta temperatura e a pressão de 46 bar, a água, encontra-se no estado gasoso, procedendo-se assim a troca de calor entre dois fluidos gasosos.

Calculando-se a eficiência do sistema de cogeração com base na equação 4:

$$\eta_{co.g} = \frac{E + \Delta H_s}{Q_A} = \frac{14.20 + 272.49}{366.07} * 100 = 78.32\%$$

Verifica-se um aumento ligeiro na eficiência do processo quando comparado com o caso três. Este não é significativo, no entanto, a origem deste aumento provém, do uso mais eficiente do combustível na caldeira.

O rácio de energia térmica /energia elétrica é dado por:

$$\frac{272.49}{14.20} = 19.18$$

Fazendo-se uma avaliação ao consumo de utilidades, de forma a se poder comparar com os casos relevantes anteriores, tem-se os seguintes valores.

**Tabela 20 - Valores monetários associados a compra das utilidades.**

	Caso 1		Caso 3		Caso 4	
	Consumo	Custo (€/H)	Consumo	Custo (€/H)	Consumo	Custo (€/H)
<b>Eletricidade</b>	33.85 (MW)	4765.56	33.15 (MW)	4667.35	36.22 (MW)	5099.13
<b>Caudal de Combustível</b>	347.32 (GJ/h)	3306.48	399.74 (GJ/h)	3805.48	366.07 (GJ/h)	3484.97

Quando comparado, de uma forma global, o caso quatro representa um aumento de custos na ordem dos 6%, com o caso um, e de 1.3%, para o caso três. No entanto, o aumento do custo para o caso um dá-se tanto na eletricidade, como no caudal de combustível, para o caso dois existe uma poupança na ordem dos 8%. Nota-se que, tanto neste caso, como nos casos anteriores, a eletricidade produzida vai estar sempre correlacionada com o consumo de combustível [37, 38].

Considerando-se o caudal de fuel-gás produzido internamente  $\approx 323$  GJ/h, temos os seguintes valores em termos de consumos de utilidades.

**Tabela 21 - Valores monetários associados a compra das utilidades considerando o fuel-gás**

	Caso 1		Caso 3		Caso 4	
	Consumo	Custo (€/H)	Consumo	Custo (€/H)	Consumo	Custo (€/H)
<b>Eletricidade</b>	33.85 (MW)	4765.56	33.15 (MW)	4667.35	36.22 (MW)	5099.13
<b>Caudal de Combustível</b>	24.32 (GJ/h)	231.52	76.74 (GJ/h)	730.52	43.07 (GJ/h)	410.01

Comparando globalmente os valores, verifica-se que existe um aumento no custo com utilidades, para o caso um esse aumento é de 9%, e para o caso três o aumento é de 2%. Mais uma vez, verifica-se, uma redução do custo com a eletricidade em 6%, quando comparado com o caso dois e uma redução do custo com combustível em 44%, comparando com o caso três [37, 38].

Este caso, não possui nenhuma vantagem considerável sobre nenhum dos processos anteriores. No entanto, quando comparado com o caso três, verifica-se uma grande diferença no consumo de combustível, isto pode se tornar uma mais valia sendo que existe uma produção interna de combustível.

Em termos de fluxos de trabalho, para este sistema, foram consideradas variações na ordem dos 10%, em função dos fluxos médios estudados, como no caso anterior, podendo-se assim verificar qual a sensibilidade deste processo.

**Tabela 22 - Variação da energia, fixando-se os caudais.**

		-10 %	Iniciais	+10 %	Unidades
<b>Consumos do processo industrial</b>	Caudal Vapor 46 bar	54.00	54.00	54.00	t/h
	Caudal de Vapor 21 bar	24.00	24.00	24.00	t/h
	Caudal de Vapor 6 bar	12.00	12.00	12.00	t/h
	Energia Elétrica	36.00	40.00	44.00	MW
<b>Caudais de compra</b>	Caudal de Combustível	366.07	366.07	366.07	GJ/h
	Eletricidade Rede	32.22	36.22	41.22	MW
<b>Produção interna</b>	Produção turbina 6 bar	1.19	1.19	1.19	MW
	Produção turbina 21 bar	1.05	1.05	1.05	MW
	Produção turbina a gás	1.71	1.71	1.71	MW

**Tabela 23 – Variação dos caudais fixando-se a energia.**

		-10 %	Iniciais	+10 %	Unidades
<b>Consumos do processo industrial</b>	Caudal Vapor 46 bar	48.60	54.00	59.40	t/h
	Caudal de Vapor 21 bar	21.60	24.00	26.40	t/h
	Caudal de Vapor 6 bar	10.80	12.00	13.20	t/h
	Energia Elétrica	40.00	40.00	40.00	MW
<b>Caudais de compra</b>	Caudal de Combustível	325.18	366.07	406.75	GJ/h
	Eletricidade Rede	37.19	36.22	35.27	MW
<b>Produção interna</b>	Produção turbina 6 bar	1.07	1.19	1.31	MW
	Produção turbina 21 bar	0.94	1.05	1.15	MW
	Produção turbina a gás	0.95	1.71	2.45	MW

Verifica-se, de forma similar aos casos anteriores, que a energia esta inteiramente dependente da entrada do sistema, sendo que, a sua variação apenas afeta uma maior ou menor compra de energia da rede. No entanto, a variação dos caudais, permite que se verifique uma modificação grande tanto na produção de energia pelo sistema assim como pela variação do consumo de combustível.

O processo consegue responder às flutuações nas necessidades, quando este se encontra a -10% das necessidades, torna-se praticamente autossustentável, sendo que o combustível necessário é 325 GJ/h e o caudal médio de fuel gás que é produzido é na ordem dos 323 GJ/h.

No entanto, de forma similar ao caso anterior, o consumo de combustível é a variável mais sensível às alterações processuais, sendo que, este apenas se mantém quando existem variações na energia do sistema. Qualquer modificação que seja feita em termos de caudais do sistema, dará origem a uma variação no consumo de combustível.

Com a simulação deste caso e do caso anterior, verifica-se que o uso de turbinas a gás, traduz-se não só numa redução dos custos com eletricidade, assim como, dá resposta às necessidades processuais.

### 3.6. Construção Caso 5:

Este caso, teve como base a aplicação de duas turbinas a vapor, de forma a se garantir que a troca de calor entre as correntes de combustão geradas, por estas turbinas e a água, gera logo vapor à pressão pretendida. Recorre-se depois à utilização de uma caldeira auxiliar de forma a garantir que a temperatura do vapor à entrada da zona de turbinização é de 400°C.

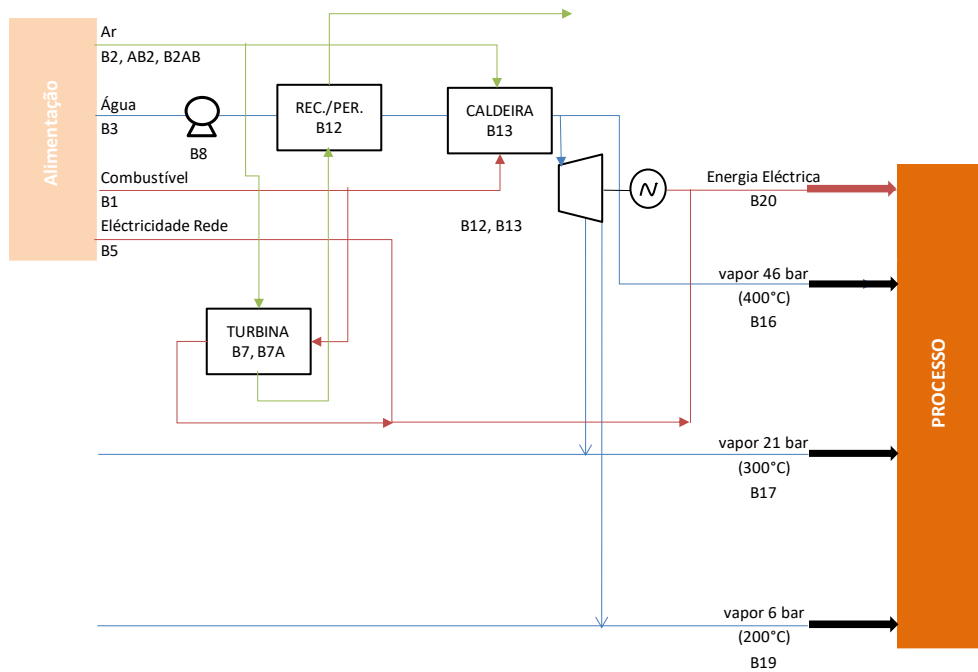


Figura 55 - Esquema cogeração caso 5

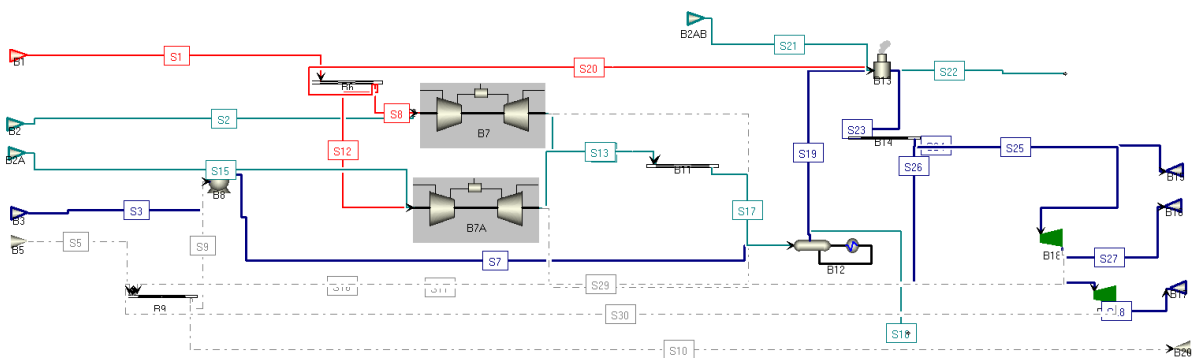
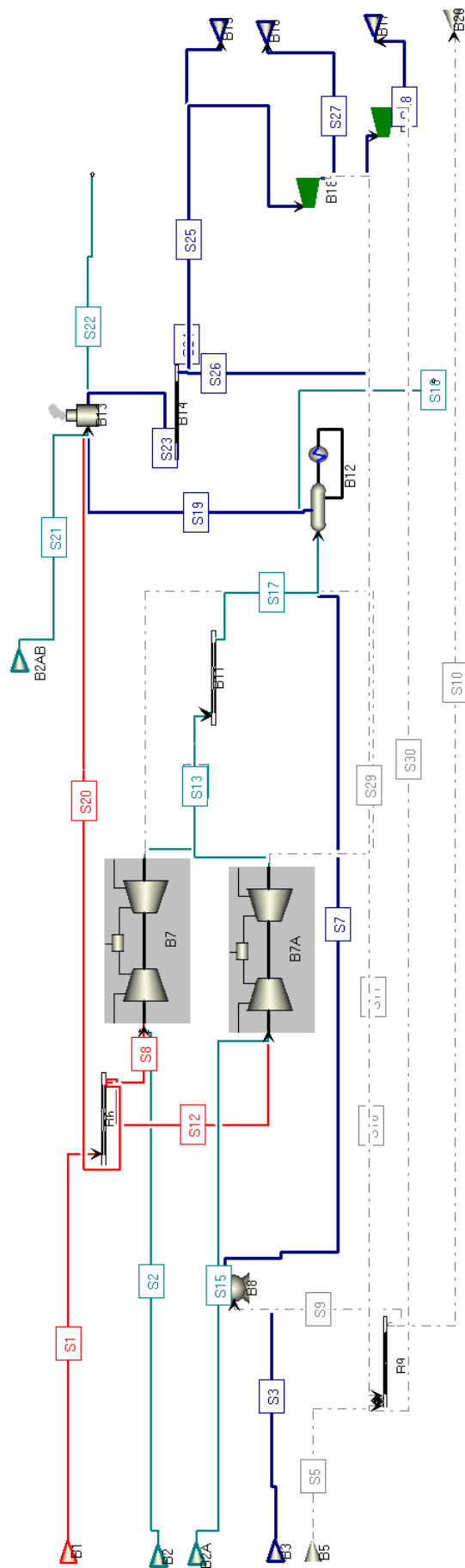


Figura 56 - Construção do caso de cogeração, caso 5 (ver página seguinte)



Começou-se por definir, as correntes de entrada sendo que estas mantêm a configuração dos casos anteriores. Criou-se um modelo de tubos de comunicação, que permite que se tenha, uma única alimentação de combustível, a entrar em 3 equipamentos distintos, estas entradas são na turbina a gás 1 e 2 e na caldeira auxiliar.

Defeniram-se ambas as turbinas a gás, do mesmo modo, sendo que tanto uma como a outra apresentam exactamente as mesmas restrições, em termos de condições impostas. Como se pode ver na Figura 57, mais uma vez trabalhou-se com o oxigénio à saída da turbina de forma a obter-se os restantes resultados.

B7.Summary Table			
	Value	Spec	Units
OperationalStatus	InService		
PowerOut("PowerOut1").Power	4.12964	Free	MW
PowerAugmentation	0.0	Free	MW
TAirin	25.0	Fixed	C
FloatVariable	HeatConsu		
SteamIn("SteamIn").F	0.0	Free	tonne/hr
Fairin	91.4412	Free	tonne/hr
Fairout	93.9075	Free	tonne/hr
Ffuel	122.65	Free	GJ/hr
Ffuel_mass	2.46627	Free	tonne/hr
Ffuel_mol	145.754	Free	kmol/hr
Losses_pc	50.0	Free	%
O2out	0.12	Fixed	kg/kg
CO2out	0.0	Free	kg/kg
SOXout	0.0	Free	kg/kg
TAirout	519.723	Free	C
PerformanceCorrection	0.0	Fixed	MW
PerFact	1.0	Fixed	

**Figura 57 - Bloco B7 e B7A (Turbinas a Vapor).**

Após as turbinas, uniram-se os caudais de gases de combustão, tendo-se uma única corrente de ar a entrar no permutador de calor. Definiu-se o permutador de calor como gerador de vapor, garantindo-se, assim, que o caudal à saída deste é vapor, neste caso as condições obtidas para o vapor à saída do permutador são de 46 bar e 258.8 °C.

Esta corrente de vapor, entra dentro da caldeira auxiliar, sendo que, foi definida para à saída da mesma o vapor estar a 400°C, garantindo-se assim a temperatura da primeira linha de vapor. Após a caldeira, tem-se a zona de turbinização, na qual se turbina as correntes necessárias para se obter cada uma das condições de entrada.

Calculando-se a eficiência do sistema de cogeração com base na equação 4:

$$\eta_{co.g} = \frac{E + \Delta H_s}{Q_A} = \frac{36.82 + 272.49}{459.88} * 100 = 67.26\%$$

O rácio de energia térmica /energia elétrica é dado por:

$$\frac{272.49}{8.05} = 7.40$$

Fazendo-se uma avaliação do consumo de utilidades e comparando este caso com os modelos relevantes anteriores, temos os seguintes resultados:

**Tabela 24 - Valores monetários associados a compra de utilidades.**

	Caso 1		Caso 3		Caso 5	
	Consumo	Custo (€/H)	Consumo	Custo (€/H)	Consumo	Custo (€/H)
<b>Eletricidade</b>	33.85 (MW)	4765.56	33.15 (MW)	4667.35	29.93 (MW)	4214.73
<b>Caudal de Combustível</b>	347.32 (GJ/h)	3306.48	399.74 (GJ/h)	3805.48	459.88 (GJ/h)	4378.01

De uma forma global, o consumo com as utilidades aumenta, quando se compara o caso cinco com os restantes casos já estudados. Verifica-se um aumento em 6%, quando comparado com o caso um e um aumento em 14%, quando comparado com o caso três. A comparação tanto com o caso dois, como com o caso quatro, traduz-se num aumento em 0.6% e 0.1% respetivamente [37, 38].

Ao contrario dos casos anteriormente, existe uma redução dos custos com eletricidade entre este caso e todos os anteriormente estudados, sendo que, quando comparado com o caso um, temos uma redução de 11.6%, com o caso dois 22.3%, caso três 10% e caso quatro 17%, estas diminuições são significativas e tem origem na presença das duas turbinas a gás que aumentam muito a produção de energia elétrica do sistema [37, 38].

Em contrapartida, temos um aumento dos custos com combustível entre os 13% e 29 %, dependendo do caso com o qual se realiza a comparação, sendo que, parte deste é fuel-gás iremos agora realizar o mesmo estudo de forma a entender se a consideração deste tem influência nos resultados globais [37, 38].

**Tabela 25 - Valores monetários associados a compra de utilidades considerando o fuel-gás**

	Caso 1		Caso 3		Caso 5	
	Consumo	Custo (€/H)	Consumo	Custo (€/H)	Consumo	Custo (€/H)
<b>Eletricidade</b>	33.85 (MW)	4765.56	33.15 (MW)	4667.35	29.93 (MW)	4214.73
<b>Caudal de Combustível</b>	24.32 (GJ/h)	231.52	76.74 (GJ/h)	730.52	136.88 (GJ/h)	1303.05

Verifica-se, que, apesar de se considerar o fuel-gás, continua a ter-se uma elevada quantidade de combustível que necessita de ser fornecida, de forma a que este

processo funcione. Quando comparado com os casos estudados, temos aumentos superiores ou iguais a 44%, com o consumo de combustível, sendo que, o caso mais favorável, do ponto de vista global, é o caso quatro que representa apenas um aumento na ordem dos 0.2%. No entanto quando comparado com o caso um esse aumento é na ordem dos 9% [37, 38].

De forma semelhante ao feito anteriormente, verificou-se qual é a resposta do sistema criado a variação tanto da energia necessária, assim como dos caudais de vapor.

**Tabela 26 - Variação da energia elétrica, mantendo os caudais fixos.**

		<b>-10 %</b>	<b>Iniciais</b>	<b>+10 %</b>	<b>Unidades</b>
<b>Consumos do processo industrial</b>	Caudal Vapor 46 bar	54.00	54.00	54.00	t/h
	Caudal de Vapor 21 bar	24.00	24.00	24.00	t/h
	Caudal de Vapor 6 bar	12.00	12.00	12.00	t/h
	Energia Elétrica	36.00	40.00	44.00	MW
<b>Caudais de compra</b>	Caudal de Combustível	459.88	459.88	459.88	GJ/h
	Eletricidade Rede	25.93	29.93	33.93	MW
<b>Produção interna</b>	Produção turbina 6 bar	1.19	1.19	1.19	MW
	Produção turbina 21 bar	0.78	0.78	0.78	MW
	Produção turbina a gás	8.26	8.26	8.26	MW

**Tabela 27 - Variação dos caudais mantendo a eletricidade necessária fixa.**

		<b>-10 %</b>	<b>Iniciais</b>	<b>+10 %</b>	<b>Unidades</b>
<b>Consumos do processo industrial</b>	Caudal Vapor 46 bar	48.60	54.00	59.40	t/h
	Caudal de Vapor 21 bar	21.60	24.00	26.40	t/h
	Caudal de Vapor 6 bar	10.80	12.00	13.20	t/h
	Energia Elétrica	40.00	40.00	40.00	MW
<b>Caudais de compra</b>	Caudal de Combustível	459.88	459.88	459.88	GJ/h
	Eletricidade Rede	30.13	29.93	29.74	MW
<b>Produção interna</b>	Produção turbina 6 bar	1.07	1.19	1.31	MW
	Produção turbina 21 bar	0.70	0.78	0.86	MW
	Produção turbina a gás	8.26	8.26	8.26	MW

Mais uma vez, verifica-se que, a energia elétrica apenas tem influência na energia que é comprada da rede, sendo que mais nenhum parâmetro do processo muda com o aumento ou diminuição desta. Em contrapartida, existem várias alterações a nível do processo quando se faz variar os caudais de vapor como, diminuição da compra de eletricidade, visto que existe maior produção nas turbinas.

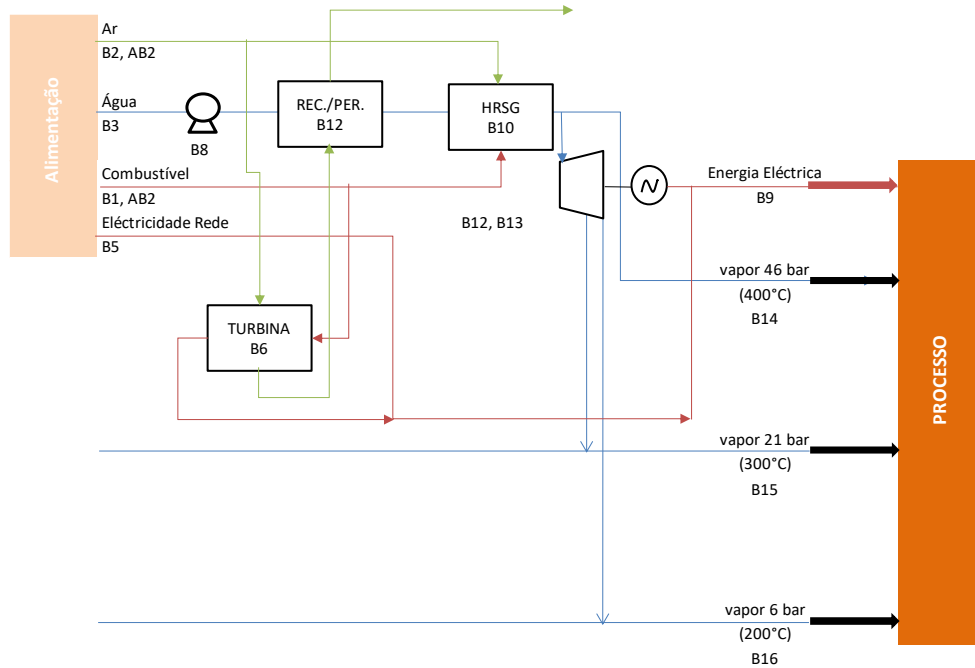
Em contraste com os casos anteriores, as turbinas, assim como a caldeira, mantêm o mesmo consumo a nível processual, sendo que não existe alteração nos consumos de combustível, a quando da modificação dos caudais de vapor necessários, nem alteração da energia produzida nas turbinas. Analisando-se esta situação, no modelo, verifica-se que há uma alteração da temperatura dos gases de combustão, tanto do recuperador/permutador, assim como, na caldeira.

Neste modelo, a variável de maior sensibilidade será a eletricidade do sistema, sendo que, o combustível se mantém inalterado.

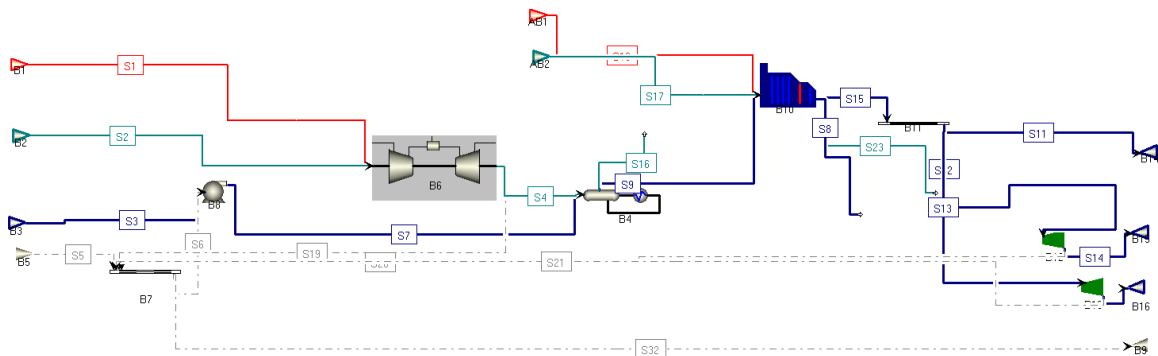
No entanto este modelo apesar de potenciar a produção de energia elétrica, tem uma maior dependência do gás natural, podendo não ser justificável este aumento face ao aumento dos custos.

### 3.7. Construção Caso 6:

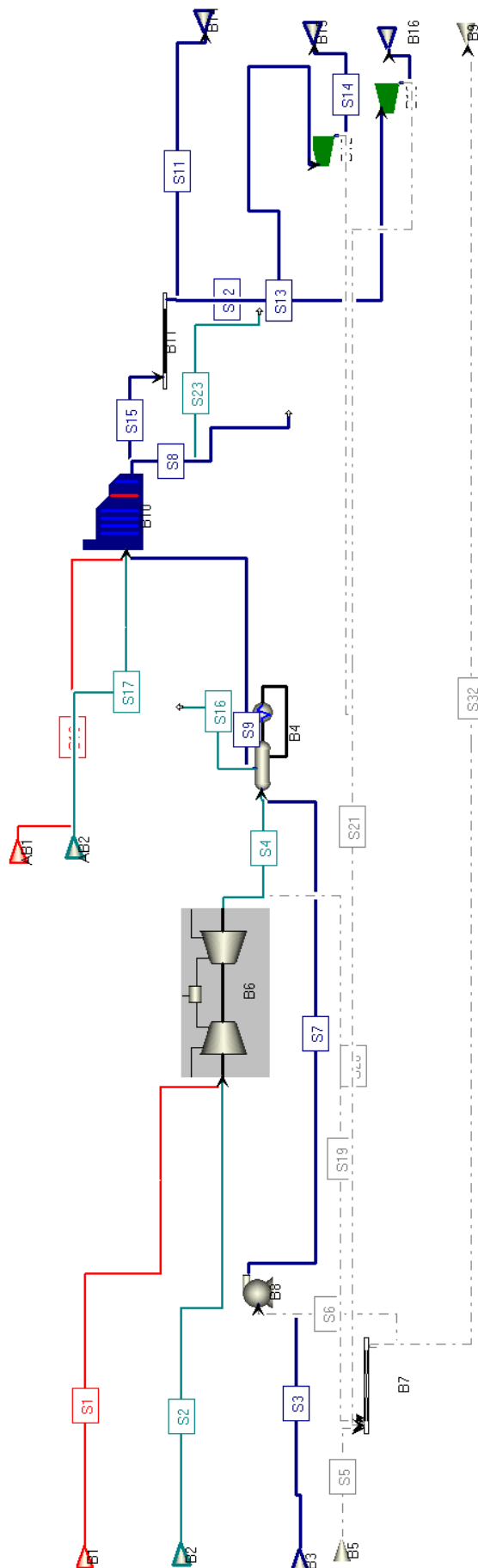
Neste modelo substituiu-se a caldeira do caso três, por um recuperador de calor, de forma a se poder avaliar, se este equipamento trará uma vantagem a nível processual. Assim consegue-se avaliar se existe uma redução dos custos de funcionamento do processo produtivo de vapor.



**Figura 58 - Esquema cogeração caso 6**



**Figura 59 - Construção do caso de cogeração, caso 6 (ver página seguinte)**



De forma a garantir-se a temperatura pretendida na corrente não se pode apenas utilizar a turbina a gás, como já foi verificado no caso três. Esta, não permite que se gere calor suficiente para a corrente de vapor, que pretendemos gerar: Assim recorreu-se a um novo equipamento, que ainda não tinha sido aplicado nos casos anteriores, um recuperador de calor com gerador de vapor (HRSG - *Heat recovery steam generator*).

Este modelo, apresenta uma maior vantagem, quando comparado com uma caldeira tradicional. O mesmo permite não só a troca de calor entre correntes, assim como, que, se adicione um processo extra de queima, que ira aumentar a temperatura da corrente do processo, dependendo das necessidades do utilizador.

B10.Summary Table			
	Value	Spec	Units
OperationalStatus	InService ▾		
SteamOut("VHPSteam").F	60.9653	Free	tonne/hr
WaterOut("Blowdown").F	0.0	Free	tonne/hr
AirIn("Air").F	104.415	Free	tonne/hr
AirOut("Fluegases").F	107.363	Free	tonne/hr
Ffuel	146.597	Free	GJ/hr
Ffuel_mass	2.94782	Free	tonne/hr
Ffuel_mol	174.213	Free	kmol/hr
Qloss	0.0	Fixed	GJ/hr
HRSG_eff	94.457	Free	%
bd_rate	0.0	Fixed	%
O2out	0.115	Fixed	kg/kg
Tairin	25.0	Free	C
Tbfwin	217.249	Free	C
Tref	25.0	Fixed	C
Tstmout	400.0	Fixed	C
Tfluegas	100.0	Free	C
Tblowdown	258.817	Free	C
Qair	2.61038	Free	GJ/hr
QTotal	149.208	Free	GJ/hr
duty	138.471	Free	GJ/hr
MaxEff	0.85	Fixed	%
Pdrop_Gen	0.0	Fixed	bar
Pdrop_SH	0.0	Fixed	bar
Pbfwin	46.0	Free	bar
Pblowdown	46.0	Free	bar
Pstmout	46.0	Free	bar

**Figura 60 - Bloco B10 (Recuperadores de Calor).**

Como se pode ver na Figura 60, o modelo do recuperador de calor permite que o utilizador defina a temperatura de saída do permutador, assim como a temperatura de referência. Além disto permite que o utilizador defina a eficiência do equipamento, assim como potenciais perdas de carga, nas diferentes secções do equipamento.

De forma a garantir um excesso de oxigénio, tanto na turbina a gás, como no recuperador de calor, definiu-se que, o oxigénio a saída era metade do oxigénio a entrada, garantindo-se assim o excesso deste.

Calculando-se a eficiência do sistema de cogeração com base na equação 4:

$$\eta_{co.g} = \frac{E + \Delta H_s}{Q_A} = \frac{25.22 + 272.49}{344.02} * 100 = 86.54\%$$

O rácio de energia térmica /energia elétrica é dado por:

$$\frac{272.49}{25.22} = 10.81$$

Fazendo-se uma avaliação do consumo de utilidades e comparando este caso com os modelos relevantes anteriores, temos os seguintes resultados:

**Tabela 28 Valores monetários associados a compra utilidades.**

	Caso 1		Caso 3		Caso 6	
	Consumo	Custo (€/H)	Consumo	Custo (€/H)	Consumo	Custo (€/H)
<b>Eletricidade</b>	33.85 (MW)	4765.56	33.15 (MW)	4667.35	33.10 (MW)	4661.04
<b>Caudal de Combustível</b>	347.32 (GJ/h)	3306.48	399.74 (GJ/h)	3805.48	344.02 (GJ/h)	3275.05

Ao se fazer uma análise de uma forma global, verifica-se uma diminuição dos custos a quando da comparação do caso seis com todos os casos anteriores. Essa diminuição é compreendida entre os 2-8%, sendo que, quando comparado com o caso de estudo inicial, temos uma diminuição global dos custos na ordem dos 2% [37, 38].

Comparando os consumos de eletricidade, temos uma redução compreendida entre os 0.1-14%, sendo que, quando comparado o caso cinco, temos um aumento na ordem dos 9.6%. Verifica-se efetivamente, que quando comparado com o caso de estudo inicial a redução dos custos é pouca, 0.1%, isto pois, neste caso de estudo a turbinção do vapor esta a ser feita com um  $\Delta P$  mais elevado. O aumento dos custos quando comparado com o caso cinco, vem de neste existirem duas turbinas a gás sendo que estas irão produzir uma maior quantidade de eletricidade [37, 38].

Comparando os caudais de combustível, tem-se uma redução global entre os 1-25%, quando comparado com todos os casos anteriores. Verifica-se que para o caso de estudo inicial, temos uma redução dos custos com combustível na ordem dos 1%, sendo que, o único caso de estudo que representa um aumento, quando comparando o consumo de combustível é o caso dois, um aumento em 5% [37, 38].

De uma forma geral, verifica-se que o caso seis é mais vantajoso, quando comparado com todos os outros modelos, sendo que, tem uma utilização mais eficiente das utilidades fornecidas.

Considerando-se a produção interna de fuel-gás temos os seguintes valores de consumo com utilidades:

**Tabela 29 - Valores monetários associados a compra de utilidades considerando o fuel-gás.**

	Caso 1		Caso 3		Caso 6	
	Consumo	Custo (€/H)	Consumo	Custo (€/H)	Consumo	Custo (€/H)
<b>Eletricidade</b>	33.85 (MW)	4765.56	33.15 (MW)	4667.35	33.10 (MW)	4661.04
<b>Caudal de Combustível</b>	24.32 (GJ/h)	231.52	76.74 (GJ/h)	730.52	21.02 (GJ/h)	200.09

Verifica-se, que, o processo atual é quase totalmente sustentado pela produção de fuel-gás, sendo que as variações na produção deste podem fazer com que este processo seja totalmente autossustentável.

Em termos de poupança com combustível está entre os 13-85%, para a maioria dos casos. Para o caso dois temos um aumento na ordem dos 79%. Em termos de energia elétrica as percentagens mantêm-se, sendo que em termos globais tem-se uma poupança geral entre 2.7-12%, a quando da comparação com todos os casos anteriores. Comparando com o caso de estudo inicial verifica-se uma poupança global na ordem dos 2.7% [37, 38].

Verificando-se qual é a resposta do sistema criado a variação tanto da energia pedida pelo processo assim como dos caudais de vapor.

**Tabela 30 - Variação da energia elétrica, com caudais fixos.**

		-10 %	Iniciais	+10 %	Unidades
<b>Consumos do processo industrial</b>	Caudal Vapor 46 bar	54.00	54.00	54.00	t/h
	Caudal de Vapor 21 bar	24.00	24.00	24.00	t/h
	Caudal de Vapor 6 bar	12.00	12.00	12.00	t/h
	Energia Elétrica	40.00	36.00	44.00	MW
<b>Caudais de compra</b>	Caudal de Combustível	344.02	344.02	344.02	GJ/h
	Eletricidade Rede	33.16	29.16	37.16	MW
<b>Produção interna</b>	Produção turbina 6 bar	1.05	1.05	1.05	MW
	Produção turbina 21 bar	1.19	1.19	1.19	MW
	Produção turbina a gás	4.77	4.77	4.77	MW

**Tabela 31 - Variação dos caudais com energia elétrica fixa.**

		-10 %	Iniciais	+10 %	Unidades
<b>Consumos do processo industrial</b>	Caudal Vapor 46 bar	48.60	54.00	59.40	t/h
	Caudal de Vapor 21 bar	21.60	24.00	26.40	t/h
	Caudal de Vapor 6 bar	10.80	12.00	13.20	t/h
	Energia Elétrica	44.00	36.00	44.00	MW
<b>Caudais de compra</b>	Caudal de Combustível	344.02	344.02	344.02	GJ/h
	Eletricidade Rede	37.38	29.16	36.93	MW
<b>Produção interna</b>	Produção turbina 6 bar	0.94	1.05	1.15	MW
	Produção turbina 21 bar	1.07	1.19	1.31	MW
	Produção turbina a gás	4.77	4.77	4.77	MW

Mais uma vez, verifica-se que, a energia elétrica apenas tem influência na energia que é comprada da rede, sendo que, mais nenhum parâmetro do processo se altera com a modificação desta.

De forma semelhante ao caso anterior, tanto a turbina como o recuperador, mantêm o mesmo consumo a nível processual, sendo que, não existe alteração nos consumos de combustível, a quando da modificação dos caudais de vapor necessários,

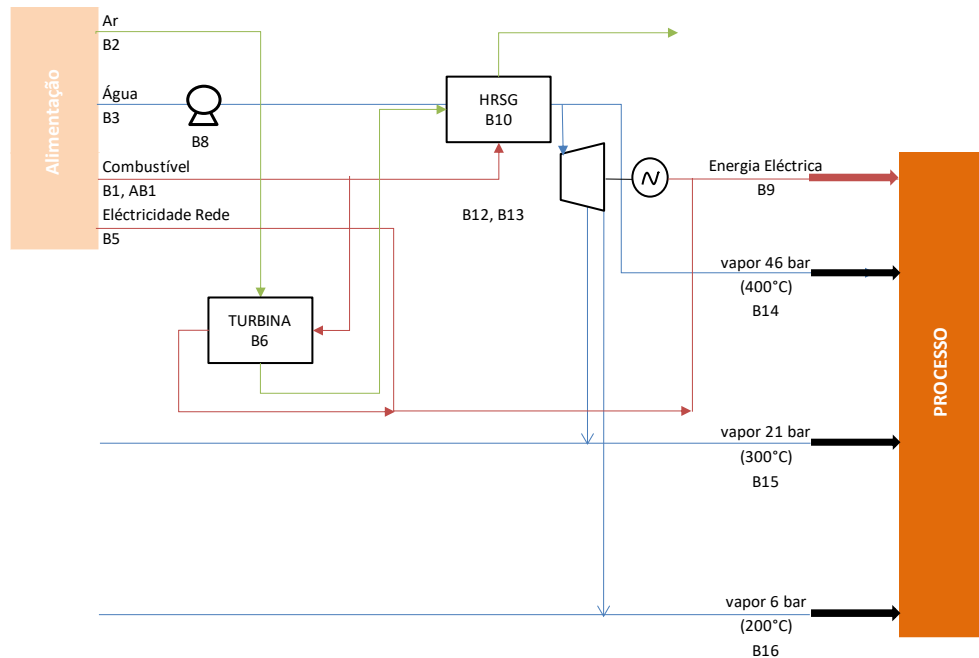
nem alteração da energia produzida nas turbinas. Ao se analisar esta situação no modelo, verifica-se que há uma alteração da temperatura na saída dos gases de combustão tanto do recuperador/permutador assim como no recuperador.

Neste modelo, a variável de maior sensibilidade será a eletricidade, sendo que, o combustível se mantém inalterado.

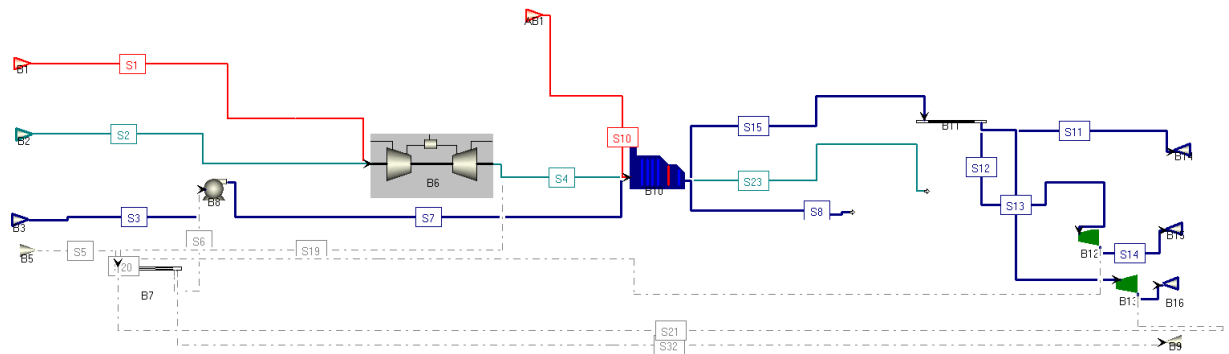
Este modelo é o caso mais viável de todos os estudados até ao momento, sendo o único que apresenta não só vantagens económicas como processuais, no entanto o mesmo é passível de otimização.

### 3.8. Construção Caso 7

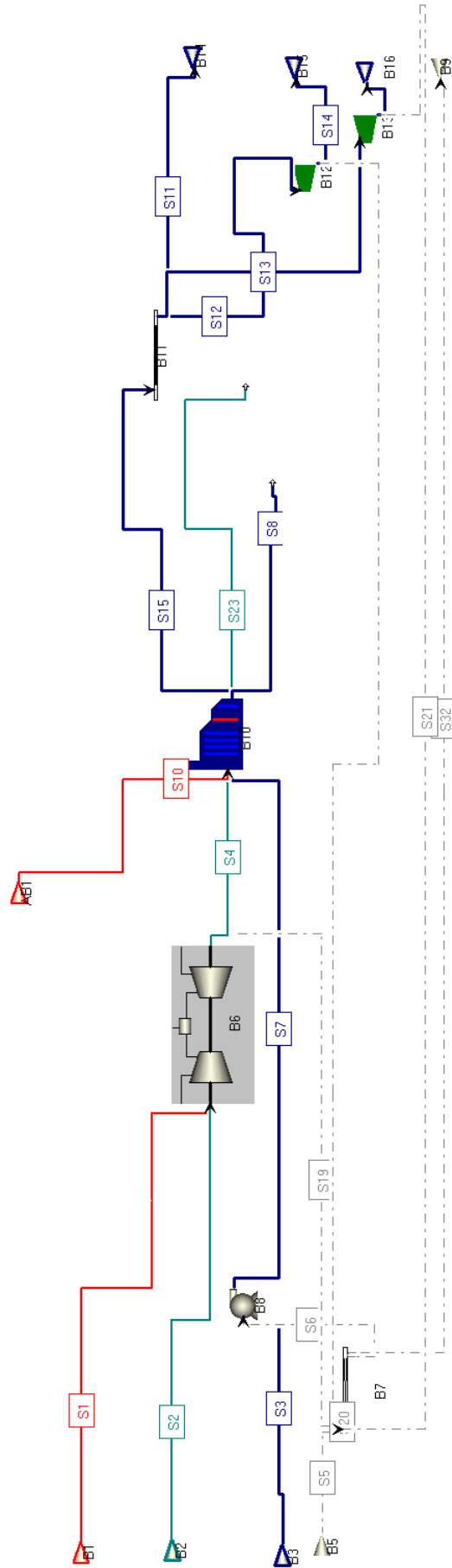
Neste modelo retirou-se o permutador de calor de forma a avaliar se a troca de calor entre a corrente de combustão da turbina e a água poderia ser realizada de forma direta no recuperador de calor.



**Figura 61 - Esquema cogeração caso 7.**



**Figura 62 - Construção do caso de cogeração, caso 7.(ver página seguinte)**



Como se pode verificar, a eliminação de um equipamento simplificou o caso anterior, sendo que esta simplificação irá traduzir-se numa redução direta dos custos com equipamentos e manutenção.

Este modelo tem em conta algumas condições de forma a que se torne viável a sua aplicação no simulador, sendo que todas as correntes de entrada estão simuladas da mesma forma que os casos anteriores. A diferença está na forma como a turbina a vapor foi simulada. Esta apresenta a seguinte construção:

B6.Summary Table			
	Value	Spec	Units
OperationalStatus	In Servic		
PowerOut("PowerOut1").Power	6.64413	Free	MW
PowerAugmentation	0.0	Free	MW
TAirin	25.0	Fixed	C
FloatVariable	Losses		
SteamIn("SteamIn").F	0.0	Free	tonne/hr
Fairin	111.012	Free	tonne/hr
Fairout	112.865	Free	tonne/hr
Ffuel	92.1531	Free	GJ/hr
Ffuel_mass	1.85304	Free	tonne/hr
Ffuel_mol	109.513	Free	kmol/hr
Losses_pc	10.5233	Free	%
O2out	0.161233	Free	kg/kg
CO2out	0.0	Free	kg/kg
SOXout	0.0	Free	kg/kg
Tairout	543.644	Free	C
PerformanceCorrection	0.0	Fixed	MW
PerFact	1.0	Fixed	

**Figura 63 - Bloco B6 (Turbina a Gás)**

Como se pode ver na Figura 63, a turbina a gás manteve todas as variáveis do modelo anterior livres, inclusive a percentagem de oxigénio à saída da turbina a gás. Permite que o modelo calcule as necessidades de entrada no bloco seguinte, que é o recuperador de calor, sendo que nesta construção deixou de existir um permutador antes do recuperador. Este equipamento tem a seguinte construção:

	Value	Spec	Units
OperationalStatus	InServic		
SteamOut("VHPSteam").F	90.0	Free	tonne/hr
WaterOut("Blowdown").F	0.0	Free	tonne/hr
AirIn("Air").F	112.865	Free	tonne/hr
AirOut("Fluegases").F	117.462	Free	tonne/hr
Ffuel	228.621	Free	GJ/hr
Ffuel_mass	4.59716	Free	tonne/hr
Ffuel_mol	271.688	Free	kmol/hr
Qloss	0.0	Fixed	GJ/hr
HRSG_eff	96.8921	Free	%
bd_rate	0.0	Fixed	%
O2out	0.0	Fixed	kg/kg
Tairin	543.644	Free	C
Tbfwin	25.5493	Free	C
Tref	25.0	Fixed	C
Tstmout	400.0	Fixed	C
Tfluegas	100.0	Free	C
Tblowdown	258.817	Free	C
Qair	61.3583	Free	GJ/hr
QTotal	289.979	Free	GJ/hr
duty	278.233	Free	GJ/hr
MaxEff	100.0	Fixed	%
Pdrop_Gen	0.0	Fixed	bar
Pdrop_SH	0.0	Fixed	bar
Pbfwin	46.0	Free	bar
Pblowdown	46.0	Free	bar
Pstmout	46.0	Free	bar

**Figura 64 – Bloco B10 (Recuperador de calor)**

Como se pode verificar pela Figura 64, no recuperador de calor procedeu-se a fixação da temperatura de saída, assim como do oxigénio à saída do recuperador. Desta forma, e considerando que a eficiência deste equipamento é perto de cem por cento, consegue-se ter uma corrente de vapor a 46 bar e 400C° nas condições médias de funcionamento.

Calculou-se a eficiência do sistema de cogeração com base na equação 4:

$$\eta_{co.g} = \frac{E + \Delta H_s}{Q_A} = \frac{29.48 + 272.49}{308.65} * 100 = 97.84\%$$

Verifica-se que o caso sete é o caso que possui melhor eficiência de todos os casos apresentados até agora; isto deve-se em grande parte à forma objectiva em termos de construção que este caso apresenta, sendo que o calor é utilizado de uma forma mais direta na produção de vapor.

O rácio de energia térmica /energia eléctrica é dado por:

$$\frac{272.49}{29.48} = 9.24$$

**Tabela 32 - Valores monetários associados a compra utilidades.**

	Caso 1		Caso 6		Caso 7	
	Consumo	Custo (€/H)	Consumo	Custo (€/H)	Consumo	Custo (€/H)
<b>Eletricidade</b>	33.85 (MW)	4765.56	33.10 (MW)	4661.04	31.98 (MW)	4502.22
<b>Caudal de Combustível</b>	347.32 (GJ/h)	3306.48	344.02 (GJ/h)	3275.05	308.64 (GJ/h)	2938.30

Ao analisarem-se os valores obtidos em termos de consumos verifica-se que o seu custo diminui quando comparado com todos os casos simulados anteriormente. Esta diminuição vai de 6.2 – 13.4% e deve-se à redução dos custos com combustível, assim como com eletricidade. Quando comparado com o caso inicial, temos uma diminuição global dos custos na ordem dos 7.8% [37, 38].

Em termos de consumo com eletricidade temos uma diminuição entre 3.4 – 17% sendo que, quando comparado o caso sete com o cinco, existe um aumento em 6.4%; no entanto este aumento não é justificável visto que este caso ser o mais dispendioso devido ao seu elevado consumo de combustível [37, 38].

Analisando-se os consumos de combustível, temos uma diminuição global dos mesmos que é compreendida entre 5.7 – 33%. Esta diminuição é considerável; quando comparado este caso com o inicial, temos uma redução na ordem dos 11.1%. O único caso de estudo que se aproxima destes consumos a nível de combustível é o caso dois [37, 38].

Considerando-se agora a utilização do subproduto fuel-gás, e que o mesmo é utilizado neste processo, temos os seguintes resultados.

**Tabela 33 - Valores monetários associados a compra utilidades considerando fuel-gás.**

	Caso 1		Caso 6		Caso 7	
	Consumo	Custo (€/H)	Consumo	Custo (€/H)	Consumo	Custo (€/H)
<b>Eletricidade</b>	33.85 (MW)	4765.56	33.10 (MW)	4661.04	31.98 (MW)	4502.22
<b>Caudal de Combustível</b>	24.32 (GJ/h)	231.52	21.02 (GJ/h)	200.09	0.00 (GJ/h)	0.00

Como se pode verificar, o caso presente é o único que para as condições médias consegue cumprir com as necessidades de uma forma total. Isto irá aumentar a redução

dos custos globalmente sendo que para esta situação tem-se de 7.3 – 18.4%, sendo que, quando comparado com o caso 1, temos uma redução de 9.9% [37, 38].

Este caso permite, assim, que o processo de produção de vapor seja sustentado pela produção interna de combustível no complexo. Uma grande vantagem, sendo que para as condições simuladas temos um excedente de fuel-gás de 14.35 GJ/h. Excedente esse que pode ser utilizado para a produção direta de energia elétrica de forma a se minimizar ainda mais os custos com utilidades.

Todos os valores em termos de consumos podem ser consultados nos anexos.

É necessário, agora, verificar-se qual é a resposta do sistema criado a variações tanto da energia elétrica pedida pelo processo como dos caudais de vapor.

**Tabela 34 - Variação da energia elétrica, com caudais fixos.**

		<b>-10 %</b>	<b>Iniciais</b>	<b>+10 %</b>	<b>Unidades</b>
<b>Consumos do processo industrial</b>	Caudal Vapor 46 bar	54.00	54.00	54.00	t/h
	Caudal de Vapor 21 bar	24.00	24.00	24.00	t/h
	Caudal de Vapor 6 bar	12.00	12.00	12.00	t/h
	Energia Elétrica	36.00	40.00	44.00	MW
<b>Caudais de compra</b>	Caudal de Combustível	308.65	308.65	308.65	GJ/h
	Eletricidade Rede	27.98	31.98	35.98	MW
<b>Produção interna</b>	Produção turbina 6 bar	1.19	1.19	1.19	MW
	Produção turbina 21 bar	1.05	1.05	1.05	MW
	Produção turbina a gás	5.95	5.95	5.95	MW

**Tabela 35 - Variação dos caudais com energia elétrica fixa.**

		<b>-10 %</b>	<b>Iniciais</b>	<b>+10 %</b>	<b>Unidades</b>
<b>Consumos do processo industrial</b>	Caudal Vapor 46 bar	48.60	54.00	59.40	t/h
	Caudal de Vapor 21 bar	21.60	24.00	26.40	t/h
	Caudal de Vapor 6 bar	10.80	12.00	13.20	t/h
	Energia Elétrica	40.00	40.00	40.00	MW
<b>Caudais de compra</b>	Caudal de Combustível	272.18	308.65	345.88	GJ/h
	Eletricidade Rede	29.59	31.98	33.76	MW
<b>Produção interna</b>	Produção turbina 6 bar	1.07	1.19	1.31	MW
	Produção turbina 21 bar	0.94	1.05	1.15	MW
	Produção turbina a gás	4.37	5.95	8.13	MW

Verifica-se, de novo, que a energia elétrica apenas tem influência na energia que é comprada da rede, sendo que mais nenhum parâmetro do processo se altera com a modificação desta.

As alterações nas necessidades de combustível a fornecer ao processo sofrem modificações, e são linearmente dependentes dos consumos de vapor. Também se verifica um aumento na produção de energia, aumento este que está relacionado com o aumento dos caudais que circulam, tanto na turbina a gás como nas turbinas a vapor.

Neste modelo a variável de maior sensibilidade será o combustível do sistema, pois com a modificação dos caudais este irá modificar-se; além disso a variação à eletricidade necessária afeta muito pouco o sistema em causa.

Este modelo é na realidade uma melhoria do caso seis. Como já foi demonstrado em cima, este apresenta vantagens quando comparado com todos os outros modelos, sendo que a maior vantagem é que em condições normais o processo é totalmente independente do gás natural.

Este permite outras aplicações para o fuel-gás que não é usado, estando dependente das necessidades do processo e das suas flutuações. Como tal pode existir um processo paralelo ao caso sete que permita a utilização deste fuel-gás excedente para a produção ou de energia elétrica ou de vapor.

### 3.9. Análise Geral dos Casos de estudo.

Todos os modelos apresentados nos capítulos anteriores são sistemas substitutos do modelo original (caso um), possuindo estas vantagens e desvantagens quando comparados com ele.

Na Tabela 36, são apresentados valores comparativos de cada um dos casos, alguns destes já referidos anteriormente.

**Tabela 36 - Tabela Resumo de todos os casos.**

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7
Vapor Produzido (GJ/h)	272.49	272.49	272.49	272.49	272.49	272.49	272.49
Eletricidade Produzida (GJ/h)	26.99	8.05	25.22	14.20	36.82	25.22	29.48
Combustível Usado (GJ/h)	347.19	327.33	399.73	366.07	459.88	344.02	308.65
Gastos com Combustível e Eletricidade (€/h)*	8072.04	8539.91	8472.83	8584.10	8592.74	7936.10	7440.52
Gastos com Combustível e Eletricidade (€/h)*1	4997.08	5464.95	5397.87	5509.14	5517.78	4861.14	4502.22
Eficiência de Co.Geração	86.26%	85.70%	74.48%	78.32%	67.26%	86.54%	97.84%
Rácio Ener. térmica /Ener. elétrica Sistema	10.10	33.87	10.81	19.18	7.40	10.81	9.24
Sustentável com fuel-gás interno	Não	Não	Não	Não	Não	Não	Sim

\* Estes valores não consideram a utilização de fuel-gás.

\*1 Este valores consideram o fuel-gás

Olhando para estes dados, verificam-se, de uma forma mais perceptível as diferenças entre cada caso e o caso de estudo inicial, caso um.

O caso sete é de todos os modelos o mais vantajoso. Em termos de aplicação este é o modelo que produz mais eletricidade e que consome menos combustível, sendo que, também, é o modelo que apresenta menores gastos com combustível e eletricidade e tem a melhor eficiência.

O caso seis, apesar de ter menores custos com combustível e de apresentar uma maior eficiência que o caso um, não tem vantagens tão notórias como o caso sete, pois este ainda está dependente de gás natural para a sua aplicação, enquanto que o caso sete pode ser operado apenas com fuel-gás, podendo, no entanto, ser necessário gás natural para o arranque do sistema.

O caso cinco apresenta vantagens do ponto de vista elétrico, no entanto o consumo de combustível para este processo torna-o no caso mais dispendioso de todos, este também é o modelo que apresenta a menor eficiência.

O caso três e o caso quatro são muito semelhantes entre si. Para o caso três a maior desvantagem é o consumo de combustível; para o caso quatro é o baixo valor de energia elétrica produzida.

O caso dois, apesar de fazer proveito de uma menor pressão quando comparado com o caso um, apresenta uma menor produção de energia elétrica, e daí um aumento dos custos operacionais deste sistema.

## 4. Conclusões

Um dos obstáculos fundamentais à realização deste trabalho consistiu no facto do *software Aspen Utility Planer*, que foi proposto para a realização do presente trabalho, ser muito pouco conhecido no meio académico, pelo que exigiu um investimento e dedicação extras na aquisição do indispensável prática para o seu uso.

Através da utilização do *software* percebeu-se que o mesmo tem tanto vantagens como limitações a nível de aplicação, sendo que o *Aspen Utility Planer* é uma ferramenta de simulação orientada para as utilidades sendo por isso uma mais-valia significativa em estudos dedicados a utilidades.

Em termos de limitações não permite que o utilizador defina composições químicas de uma forma intuitiva, sendo que apenas as correntes de combustível apresentam essa capacidade. Além disto, as reações químicas inerentes aos processos de combustão são consideradas diretamente nos modelos/blocos utilizados pelo utilizador, não tendo possibilidade de os modificar de uma forma simples.

Com base nas limitações acima referidas, os casos estudados e simulados tiveram em vista a substituição de um caso original (o Caso Um), tendo sido este termo de comparação para todos eles.

Com base nos tipos de produção da utilidade vapor sobreaquecido, assim como na produção integrada de vapor e eletricidade, foram escolhidos modelos que permitissem a produção em simultâneo destas necessidades processuais.

Viu-se, ao longo dos casos estudados, a utilização de caldeiras, de forma exclusiva no caso dois e de forma inclusiva nos casos três, quatro e cinco. Igualmente o uso de turbinas a gás de uma forma inclusiva nos casos três, quatro, cinco, seis e sete. A utilização de recuperadores de calor, de uma forma inclusiva nos casos seis e sete.

Conseguiu-se perceber que a aplicação de turbinas a gás traz limitações das temperaturas de saída das mesmas, e com isto a utilização exclusiva deste equipamento. De forma a obter-se uma corrente de valor com as condições pretendidas, torna-se impraticável o uso desta tecnologia, como se verifica no caso cinco.

Assim precisa-se de trocar este calor de uma forma o mais eficiente possível, recorrendo-se aos recuperadores de calor. Tal pode verificar-se nos casos seis e sete, sendo que estes dois casos foram os modelos que apresentaram maiores vantagens quando comparados com os restantes casos de estudo e o caso original.

Em termos de eficiências de cogeração obtiveram-se os seguintes valores:

**Tabela 37 - Valores de eficiência obtidos para cada caso.**

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7
<b>Eficiência</b>	86.26%	85.70%	74.48%	78.32%	67.26%	86.54%	97.84%

Como se verifica pelos valores apresentados na Tabela 37, os casos de estudo com melhores eficiências são o caso original (caso um), o caso seis e o sete. O valor de eficiência do caso um vem da produção de vapor a uma pressão mais elevada do que o necessário, sendo que a turbinação deste vapor irá assim produzir mais eletricidade.

O caso seis possui uma produção mais rentável de vapor, consumindo-se uma menor quantidade de combustível que no caso um, no entanto a energia elétrica produzida é menor, não tendo assim uma vantagem considerável em comparação com o caso um.

O caso sete possui uma eficiência mais elevada do que todos os restantes casos, sendo que neste caso está a ser produzido vapor às condições de entrada mais elevadas (400°C e 46 bar). Este aumento da eficiência deve-se a melhor troca de calor entre os gases de combustão da turbina e da água, que se dá no recuperador de calor.

Em termos de avaliação monetária, verificou-se que o consumo com utilidades de alimentação à produção do vapor e da eletricidade anda em valores entre os 7500 e os 8500 €/hora. Assim, pretende-se sempre o caso que permite os menores custos possíveis.

O modelo original tem um gasto em utilidades de 8072.04€/hora, sendo que de todos os casos apenas dois apresentam uma diminuição destes custos: o caso seis e o sete, com gastos em utilidades de 7936.10 e 7440.52 €/hora, respetivamente. Sendo assim, em termos monetários estes dois casos apresentam-se como os mais vantajosos.

**Tabela 38 - Rácios Energia Térmica/ Energia Elétrica**

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7
<b>Rácio</b>	10.10	33.87	10.81	19.18	7.40	10.81	9.24

Analisando-se os rácios obtidos para cada um dos casos verifica-se que os mais favoráveis, seis e sete, possuem rácio semelhantes aos do processo original, sendo

## *Conclusões*

que, como foi visto na bibliografia, os rácios de uma forma geral encontram-se dentro do espectável para sistemas de cogeração.

Assim, consegue concluir-se que o modelo que melhor substitui o modelo atual é o caso sete, pois apresenta não só melhores rendimentos como menores custos em termos de utilidades. Este modelo apresenta ainda a vantagem de, quando considerado o fuel-gás, ser totalmente independente de gás natural, podendo, mesmo, o excedente de fuel-gás ser utilizado para a produção ou de mais vapor ou de energia elétrica.

## Trabalho Futuro

Todo este trabalho foi desenvolvido com o objetivo de se obter várias soluções possíveis ao problema estudado, assim como adquirir maior conhecimento do simulador.

Com base neste trabalho pode-se proceder a um estudo mais pormenorizado dos casos mais favoráveis, de forma a se perceber se estes são aplicáveis a uma escala real. Em primeiro lugar por se fazer um estudo mais exaustivo, considerando-se menos pressupostos do que os que foram considerados, podendo-se assim retirar o caso mais favorável dos restantes.

Por exemplo aumentar a temperatura dos gases de combustão após permuta para 120°C diminuído assim a possibilidade de formação de NO<sub>x</sub> e SO<sub>x</sub>.

Em segundo lugar fazendo-se um estudo de engenharia mais preciso, dimensionando-se os equipamentos a serem usados, e fazendo-se uma análise económica a todo o investimento que seria necessário para se poder implementar o caso mais favorável.

Por fim, fazendo-se um trabalho final de dimensionamento pormenorizado e a implementação do processo no sistema real.

Através deste trabalho o leitor dispõe de casos de estudo de exemplo que permitem ao mesmo obter conhecimentos no *software*, permitindo-lhe aprofundar mais o trabalho desenvolvido pelo autor assim como melhorar os modelos criados, permitindo uma simulação mais próxima da realidade.

Além disso este trabalho pode servir como guia ou manual para outros projetos com base no mesmo *software*, facilitando a aprendizagem do mesmo.

## Bibliografia

1. ENGINEERS, T.A.S.O.M.; Disponível em: <https://www.asme.org> ;Último acesso: 25/10/2018.
2. Jianglong Li, C.S., *Towards a low carbon economy by removing fossil fuel subsidies?* . China Economic Review, 2018(50): p. 17-33.
3. Sajitha K.Nair, Y.G., Ushnik Mukherjee, I.A. Karimi, Ali Elkamel, *Shared and practical approach to conserve utilities in eco-industrial parks*. Computers and Chemical Engineering, 2016. **93**: p. 221-223.
4. Don W. Green, R.H.P., *Perry's Chemical Engineers' Handbook*. Eighth Edition ed. 2008, Lisboa: McGraw-Hill.
5. A.J. Raja, P.S., Manish Dwivedi, *Power Plant Engineering*. 2006, New Delhi: New Age International (P) Ltd.
6. NU. *Objetivos para o desenvolvimento sustentável*. 2015; Disponível em: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/sustainable-development-goals/> ; Último acesso: 25/10/2018.
7. Rohan Best, P.J.B., *Electricity availability: A precondition for faster economic growth?* Energy Economics, 2018. **74**: p. 321-329.
8. Donat, G., *Treatment of natural gas and new utilisations enhancing its value*. Hydrocarbons Source of Energy, 1989.
9. Ian M. Blair, B.D.J., Andrew James Van Horn, *Aspects of Energy Conversion*, ed. I.M. Bair. 1976, Oxford: Pergamon Press.
10. Vikram Garaniya, D.M., Laurie Goldsworthy, Mohammadmahdi Ghiji, *Extensive chemical characterization of a heavy fuel oil*. Fuel, 2018. **227**: p. 67-78.
11. Yunus A. Cengel, M.A.B., *Thermodynamics An Enginnering Approach*. 8 ed. 2014: McGraw-Hill.
12. Koji Akagawa, T.F., Seikan Ishigai, Shigeyasu Nakanishi, Eiichi Nishikawa, Mamoru Ozawa, *Steam Power Engineering: Thermal and Hydraulic Desing Principles*, ed. S. Ishigai. 1999, United Kingdom: Cambrige University Press.
13. Santiago Sabugal García, F.G.M., *Centrales Térmicas de Ciclo Combinado: Teoría Y Proyecto*, ed. D.d. Santos. 2006, Spain: Endesa.
14. M.M., E.-W., *Powerplant Technology*. Electrical and Mechanical Engineering Series, ed. McGraw-Hill. 1984, International: McGraw-Hill.
15. Janusz Kotowicz, M.B., *Analysis of increasing efficiency of modern combined cycle power plant: A case study*. Energy, 2018. **153**: p. 90-99.
16. Rodgers, V.; Disponível em: <https://insights.globalspec.com/article/2895/combined-cycle-power-plants-is-their-reign-assured>; Último acesso: 25/10/2018.
17. Everett B. Woodruff, H.B.L., Thomas F. Lammers, *Steam Plant Opertation*. Eighth Edition ed. 2005, U.S.A: McGraw-Hill.
18. Maria Cristina Fernandes, H.A.M., Clemente Pedro Nunes, João Correia Bernardo, Isabel Cabrita, Paulo Martins, Cristina Cardoso, Paulo Partidário, Paula Gomes., *Medidas Transversais Eficiência Energética para a Indústria*. 2016, Lisboa: Europress Indústria Gráfica.
19. A.K. Basu, A.B., S. Chowdhury, S.P. Chowdhury, *Planne scheduling for conomic power*. Trans Power Systems, 2012. **27**: p. 30-38.
20. Maria Izabel Santos, W.U., *A practical model for energy dispatch in cogeneration plants*. Energy, 2018. **151**: p. 144-159.
21. Rosaler, R.C., *Standard Handbook of Plant Engineering*. Second Edition ed. 1994, U.S.A McGraw-Hill
22. Meherwan P. Boyce, Elsevier, *Gas Turbine Engineering Handbook*. Vol. 4. 2012: Butterworth-Heinemann.
23. Energy, U.S.D.o., *Combined Heat and Power Technology Fact Sheet Series*, A.M. OFFICE, Editor. 2016, U.S. Department of Energy: U.S.A.

24. Standardization, I.O.f., *ISO 2314 Gas turbines -- Acceptance tests*, I. 2314:2009, Editor. 2019.
25. Agency, E.-E.P., *Catalog of CHP Technologies (Section 3. Technology Characterization – Combustion Turbines)*, in *Combined Heat and Power Partnership*, E.-E.P. Agency, Editor. 2015: U.S.A.
26. B.K. Venkanna, B.V.S., *Applied Thermodynamics*. 2011, New Delhi: PHI Learning Private Limited.
27. Deshmukh, Y.V., *Industrial Heating, Principles, Techniques, Materials, Applications, and Design*, ed. L.L. Faulkner. 2005, U.S.A.: CRC Taylor & Francis.
28. Ganapathy, V. *Heat-recovery steam generators: understand the basics*. 1996 11/09/2018]; Disponível em: [http://v\\_ganapathy.tripod.com/hrsgcep.pdf](http://v_ganapathy.tripod.com/hrsgcep.pdf); Último acesso: 25/10/2018.
29. Rolf H. Kehlhofer, J.W., Henrik Nielsen, Rolf Bachmann, *Combined-Cycle Gas & Steam Turbine Power Plants*. Vol. 2. 1999, USA: PennWell Publishing Company.
30. T.Griffiths, R., *Combined Heat and Power*. 1995, England: Energy Publications.
31. Anna Paula Galvão Scheidegger, T.F.P., Mona Liza Moura de Oliveira, Amarnath Banerjee, José Arnaldo Barra Montevechi, *An introductory guide for hybrid simulation modelers on the primary simulation methods in industrial engineering identified through a systematic review of the literature*. Computers & Industrial Engineering, 2018. **124**: p. 474-492.
32. A. Polenghi, L.F., I. Roda, *Role of simulation in industrial engineering: focus on manufacturing systems*. IFAC-PapersOnLine, 2018. **51**(11): p. 496-501.
33. D. Mourtzis, M.D., D. Bernidaki, *Simulation in Manufacturing: Review and Challenges*. Procedia CIRP, 2014. **25**: p. 213-229.
34. Marcin Plis, H.R., *A mathematical model of an existing gas-steam combined heat and power plant for thermal diagnostic systems*. Energy, 2018. **156**: p. 606-619.
35. Aspen Technology, I., *Aspen Utilities: User Guide*. 2012, Aspen Technology, Inc: USA.
36. Energias, G. *Dados de referência do Gás Natural*. Disponível em: <http://galpgasnaturaldistribuicao.pt/gas-natural/o-que-e>; Último acesso: 25/10/2018.
37. Eurostat. *Preços da electricidade para utilizadores domésticos e industriais* 2017; Disponível em: [https://www.pordata.pt/Europa/Pre%C3%A7os+da+electricidade+para+utilizadores+dom%C3%A9sticos+e+industriais+\(Euro+ECU\)-1477](https://www.pordata.pt/Europa/Pre%C3%A7os+da+electricidade+para+utilizadores+dom%C3%A9sticos+e+industriais+(Euro+ECU)-1477); Último acesso: 25/10/2018.
38. Eurostat. *Preços do gás natural para utilizadores domésticos e industriais (Euro)*. 2017; Disponível em: [https://www.pordata.pt/Europa/Pre%C3%A7os+do+g%C3%A1s+natural+para+utilizadores+dom%C3%A9sticos+e+industriais+\(Euro\)-1478](https://www.pordata.pt/Europa/Pre%C3%A7os+do+g%C3%A1s+natural+para+utilizadores+dom%C3%A9sticos+e+industriais+(Euro)-1478); Último acesso: 25/10/2018.
39. M.Koor, A.V., T.Koppel, *Optimization of pump efficiencies with different pumps characteristics working in parallel mode*. Advances in Engineering Software, 2016(101): p. 69-76.
40. Luo Chao, L.K., Wang Yongzhen, Ma Zhitong, Gong Yulie, *The Effect Analysis of Thermal Efficiency and Optimal Design for Boiler System*. Energy Procedia, 2017(105): p. 3045-3050.
41. Kruiswyk, R.W., *The role of turbocompound in the era of emissions reduction*. 10th International Conference on Turbochargers and Turbocharging. 2012. 269-280.
42. Mom, A.J.A., *Modern Gas Turbine Systems, High Efficiency, Low Emission, Fuel Flexible Power Generation*. 2013: Woodhead Publishing.

Anexos**Tabela 39 - Variáveis típicas**

Variável	Descrição
<b>F</b>	Caudal mássico, representado em todas as correntes com a exceção da corrente de combustível onde pode ser descrito como Caudal térmico.
<b>h</b>	Entalpia
<b>P</b>	Pressão
<b>T</b>	Temperatura
<b>vf</b>	Fração líquido-vapor
<b>StartUpCost</b>	Custo de arranque de equipamento
<b>ShutDownCost</b>	Custo de desligar equipamento
<b>StartUpTime</b>	Tempo de ligar equipamento
<b>ShutDownTime</b>	Tempo de desligar equipamento
<b>DoOnOff</b>	Permitir otimizador ligar e desligar equipamento
<b>DoStartStop</b>	Permitir o uso de limitações de início e fim de serviço
<b>DoSteamReserve</b>	Incluir reservas de vapor no otimizador
<b>CI</b>	Índice de carbono
<b>F_mass</b>	Caudal mássico do combustível
<b>F_mol</b>	Caudal molar do combustível
<b>MW</b>	Peso molecular
<b>OD</b>	Necessidade estequiométrica de oxigénio
<b>SI</b>	Índice de enxofre
<b>CO2</b>	Concentração de dióxido de carbono
<b>Sox</b>	Concentração de óxidos de enxofre
<b>O2</b>	Concentração de oxigénio
<b>Pin</b>	Pressão a entrada do modelo
<b>Pout</b>	Pressão a saída do modelo
<b>Tin</b>	Temperatura a entrada do modelo
<b>Tout</b>	Temperatura a saída do modelo
<b>DeIP</b>	Diferencial da pressão
<b>Duty</b>	Taxa de calor
<b>Power</b>	Eletricidade
<b>Inlet.X</b>	Define entrada de variável X
<b>Outlet.X</b>	Define saída de variável X
<b>BDrate</b>	Rácio de descarga

**Tabela 40 - Valores de consumo assim como monetários associados a estes.**

	<b>Electricidade (MW)</b>	<b>Caudal de Combustível (GJ/h)</b>	<b>Totais (€/H)</b>
<b>Caso 1</b>	33.85	347.32	8072.04
<b>Caso 2</b>	38.52	327.33	8539.91
<b>Caso 3</b>	33.15	399.74	8472.83
<b>Caso 4</b>	36.22	366.07	8584.10
<b>Caso 5</b>	29.93	459.88	8592.74
<b>Caso 6</b>	33.10	344.02	7936.10
<b>Caso 7</b>	31.98	308.64	7440.52

## Relatório Caso 1

O documento apresenta-se fragmentado de forma a rentabilizar espaço, todo o conteúdo está presente.



# Aspen Utilities Solution Report

Generated at 13:54:03 on 20 October, 2018  
Model File: C:\Users\luisc\OneDrive - Instituto Politécnico de Lisboa\Tese\Ficheiros Aspen\Utility Planer\Caso0Caldeira.auf  
Notes:

## Table of Contents

<a href="#"><u>Model Input Summary</u></a> .....	<a href="#"><u>3</u></a>
<a href="#"><u>Headers</u></a> .....	<a href="#"><u>5</u></a>
<a href="#"><u>Steam-Water Supplies</u></a> .....	<a href="#"><u>6</u></a>
<a href="#"><u>Fuel Supplies</u></a> .....	<a href="#"><u>7</u></a>
<a href="#"><u>Power Supplies</u></a> .....	<a href="#"><u>8</u></a>
<a href="#"><u>Air Supplies</u></a> .....	<a href="#"><u>9</u></a>
<a href="#"><u>Steam-Water Demands</u></a> .....	<a href="#"><u>10</u></a>
<a href="#"><u>Power Demands</u></a> .....	<a href="#"><u>11</u></a>
<a href="#"><u>Boilers-Burners</u></a> .....	<a href="#"><u>12</u></a>
<a href="#"><u>Steam Turbines</u></a> .....	<a href="#"><u>13</u></a>
<a href="#"><u>Pumps</u></a> .....	<a href="#"><u>15</u></a>

**Model Input Summary**[Next](#) [Previous](#) [Table of Contents](#) Page 3

Process Type	Model	Variable	Value	Unit
DemandPower	B17	Power	40.0	MW
DemandSteam	B14	Steam flow	54.0	tonne/hr
	B15	Steam flow	24.0	tonne/hr
	B16	Steam flow	12.0	tonne/hr
SteamHeader	B11	Nominal header temperature	520.0	C
		Nominal header pressure	120.0	bar
		Blowdown steam flow	0.0	tonne/hr
		Imbalance flow	0.0	tonne/hr
PowerHeader	B7	Imbalance power	0.0	MW
Boiler	B9	Operational status	InService	
		Fixed efficiency	85.0	%
		Boiler temperature	520.0	C
		Heat loss	0.0	GJ/hr
		Fluegas O2 conc	0.0	kg/kg
		Steam generator pressure drop	0.0	bar
		Steam superheater pressure drop	0.0	bar
		Blowdown rate	0.0	%
		Performance factor	1.0	
Stm_Turb	B10	Outlet steam pressure	46.0	bar
		Efficiency specified	75.0	%
		Performance factor	1.0	
	B12	Outlet steam pressure	21.0	bar
		Efficiency specified	75.0	%
		Performance factor	1.0	
	B13	Outlet steam pressure	6.0	bar
		Efficiency specified	75.0	%
		Performance factor	1.0	
	B4	Outlet steam pressure	1.0	bar
		Efficiency specified	75.0	%
		Performance factor	1.0	
Pump	B8	Efficiency specified	70.0	%
		Outlet water pressure	120.0	bar
		Performance factor	1.0	
FeedAir	B2	Air temperature	25.0	C
FeedFuel	B1	Fuel molecular weight	19.5	kg/kmol
		Fuel calorific value	52.6	GJ/tonne

## Model Input Summary (continued)

[Next](#) [Previous](#) [Table of Contents](#) Page 4

Process Type	Model	Variable	Value	Unit
FeedFuel	B1	Fuel oxygen demand	3.95	
FeedSteam	B3	Steam/water pressure	1.0	bar
		Steam/water temperature	25.0	C

## Headers

[Next](#) [Previous](#) [Table of Contents](#) Page 5

**Block: B11 Hierarchy: Flowsheet Type: SteamHeader**

Variable	Value	Unit
Total inlet mass flow of steam	90.0	tonne/hr
From B9	90.0	tonne/hr
Total outlet mass flow of steam	90.0	tonne/hr
To B13	12.0	tonne/hr
To B10	54.0	tonne/hr
To B12	24.0	tonne/hr
To B4	0.0	tonne/hr
Blowdown steam flow	0.0	tonne/hr
Blowdown water flow	0.0	tonne/hr
Imbalance flow	0.0	tonne/hr
Mixed inlet temperature	520.0	C
Mixed inlet pressure	120.0	bar
Mixed inlet vapour fraction	1.0	kmol/kmol
Nominal header temperature	520.0	C
Nominal header pressure	120.0	bar
Nominal vapor fraction	1.0	kmol/kmol
Heat loss	0.0	GJ/hr

**Block: B7 Hierarchy: Flowsheet Type: PowerHeader**

Variable	Value	Unit
Total inlet power	40.4263	MW
From B10	3.24717	MW
From B12	2.41575	MW
From B13	1.834	MW
From B5	32.9293	MW
Total outlet power	40.4263	MW
To B17	40.0	MW
To B8	0.426253	MW
Imbalance power	0.0	MW

## Steam-Water Supplies [Next](#) [Previous](#) [Table of Contents](#) Page 6

Block: B3 Hierarchy: Flowsheet Type: FeedSteam

Variable	Value	Unit
Steam/water pressure	1.0	bar
Steam/water temperature	25.0	C
Steam/water vapour fraction	0.0	kmol/kmol
Steam/water mass flow	90.0	tonne/hr

## Fuel Supplies [Next](#) [Previous](#) [Table of Contents](#) Page 7

Block: B1 Hierarchy: Flowsheet Type: FeedFuel

Variable	Value	Unit
Fuel heat flow	347.319	GJ/hr
Fuel mass flow	6.98397	tonne/hr
Fuel molar flow	412.746	kmol/hr

## Power Supplies [Next](#) [Previous](#) [Table of Contents](#) Page 8

Block: B5 Hierarchy: Flowsheet Type: FeedPower

Variable	Value	Unit
Power	32.9293	MW

## Air Supplies [Next](#) [Previous](#) [Table of Contents](#) Page 9

Block: B2 Hierarchy: Flowsheet Type: FeedAir

Variable	Value	Unit
Air temperature	25.0	C
Air mass flow	120.198	tonne/hr
Air volumetric flow	98121.0	m3/hr

## Steam-Water Demands

[Next](#) [Previous](#) [Table of Contents](#) Page 10

**Block: B14 Hierarchy: Flowsheet Type: DemandSteam**

Variable	Value	Unit
Steam pressure	46.0	bar
Steam temperature	392.976	C
Steam vapor fraction	1.0	kmol/kmol
Steam flow	54.0	tonne/hr

**Block: B15 Hierarchy: Flowsheet Type: DemandSteam**

Variable	Value	Unit
Steam pressure	21.0	bar
Steam temperature	308.518	C
Steam vapor fraction	1.0	kmol/kmol
Steam flow	24.0	tonne/hr

**Block: B16 Hierarchy: Flowsheet Type: DemandSteam**

Variable	Value	Unit
Steam pressure	6.0	bar
Steam temperature	201.013	C
Steam vapor fraction	1.0	kmol/kmol
Steam flow	12.0	tonne/hr

## Power Demands

[Next](#) [Previous](#) [Table of Contents](#) Page 11

**Block: B17 Hierarchy: Flowsheet Type: DemandPower**

Variable	Value	Unit
Power	40.0	MW

**Boilers-Burners**[Next](#) [Previous](#) [Table of Contents](#) Page 12**Block: B9 Hierarchy: Flowsheet Type: Boiler**

<b>Variable</b>	<b>Value</b>	<b>Unit</b>
Operational status	InService	
Steam flow	90.0	tonne/hr
Blowdown mass flow rate	0.0	tonne/hr
BFW flow	90.0	tonne/hr
Total fuel enthalpy flow	347.319	GJ/hr
Total fuel mass flow	6.98397	tonne/hr
Total fuel mole flow	412.746	kmol/hr
Absorbed duty	295.221	GJ/hr
Boiler efficiency	85.0	%
Boiler pressure	120.0	bar
Boiler temperature	520.0	C
Power consumed by boiler fans	0.542615	MW
Fluegas O2 conc	0.0	kg/kg
Fluegas temperature	433.258	C
Performance factor	1.0	

## Steam Turbines

**Block: B10 Hierarchy: Flowsheet Type: Stm\_Turb**

Variable	Value	Unit
Steam flow	54.0	tonne/hr
Power	3.24717	MW
Inlet steam temperature	520.0	C
Inlet steam pressure	120.0	bar
Outlet steam pressure	46.0	bar
Outlet steam temperature	392.976	C
Efficiency	75.0	%
Performance factor	1.0	

**Block: B12 Hierarchy: Flowsheet Type: Stm\_Turb**

Variable	Value	Unit
Steam flow	24.0	tonne/hr
Power	2.41575	MW
Inlet steam temperature	520.0	C
Inlet steam pressure	120.0	bar
Outlet steam pressure	21.0	bar
Outlet steam temperature	308.518	C
Efficiency	75.0	%
Performance factor	1.0	

**Block: B13 Hierarchy: Flowsheet Type: Stm\_Turb**

Variable	Value	Unit
Steam flow	12.0	tonne/hr
Power	1.834	MW
Inlet steam temperature	520.0	C
Inlet steam pressure	120.0	bar
Outlet steam pressure	6.0	bar
Outlet steam temperature	201.013	C
Efficiency	75.0	%
Performance factor	1.0	

## Steam Turbines (continued) [Next](#) [Previous](#) [Table of Contents](#) Page 14

**Block: B4 Hierarchy: Flowsheet Type: Stm\_Turb**

Variable	Value	Unit
Steam flow	0.0	tonne/hr
Power	0.0	MW
Inlet steam temperature	520.0	C
Inlet steam pressure	120.0	bar
Outlet steam pressure	1.0	bar
Outlet steam temperature	99.6324	C
Efficiency	75.0	%
Performance factor	1.0	

## Pumps

[Previous](#) [Table of Contents](#) Page 15

**Block: B8 Hierarchy: Flowsheet Type: Pump**

Variable	Value	Unit
Total inlet power (calculated)	0.426253	MW
Efficiency	70.0	%
Total inlet water mass flow	90.0	tonne/hr
Mixed inlet water pressure	1.0	bar
Mixed inlet water temperature	25.0	C
Outlet water mass flow	90.0	tonne/hr
Outlet water pressure	120.0	bar
Outlet water temperature	26.4672	C
Outlet water vapour fraction	0.0	kmol/kmol

## Relatório Caso 7

O documento apresenta-se fragmentado de forma a rentabilizar espaço, todo o conteúdo está presente.



# **Aspen Utilities Solution Report**

Generated at 14:54:11 on 20 October, 2018

Model File: C:\Users\luisc\OneDrive - Instituto Politécnico de Lisboa\Tese\Ficheiros Aspen\Utility Planer\Caso6Turbina+Recuperador.auf

Notes:

## Table of Contents

<a href="#"><u>Model Input Summary</u></a> .....	<a href="#"><u>3</u></a>
<a href="#"><u>Headers</u></a> .....	<a href="#"><u>5</u></a>
<a href="#"><u>Steam-Water Supplies</u></a> .....	<a href="#"><u>6</u></a>
<a href="#"><u>Fuel Supplies</u></a> .....	<a href="#"><u>7</u></a>
<a href="#"><u>Power Supplies</u></a> .....	<a href="#"><u>8</u></a>
<a href="#"><u>Air Supplies</u></a> .....	<a href="#"><u>9</u></a>
<a href="#"><u>Steam-Water Demands</u></a> .....	<a href="#"><u>10</u></a>
<a href="#"><u>Power Demands</u></a> .....	<a href="#"><u>11</u></a>
<a href="#"><u>Boilers-Burners</u></a> .....	<a href="#"><u>12</u></a>
<a href="#"><u>Steam Turbines</u></a> .....	<a href="#"><u>13</u></a>
<a href="#"><u>Gas Turbines</u></a> .....	<a href="#"><u>14</u></a>
<a href="#"><u>Pumps</u></a> .....	<a href="#"><u>15</u></a>

## Model Input Summary

[Next](#) [Previous](#) [Table of Contents](#) Page 3

Process Type	Model	Variable	Value	Unit
DemandPower	B9	Power	40.0	MW
DemandSteam	B14	Steam flow	54.0	tonne/hr
	B15	Steam flow	24.0	tonne/hr
	B16	Steam flow	12.0	tonne/hr
SteamHeader	B11	Nominal header temperature	400.0	C
		Nominal header pressure	46.0	bar
		Blowdown steam flow	0.0	tonne/hr
		Imbalance flow	0.0	tonne/hr
PowerHeader	B7	Imbalance power	0.0	MW
HRSG	B10	Operational status	InService	
		Outlet steam temperature	400.0	C
		Heat loss	0.0	GJ/hr
		Fluegas O2 conc.	0.0	kg/kg
		Steam generator pressure drop	0.0	bar
		Steam superheater pressure drop	0.0	bar
		Blowdown rate	0.0	%
Stm_Turb	B12	Efficiency specified	75.0	%
		Performance factor	1.0	
	B13	Efficiency specified	75.0	%
		Performance factor	1.0	
GasTurbine	B6	Operational status	InService	
		Inlet air temperature	25.0	C
		Inlet air humidity	0.01	kg/kg
		Performance correction (offset)	0.0	MW
		Power augmentation per mass flow of steam injected	0.0	MW/tonne/hr
		Performance correction factor (multiplier)	1.0	
Pump	B8	Efficiency specified	70.0	%
		Outlet water pressure	46.0	bar
		Performance factor	1.0	
FeedFuel	AB1	Fuel molecular weight	19.5	kg/kmol
		Fuel calorific value	52.6	GJ/tonne
		Fuel oxygen demand	3.95	
	B1	Fuel molecular weight	19.5	kg/kmol
		Fuel calorific value	52.6	GJ/tonne
		Fuel oxygen demand	3.95	
FeedSteam	B3	Steam/water pressure	1.0	bar

## Model Input Summary (continued)

[Next](#) [Previous](#) [Table of Contents](#) Page 4

Process Type	Model	Variable	Value	Unit
FeedSteam	B3	Steam/water temperature	25.0	C

**Headers****Block: B11 Hierarchy: Flowsheet Type: SteamHeader**

Variable	Value	Unit
Total inlet mass flow of steam	90.0	tonne/hr
From B10	90.0	tonne/hr
Total outlet mass flow of steam	90.0	tonne/hr
To B14	54.0	tonne/hr
To B12	24.0	tonne/hr
To B13	12.0	tonne/hr
Blowdown steam flow	0.0	tonne/hr
Blowdown water flow	0.0	tonne/hr
Imbalance flow	0.0	tonne/hr
Mixed inlet temperature	400.0	C
Mixed inlet pressure	46.0	bar
Mixed inlet vapour fraction	1.0	kmol/kmol
Nominal header temperature	400.0	C
Nominal header pressure	46.0	bar
Nominal vapor fraction	1.0	kmol/kmol
Heat loss	0.0	GJ/hr

**Block: B7 Hierarchy: Flowsheet Type: PowerHeader**

Variable	Value	Unit
Total inlet power	40.1612	MW
From B6	5.9504	MW
From B12	1.04641	MW
From B13	1.18835	MW
From B5	31.976	MW
Total outlet power	40.1612	MW
To B9	40.0	MW
To B8	0.161188	MW
Imbalance power	0.0	MW

**Steam-Water Supplies****Block: B3 Hierarchy: Flowsheet Type: FeedSteam**

Variable	Value	Unit
Steam/water pressure	1.0	bar
Steam/water temperature	25.0	C
Steam/water vapour fraction	0.0	kmol/kmol
Steam/water mass flow	90.0	tonne/hr

## Fuel Supplies

[Next](#) [Previous](#) [Table of Contents](#) Page 7

Block: AB1 Hierarchy: Flowsheet Type: FeedFuel

Variable	Value	Unit
Fuel heat flow	222.141	GJ/hr
Fuel mass flow	4.46686	tonne/hr
Fuel molar flow	263.987	kmol/hr

Block: B1 Hierarchy: Flowsheet Type: FeedFuel

Variable	Value	Unit
Fuel heat flow	86.504	GJ/hr
Fuel mass flow	1.73944	tonne/hr
Fuel molar flow	102.8	kmol/hr

## Power Supplies

[Next](#) [Previous](#) [Table of Contents](#) Page 8

Block: B5 Hierarchy: Flowsheet Type: FeedPower

Variable	Value	Unit
Power	31.976	MW

## Air Supplies

[Next](#) [Previous](#) [Table of Contents](#) Page 9

Block: B2 Hierarchy: Flowsheet Type: FeedAir

Variable	Value	Unit
Air temperature	25.0	C
Air mass flow	106.814	tonne/hr
Air volumetric flow	87195.2	m3/hr

**Steam-Water Demands**[Next](#) [Previous](#) [Table of Contents](#) Page 10**Block: B14 Hierarchy: Flowsheet Type: DemandSteam**

Variable	Value	Unit
Steam pressure	46.0	bar
Steam temperature	400.0	C
Steam vapor fraction	1.0	kmol/kmol
Steam flow	54.0	tonne/hr

**Block: B15 Hierarchy: Flowsheet Type: DemandSteam**

Variable	Value	Unit
Steam pressure	21.0	bar
Steam temperature	311.121	C
Steam vapor fraction	1.0	kmol/kmol
Steam flow	24.0	tonne/hr

**Block: B16 Hierarchy: Flowsheet Type: DemandSteam**

Variable	Value	Unit
Steam pressure	6.0	bar
Steam temperature	198.42	C
Steam vapor fraction	1.0	kmol/kmol
Steam flow	12.0	tonne/hr

**Power Demands**[Next](#) [Previous](#) [Table of Contents](#) Page 11**Block: B9 Hierarchy: Flowsheet Type: DemandPower**

Variable	Value	Unit
Power	40.0	MW

## Boilers-Burners

[Next](#) [Previous](#) [Table of Contents](#) Page 12

Block: B10 Hierarchy: Flowsheet Type: HRSG

Variable	Value	Unit
Operational status	InService	
Steam generation rate	90.0	tonne/hr
Blowdown mass flowrate	0.0	tonne/hr
Feed water flowrate	90.0	tonne/hr
Feed water temperature	25.5493	C
Air mass flow	108.554	tonne/hr
Inlet air temperature	542.752	C
Total fuel enthalpy flow	222.141	GJ/hr
Total fuel mass flow	4.46686	tonne/hr
Total fuel mole flow	263.987	kmol/hr
Outlet steam pressure	46.0	bar
Outlet steam temperature	400.0	C
Absorbed duty	278.233	GJ/hr
HRSG efficiency	99.9599	%
Fluegas O2 conc.	0.0	kg/kg
Fluegas temperature	25.0	C

## Steam Turbines

[Next](#) [Previous](#) [Table of Contents](#) Page 13

Block: B12 Hierarchy: Flowsheet Type: Stm\_Turb

Variable	Value	Unit
Steam flow	24.0	tonne/hr
Power	1.04641	MW
Inlet steam temperature	400.0	C
Inlet steam pressure	46.0	bar
Outlet steam pressure	21.0	bar
Outlet steam temperature	311.121	C
Efficiency	75.0	%
Performance factor	1.0	

Block: B13 Hierarchy: Flowsheet Type: Stm\_Turb

Variable	Value	Unit
Steam flow	12.0	tonne/hr
Power	1.18835	MW
Inlet steam temperature	400.0	C
Inlet steam pressure	46.0	bar
Outlet steam pressure	6.0	bar
Outlet steam temperature	198.42	C
Efficiency	75.0	%
Performance factor	1.0	

**Gas Turbines**[Next Previous Table of Contents](#) Page 14**Block: B6 Hierarchy: Flowsheet Type: GasTurbine**

Variable	Value	Unit
Operational status	InService	
Generated power	5.9504	MW
Power augmentation from steam injection	0.0	MW
Steam flow	0.0	tonne/hr
Inlet air temperature	25.0	C
Inlet air temperature correction for power output	1.0	
Inlet air humidity correction for power output	1.0	
Performance correction factor (multiplier)	1.0	
Fuel heat flow	86.504	GJ/hr
Fuel mass flow	1.73944	tonne/hr
Fuel mole flow	102.8	kmol/hr
Fuel molecular weight	16.9207	kg/kmol
Fuel calorific value	49.7308	GJ/tonne
Oxygen demand	3.95844	
Exhaust air flow (corrected)	108.554	tonne/hr
Exhaust air temperature	542.752	C
Exhaust air O2 conc	0.162885	kg/kg

**Pumps**[Previous Table of Contents](#) Page 15**Block: B8 Hierarchy: Flowsheet Type: Pump**

Variable	Value	Unit
Total inlet power (calculated)	0.161188	MW
Efficiency	70.0	%
Total inlet water mass flow	90.0	tonne/hr
Mixed inlet water pressure	1.0	bar
Mixed inlet water temperature	25.0	C
Outlet water mass flow	90.0	tonne/hr
Outlet water pressure	46.0	bar
Outlet water temperature	25.5493	C
Outlet water vapour fraction	0.0	kmol/kmol