

Integration of Electric Boilers in an Utility System with Cogeneration: Sines Refinery Case Study

André Guilherme Cruz Figueiredo

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em

Engenharia Química

Orientadores:

Prof. Pedro Miguel Gil de Castro

Eng. Bruno dos Santos Lopes

Júri

Presidente: Prof. Maria Joana Castelo-Branco de Assis Teixeira Neiva Correia

Orientador: Prof. Pedro Miguel Gil de Castro

Vogal: Dr. Ricardo Manuel Pinto de Lima

Novembro 2021

Agradecimentos

Aos meus orientadores, Prof. Dr. Pedro Castro pelo apoio, disponibilidade e, em especial, por ter aceite orientar este projeto mesmo não tendo sido o orientador primeiramente designado, e Eng. Bruno Lopes pela partilha de conhecimento que tornou possível a realização do projeto.

Aos meus pais, Carlos e Cristina e à minha irmã, Rita pelo apoio e amor incondicional durante todo este percurso, por me fazerem sentir que nunca estive neste desafio sozinho e por toda a força e motivação para cumprir o objetivo. Sem vocês, não teria conseguido chegar aqui!

A todos os meus familiares e, em especial, ao meu avô José, que infelizmente não está presente para me acompanhar nesta conquista.

À Patrícia, por ter estado comigo nos bons e nos maus momentos, e por ser o principal suporte da minha vida. Amo-te! E prometo que já não me vais voltar a ver a dar murros na mesa por um qualquer projeto da faculdade.

A todos os meus amigos, por terem tornado o Técnico num sítio mais acolhedor e por terem vivido comigo esta experiência. Se fosse com vocês, eu fazia ISTo outra vez. Ficarão para sempre no meu coração!

Um muito obrigado a todos!

Resumo

O aumento no consumo de energia primária nos últimos anos, principalmente energia fóssil nos países emergentes, colocou as questões ambientais no centro da discussão. A introdução do Acordo de Paris e o aumento das taxas de carbono, exigem a introdução de opções de flexibilidade nas unidades de produção combinada de vapor e eletricidade. Neste trabalho, pretendeu-se identificar e sugerir opções de flexibilidade aplicáveis à unidade de cogeração da refinaria de Sines.

Desenvolveu-se um modelo de simulação do sistema de cogeração da refinaria, com recurso ao *software Aspen*, que foi validado com recurso a dados de operação reais. Seguidamente, foram identificadas alternativas de flexibilidade, através da regulação da alimentação de gás natural, tendo-se simulado também a possibilidade de eliminar o sistema de pós-combustão das caldeiras de recuperação, levando a uma redução das emissões de CO₂. Neste âmbito, foi avaliada a introdução de caldeiras elétricas (centralizadas de alta pressão a 83barg ou descentralizadas de média/baixa pressão a 3,5 e 24barg), com o objetivo de compensar as necessidades de vapor da refinaria. Em todas as simulações, uma menor queima de gás natural resultou num aumento das importações de eletricidade.

Nesse sentido, foi estudada a viabilidade económica dos casos de estudo, tendo-se obtido os preços de eletricidade limite para os quais é possível obter lucro, nas diversas opções de flexibilidade identificadas. Os preços obtidos centram-se entre 25€ e 42€ por MWh. Finalmente, foi modelada a integração de energia solar e eólica de forma a minimizar as importações de eletricidade, maximizando a rentabilidade económica.

Palavras-Chave: Cogeração, Flexibilidade, Emissões de CO₂, Consumo de Gás Natural, Preços de Eletricidade

Abstract

The increase in primary energy consumption over the last few years, mainly fossil energy in emerging countries, has put environmental issues at the center of the discussion. The introduction of the Paris Agreement and the rise in carbon taxes, requires the introduction of flexibility options in combined production units of steam and electricity. In this work, was pretended to identify and suggest flexibility options for the cogeneration system of the Sines refinery.

A simulation model was developed using the Aspen Plus software and validated with real operational data. Next, flexibility alternatives were identified aiming to reduce CO₂ emissions, through the regulation of the natural gas supply and the elimination of the post-combustion system of the recovery boilers. In this framework, the introduction of electric boilers to compensate for the refinery's steam needs was evaluated (centralized high-pressure boilers at 83barg or decentralized medium/low pressure boilers at 3.5 and 24barg). In all simulations, the consequence of lower natural gas flaring was increased electricity imports.

For such flexibility options, was studied the economic feasibility and calculated the threshold electricity prices (below which profit is possible). The prices ranged between 25€ and 42€ per MWh. Finally, the integration of solar and wind energy to minimize electricity imports and maximize economic profitability was considered.

Key Words: Cogeneration, Flexibility, CO₂ Emissions, Natural Gas Consumption, Electricity Prices

Conteúdo

1.	Introdução	1
1.1	Enquadramento da Dissertação	1
1.2	Estrutura da Dissertação	2
2.	Estado da Arte	3
2.1	Contextualização Energética	3
2.2	Unidade de Cogeração de Ciclo Combinado	7
2.2.1	Ciclo de Gás – Ciclo de <i>Brayton</i>	8
2.2.2	Ciclo do Vapor – Ciclo de <i>Rankine</i>	9
2.3	Flexibilidade da Unidade de Cogeração	11
2.3.1	Configurações do Ciclo de <i>Brayton</i>	12
2.3.2	Configurações do Ciclo de <i>Rankine</i>	13
2.3.3	Flexibilidade Operacional e de Produto	15
2.3.3.1	Caldeiras Elétricas	17
2.3.3.2	Energia Solar e Eólica	20
2.4	Modelos de Otimização	24
3.	Enquadramento da Refinaria da Galp	26
3.1	Introdução da Refinaria	26
3.2	Fábrica de Utilidades.....	27
4.	Desenvolvimento do modelo <i>Aspen</i>	28
4.1	Turbinas a Gás (GT)	28
4.2	Caldeiras de Recuperação (BR)	32
4.3	Turbogeradores – Turbinas de Vapor (TG)	36
4.4	Válvulas Redutoras (REDT).....	40
4.5	Turbobombas (CE-P)	41
5.	Estudo da Flexibilidade da Unidade de Cogeração da Refinaria	43
5.1	Flexibilidade nas Caldeiras de Recuperação	44
5.1.1	Explicação do Procedimento (Simulação 1 e 2)	44
5.1.1.1	Simulação do Caso Real	45

5.1.1.2 Simulação 1 – Caldeira Elétrica de 83barg	46
5.1.1.3 Simulação 2 – Caldeiras Elétricas de 24 e 3,5barg	49
5.1.1.4 Análise de Rentabilidade (Simulação 1 e Simulação 2)	52
5.1.1.5 Conclusões	58
5.2 Flexibilidade nas Turbinas a Gás	60
5.2.1 Explicação do Procedimento (Simulação 3)	60
5.2.1.1 Análise de Rentabilidade (4 de junho às 08h)	64
5.2.1.2 Simulação 3 – Restantes caudais de vapor	66
6. Introdução de Energia Solar e Eólica	71
6.1 Energia Eólica	71
6.2 Energia Solar	73
6.3. Integração de Energias Renováveis em Sines	74
7. Conclusões e Trabalho Futuro	78

Lista de Figuras

Figura 1 - Evolução do consumo de energia primária Renovável, Fóssil e Total no Mundo [1].	3
Figura 2 - Evolução do consumo de energia primária Renovável, Fóssil e Total na União Europeia [1].	4
Figura 3 - Evolução do consumo de energia primária Renovável, Fóssil e Total em Portugal [12].	5
Figura 4 - Evolução das emissões de gases com efeito de estufa, em Portugal [12].	5
Figura 5 - Evolução do preço da tonelada de CO ₂ na União Europeia e em Portugal.	6
Figura 6 - Comparação dos preços intradiários da eletricidade no mercado ibérico, no dia 20 de outubro, em 2019 e 2021.	7
Figura 7 - Representação gráfica de uma unidade de ciclo combinado – Ciclo de <i>Brayton</i> (a sombreado) e Ciclo de <i>Rankine</i> .	7
Figura 8 - Imagem esquemática de uma turbina a gás [19].	8
Figura 9 - Diagramas p-v (à esquerda) e T-s (à direita) do ciclo ideal de <i>Brayton</i> .	9
Figura 10 - Esquema representativo de uma central termoelétrica.	9
Figura 11 - Diagrama T-s do ciclo de <i>Carnot</i> .	10
Figura 12 - Diagrama T-s do ciclo de <i>Rankine</i> .	10
Figura 13 - Irreversibilidade prática do ciclo de <i>Rankine</i> .	11
Figura 14 - Ciclo de <i>Rankine</i> com reaquecimento intermédio da corrente de vapor.	14
Figura 15 - Produção de eletricidade de cada tecnologia em cada cenário [5].	17
Figura 16 - Esquema representativo de uma caldeira elétrica.	19
Figura 17 - Sistema solar fotovoltaico.	22
Figura 18 - Típica variação produção de energia elétrica de uma turbina eólica com a velocidade do vento.	22
Figura 19 - Componentes de uma turbina eólica.	23
Figura 20 - Representação de uma turbina a gás.	29
Figura 21 - Modelização da turbina a gás no <i>Aspen</i> .	29
Figura 22 - Modelização da caldeira de recuperação no <i>Aspen</i> .	32
Figura 23 - Modelização dos turbogeradores, em <i>Aspen</i> .	37
Figura 24 - Modelização das válvulas redutoras no <i>Aspen</i> .	41
Figura 25 - Modelização, no <i>Aspen</i> , da turbina associada às turbobombas.	42
Figura 26 - Diagrama representativo do funcionamento da unidade de cogeração no dia 1 de janeiro às 00h.	46
Figura 27 - Funcionamento da unidade de cogeração com a introdução de uma caldeira elétrica de 83barg (Simulação 1.1).	47
Figura 28 - Funcionamento da unidade de cogeração com a introdução de uma caldeira elétrica de 83barg (Simulação 1.2).	47
Figura 29 - Funcionamento da unidade de cogeração com a introdução de caldeiras elétricas de 24 e 3,5barg (Simulação 2.1).	50
Figura 30 - Funcionamento da unidade de cogeração com a introdução de caldeiras elétricas de 24 e 3,5barg (Simulação 2.2).	50

Figura 31 - Variação do preço limite da eletricidade em função do preço da tonelada de CO ₂	56
Figura 32 - Variação do preço limite da eletricidade em função do preço da tonelada de gás natural.	56
Figura 33 - Funcionamento normal da unidade de cogeração no dia 8 de maio às 07h.	59
Figura 34 - Funcionamento da unidade de cogeração com caldeiras elétricas de 3,5barg e 24barg no dia 8 de maio às 07h (Simulação 2.1).	60
Figura 35 - Funcionamento normal da unidade de cogeração no dia 4 de junho às 08h.	61
Figura 36 - Funcionamento da unidade de cogeração no dia 4 de junho às 08h com GT1 a 80% e sem TG (Simulação 3.1).	62
Figura 37 - Funcionamento da unidade de cogeração no dia 4 de junho às 08h sem SF na BR1 e sem TG – Mínimo GT1 (Simulação 3.2).	62
Figura 38 - Funcionamento da unidade de cogeração no dia 4 de junho às 08h com SF na BR1 e sem TG – Mínimo GT1 (Simulação 3.3).	63
Figura 39 - Perfil da velocidade do vento segundo a teoria da camada limite.	71
Figura 40 - Potência unitária (p.u) em função da velocidade do vento (m/s) de várias turbinas eólicas.	72
Figura 41 - Relação entre a eficiência do painel fotovoltaico e a temperatura da célula.	73
Figura 42 - Variação da produção total de energia e dos subsistemas solar e eólico para a 1ª semana de janeiro.	75
Figura 43 - Variação da produção total de energia e dos subsistemas solar e eólico para a 1ª semana de abril.	75
Figura 44 - Variação da produção total de energia e dos subsistemas solar e eólico para a 1ª semana de julho.	75
Figura 45 - Variação da produção total de energia e dos subsistemas solar e eólico para a 1ª semana de outubro.	76
Figura 46 - Representação esquemática da posição das turbinas eólicas.	76
Figura 47 - Alterações ao modelo da caldeira de recuperação devido à incorporação de uma caldeira elétrica de 83barg.	86
Figura 48 - Alterações ao modelo <i>Aspen</i> devido à incorporação de caldeiras elétricas de 24 e 3,5barg.	86
Figura 49 - Funcionamento normal da unidade de cogeração para o dia 22 de novembro às 12h.	88

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Características e capacidade das caldeiras elétricas da marca <i>PARAT</i>	20
Tabela 2 – Valores das eficiências do compressor e da turbina (GT).....	30
Tabela 3 - Comparação entre os valores reais e os valores obtidos no <i>Aspen</i> para o dia 1 de janeiro às 00h (GT).	30
Tabela 4 - Comparação entre os valores reais e os valores obtidos no <i>Aspen</i> para as restantes datas/horas simuladas (GT).....	31
Tabela 5 - <i>Outputs</i> conhecidos e não conhecidos da modelização da turbina a gás, em <i>Aspen</i>	31
Tabela 6 - Coeficiente global de transferência de calor de cada permutador.	35
Tabela 7 - Temperatura (em °C) da corrente de água à saída do economizador para os quatro caudais de vapor descritos na folha de especificação do equipamento.	36
Tabela 8 - Valores das eficiências para ambos os estágios TG3 e TG4.....	38
Tabela 9 - Comparação entre os valores obtidos e os valores reais da refinaria para a TG3 e TG4.	38
Tabela 10 - Valores das eficiências para ambos os estágios da TG5.....	38
Tabela 11 - Comparação entre os valores obtidos e os valores reais da refinaria para a TG5.	39
Tabela 12 - <i>Outputs</i> conhecidos e não conhecidos da modelização dos turbogeradores, em <i>Aspen</i>	40
Tabela 13 - Valor da eficiência utilizada para a turbina associada às turbobombas.	42
Tabela 14 - Condições do vapor produzido nas caldeiras de recuperação BR1 e BR2 e na caldeira BF4.	45
Tabela 15 - Energia elétrica produzida pelos turbogeradores TG3, TG4 e TG5.	45
Tabela 16 - Especificações das correntes de vapor de 24 bar e 3,5 bar.....	45
Tabela 17 - Eletricidade necessária/importada e consumo de gás natural para 1 de janeiro às 00h (Simulação 1).	48
Tabela 18 - Eletricidade necessária/importada e consumo de gás natural para as restantes datas/horas (Simulação 1.1).....	48
Tabela 19 - Eletricidade necessária/importada e consumo de gás natural para as restantes datas/horas (Simulação 1.2).....	48
Tabela 20 - Eletricidade necessária/importada e consumo de gás natural para 1 de janeiro às 00h (Simulação 2).	51
Tabela 21 - Eletricidade necessária/importada e consumo de gás natural para as restantes datas/horas (Simulação 2.1).....	51
Tabela 22 - Eletricidade necessária/importada e consumo de gás natural para as restantes datas/horas (Simulação 2.2).....	52
Tabela 23 - Eletricidade necessária/importada, consumo de gás natural e emissões de CO ₂ para o dia 1 de janeiro às 00h (Simulação 1).	53
Tabela 24- Eletricidade necessária/importada, consumo de gás natural e emissões de CO ₂ para o dia 1 de janeiro às 00h (Simulação 2).	54

Tabela 25 - Eletricidade necessária/importada, consumo de gás natural e emissões de CO ₂ para as restantes datas/horas simuladas e respetivo preço limite da eletricidade (Simulação 1).	55
Tabela 26 - Eletricidade necessária/importada, consumo de gás natural e emissões de CO ₂ para as restantes datas/horas simuladas e respetivo preço limite da eletricidade (Simulação 2).	55
Tabela 27 - Lucro obtido para cada simulação em função do preço da eletricidade (Simulação 1 e Simulação 2).	57
Tabela 28 - Condições do vapor produzido nas caldeiras de recuperação BR1 e BR2 e caldeira BF4 no dia 4 de junho às 08h.....	60
Tabela 29 - Eletricidade necessária/importada e consumo de gás natural para 4 de junho às 08h (Simulação 3).	63
Tabela 30 - Preço limite da eletricidade para 4 de junho às 08h (Simulação 3).	64
Tabela 31 - Lucro obtido para cada simulação em função do preço da eletricidade (4 de junho às 08h).....	65
Tabela 32 - Resultados das simulações para os restantes caudais de vapor produzidos (Simulação 3).....	66
Tabela 33 - Preço limite da eletricidade para as restantes simulações (Simulação 3).....	67
Tabela 34 - Lucro obtido para cada simulação em função do preço da eletricidade (Simulação 3).	68
Tabela 35 - Eletricidade necessária/importada, consumo de gás natural e emissões de CO ₂ para 22 de novembro às 12h (Simulação 3).....	69
Tabela 36 - Preço limite da eletricidade para o caso de 22 de novembro às 12h (Simulação 3).	69
Tabela 37 - Lucro obtido para o caso de 22 de novembro às 12h em função do preço da eletricidade (Simulação 3).	69
Tabela 38 - Características dos painéis solares e turbinas eólicas.....	74
Tabela 39 - Área ocupada e investimento capital estimado para cada subsistema.	77
Tabela 40 - Composição do gás natural.	85
Tabela 41 - <i>Inputs</i> para o dia 1 de janeiro às 00h.	85
Tabela 42 - Área de transferência de calor de cada permutador de calor.....	85
Tabela 43 - Emissões de CO ₂ com e sem sistema de pós-combustão para todas as datas/horas simuladas.	87
Tabela 44 -Emissões de CO ₂ obtidas para todas as simulações (Simulação 3).....	87
Tabela 45 -Valores dos coeficientes do modelo da turbina eólica.	89

1. Introdução

1.1 Enquadramento da Dissertação

O consumo de energia primária tem vindo a aumentar de forma considerável ao longo dos últimos anos, de pouco mais de 9500 Mtep (milhões de toneladas equivalentes de petróleo) em 1998 para cerca de 14000 em 2018 [1]. Esta situação deve-se em parte ao aumento do consumo de energia primária fóssil em países emergentes, que veem nela uma opção barata de melhorar a qualidade de vida das suas populações, sendo que se perspetiva que os combustíveis fósseis continuem a representar a produção de cerca de 60% da energia consumida, a nível mundial, nas próximas duas décadas [2]. Com o incremento do consumo de energia primária, surge um natural aumento das emissões de gases com efeito de estufa, fundamentalmente de dióxido de carbono, sendo, atualmente, um assunto de máxima importância a nível global, representada pela entrada em vigor do Acordo de Paris, que se centra em unir esforços para impedir um aumento médio da temperatura global abaixo dos 2°C no final do presente século face aos níveis pré-industriais.

Em virtude das metas estabelecidas no Acordo de Paris e com objetivo de enveredar pelo caminho da transição energética, é expectável que haja um aumento do preço por tonelada de CO₂ que é emitida, com o objetivo de fomentar uma maior integração de energias renováveis [3]. Nesse âmbito e sabendo que a unidade de cogeração da refinaria da Galp, em Sines, é responsável pela emissão de cerca de 500 mil toneladas de CO₂ anualmente, é urgente encontrar e aplicar opções de flexibilidade operacional que permitam garantir o fornecimento de energia elétrica e calor (sob a forma de vapor), com a maior eficiência económica e ambiental. [4]

A presente dissertação identifica e sugere opções de flexibilidade aplicáveis à unidade de cogeração da refinaria, discutindo a viabilidade económica de tais opções. Nesse âmbito, a partir dos dados operacionais e das folhas de especificação dos equipamentos, foi desenvolvido no *software Aspen*, um modelo representativo da unidade de cogeração. A validação do modelo foi feita através do ajuste dos resultados da simulação (principalmente produção de energia elétrica e de vapor) às medições do sistema de controlo da refinaria. Com o modelo, será possível identificar e sugerir, opções de flexibilidade operacional (através da regulação dos caudais de gás natural alimentados aos equipamentos da unidade) e de flexibilidade de produto (através de um *bypass* aos turbogeradores, permitindo a integração de tecnologias *power-to-heat*, como caldeiras elétricas [5], e integração de energias renováveis no sistema, como solar e eólica [6]). A rentabilidade económica das várias opções é feita com base em preços correntes de CO₂ e gás natural.

Desta forma, a presente dissertação pretende contribuir para uma nova estratégia operacional da refinaria, que resulte numa descarbonização sem prejuízo da eficiência económica.

1.2 Estrutura da Dissertação

A estrutura da presente dissertação foi efetuada com base nos objetivos anteriormente descritos e será dividida nos seguintes pontos:

- No capítulo 1 será feito um enquadramento do problema, motivações e objetivos;
- No capítulo 2 efetua-se uma revisão bibliográfica, começando por uma contextualização da realidade energética no Mundo, na Europa e, mais em detalhe, em Portugal. Seguir-se-á, uma descrição dos conceitos fundamentais relacionados com uma unidade de cogeração. Por fim, serão abordados temas como flexibilidade, integração de energias renováveis e tecnologias de *power-to-heat* terminando-se com uma breve discussão sobre modelos de otimização;
- No capítulo 3 apresentar-se-á, de forma breve, a refinaria da Galp, em Sines, com especial foco na fábrica de utilidades;
- No capítulo 4 será abordado todo o processo de desenvolvimento do modelo, em *Aspen*;
- No capítulo 5 serão apresentados alguns casos de estudo e respetivas simulações de forma a estudar a flexibilidade da unidade de cogeração;
- No capítulo 6 será efetuado um estudo sobre a integração de energia solar e eólica em Sines;
- No capítulo 7 serão discutidas as conclusões da presente dissertação, sendo também abordados alguns temas e ideias para trabalho futuro.

Por fim, será apresentada uma lista com todas as referências bibliográficas utilizadas na realização da presente dissertação.

2. Estado da Arte

Este capítulo é constituído primeiramente, por uma contextualização da realidade energética no Mundo, na Europa e, mais em detalhe, em Portugal. Seguir-se-á uma revisão bibliográfica dos conceitos, modelos e tecnologias aplicados ao presente tema de estudo.

2.1 Contextualização Energética

Os combustíveis fósseis são a maior fonte de energia para a produção de eletricidade a nível mundial. Esta situação deve-se ao facto de estarem associados a relativamente baixos custos de investimento, à sua abundância e à fácil capacidade de transporte e armazenamento. Por estas razões, a sua utilização foi largamente encorajada, sendo que é, ainda atualmente, uma fonte de energia bastante utilizada em países emergentes, com o objetivo de melhorar a qualidade de vida das suas populações. Para além do mais, é expectável que os combustíveis fósseis continuem a ser a principal fonte de energia primária do planeta, perspetivando-se que atendam a cerca de 60% das necessidades energéticas das próximas duas décadas [2]. Define-se por energia primária toda a energia que pode ser utilizada diretamente ou que vai ser sujeita a transformação, estando na forma em que é contabilizada pela primeira vez num balanço energético [7].

Na Figura 1 é possível comprovar que o consumo de energia primária, a nível mundial, tem vindo a aumentar consideravelmente ao longo dos anos sendo que a percentagem de energia produzida por combustíveis fósseis subiu, ainda que residualmente, de 80,2% em 1998, para 81,2% em 2018 [1]. Nesse sentido, é, até um pouco arrojado prever que este valor diminua para 60% nas próximas duas décadas.

O valor do consumo de energia primária é dado pela seguinte equação:

$$\text{Consumo} = (\text{Produção} + \text{Importação}) - \text{Exportação} \quad (1)$$

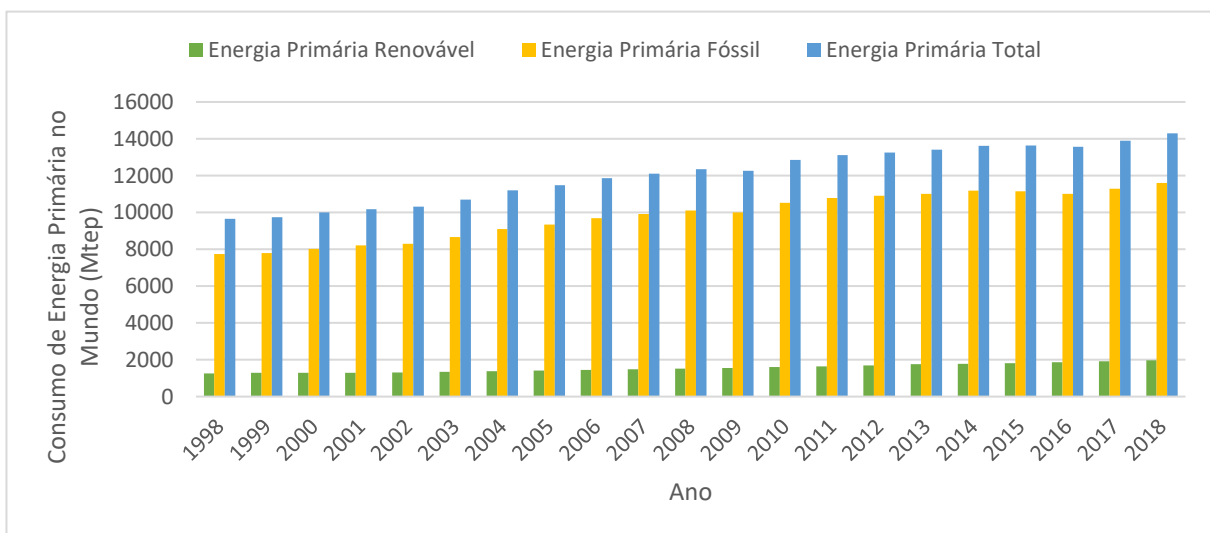


Figura 1 - Evolução do consumo de energia primária Renovável, Fóssil e Total no Mundo [1].

Por outro lado, como é possível verificar na Figura 2, no caso da União Europeia, a situação é, notavelmente, diferente. O uso de combustíveis fósseis como fonte de energia primária desceu de 80,6% em 1998, para 72,7% em 2018. O consumo de energia primária tem vindo a decrescer desde 2006, tendo tido o seu

valor máximo de 1912 Mtep precisamente nesse ano, estabilizando num valor próximo de 1700 Mtep desde 2014.

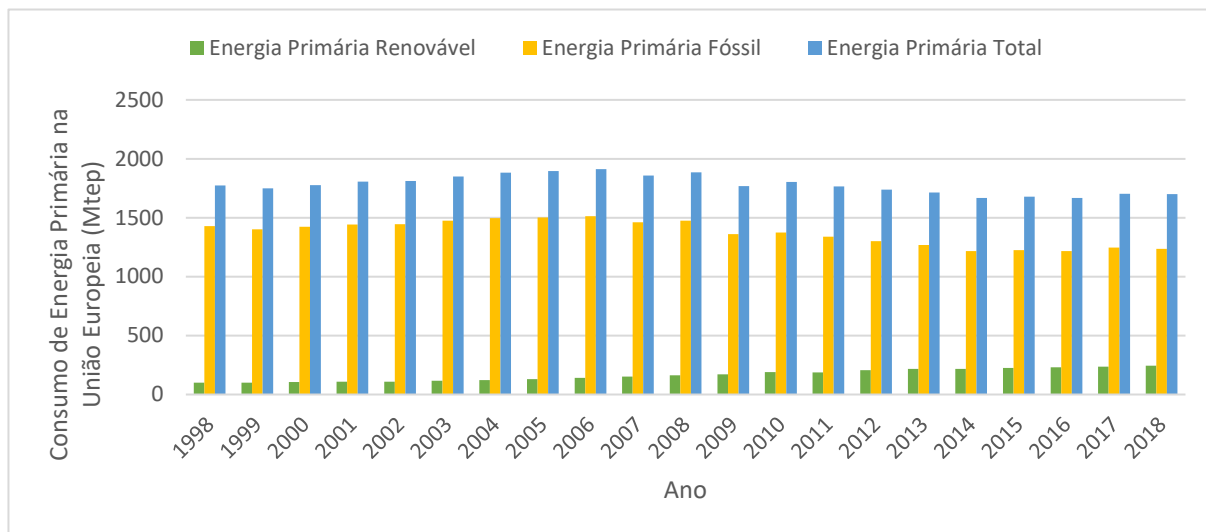


Figura 2 - Evolução do consumo de energia primária Renovável, Fóssil e Total na União Europeia [1].

Ao compararmos as figuras 1 e 2, percebemos que, apesar da diminuição do uso de combustíveis fósseis verificado na União Europeia (Figura 2), tal padrão não é acompanhado pelo Mundo (Figura 1). Contudo, para além da justificação de que os combustíveis fósseis, devido aos baixos custos de investimento a que estão associados, são o principal combustível do desenvolvimento de países de terceiro mundo, a realidade é que esta situação foi também causada pelo anterior acordo ambiental, o Protocolo de Kyoto. Isto porque, no 12º artigo do Protocolo de Kyoto, estava definido o *Clean Development Mechanism* (CDM). Este mecanismo, permitia que países com limitações nas emissões de gases com efeitos de estufa estivessem autorizados a transferir projetos para países que não tivessem tais limitações [8]. Apesar desta situação ter impulsionado o crescimento económico em países de terceiro mundo, sobretudo na China, e ter contribuído para a diminuição do uso de combustíveis fósseis na Europa, a realidade é que não contribuiu para a diminuição global do uso de combustíveis fósseis e, conseqüentemente, da emissão de gases com efeito de estufa [9,10].

Em relação a Portugal, é possível verificar pela Figura 3, que segue um pouco o padrão estabelecido pela União Europeia. Em 1998, apenas 15,6% do consumo de energia primária provinha de fontes renováveis, sendo que, em 2018, esse valor subiu de forma considerável para 26,8%, estando, ainda assim, um pouco abaixo da média da União Europeia. Portugal é um país fortemente dependente da energia hídrica, algo expectável tendo em conta a geografia do país. Contudo, sendo esta uma fonte de energia bastante instável, pode ter variações consideráveis anualmente [11], o que explica a intermitência no uso de energias renováveis desde 2016. Neste ano atingiu o valor máximo, 6,21 Mtep.

Devido às crescentes preocupações ambientais, as emissões de gases com efeito de estufa (GEE), têm sido um tema em debate nas principais conferências climáticas. Na Figura 4 é possível observar a evolução das emissões de gases com efeito de estufa em Portugal e, em particular, no setor energético. Pela análise da figura, é possível concluir que a maior consciencialização ambiental tem impulsionado a diminuição das emissões de

gases com efeito de estufa. Por outro lado, é extremamente interessante verificar que estas seguem a tendência do setor energético. As emissões do setor energético corresponderam a cerca de 70% das emissões totais.

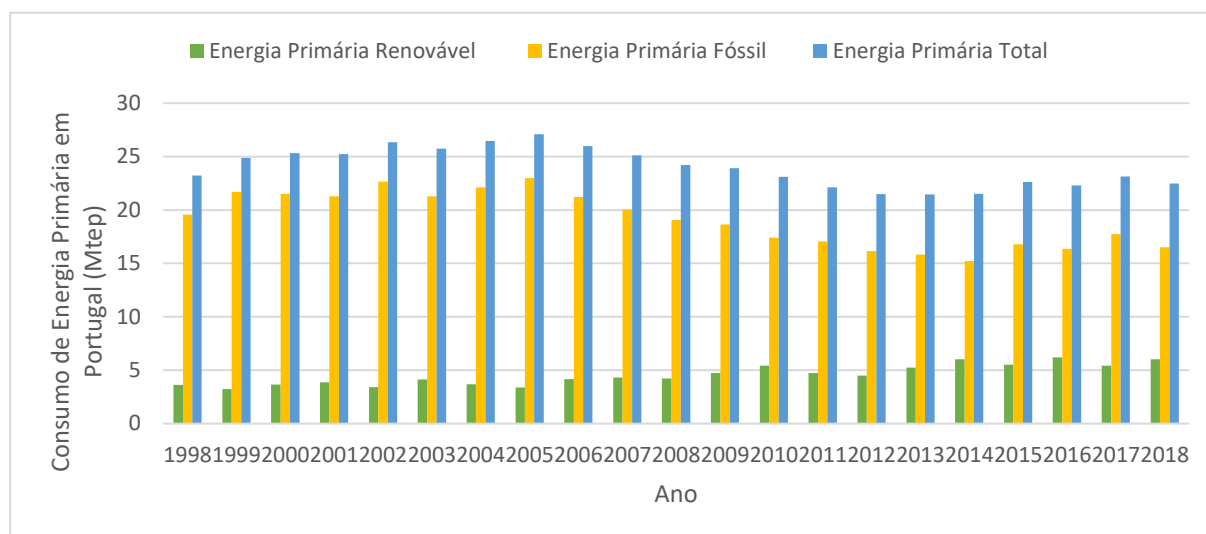


Figura 3 - Evolução do consumo de energia primária Renovável, Fóssil e Total em Portugal [12].

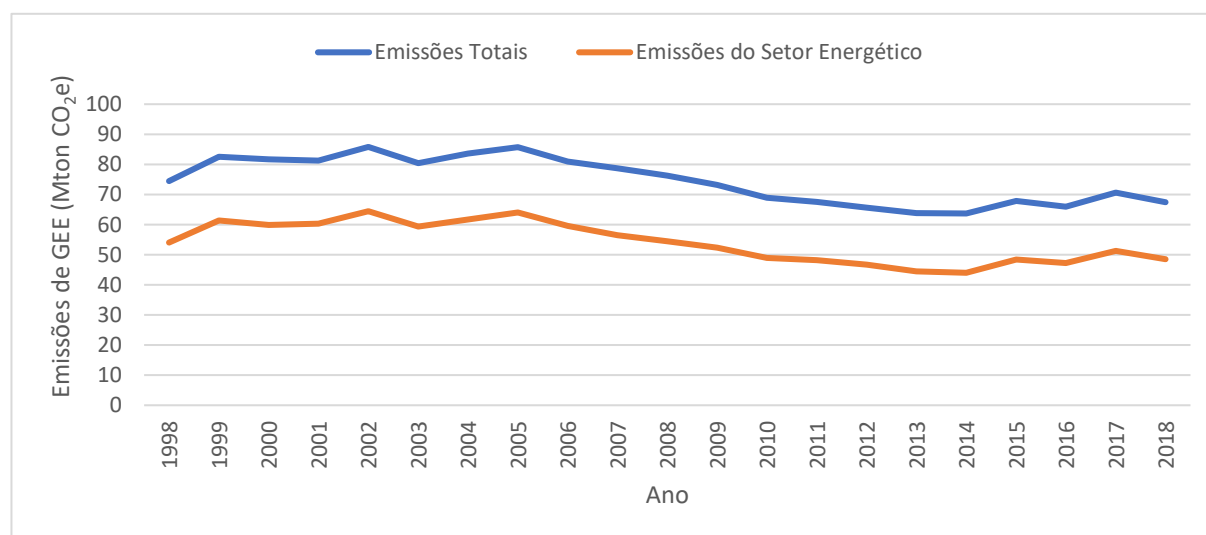


Figura 4 - Evolução das emissões de gases com efeito de estufa, em Portugal [12].

Para além da maior consciencialização ambiental, também o novo protocolo ambiental, o Acordo de Paris, tem impulsionado uma mudança de paradigma. Adotado em 2015, tem como principal objetivo limitar o aumento médio da temperatura global no final do presente século em 2°C face aos níveis pré-industriais, e manter esforços com vista a que este aumento não seja superior a 1,5°C. Nesse sentido, a União Europeia definiu, em 2014, que a meta para o ano de 2030, se centrava em diminuir as emissões de gases com efeito de estufa em, pelo menos 40% face aos níveis de 1990. Portugal foi um dos primeiros países a nível mundial a comprometer-se a assegurar a neutralidade das emissões até ao ano de 2050. Com esse objetivo, ficou estabelecido que, em 2030, Portugal reduziria as emissões entre 30% a 40% face a valores de 2005. Para esse efeito, foram tomadas várias medidas e diretrizes, sendo que as que mais se relacionam com a presente dissertação, são [13]:

- O fim a 100% da produção de eletricidade produzida através da queima do carvão até 2030;

- O fim a 100% da produção de eletricidade através da queima do gás natural, sendo que a diminuição deverá ser começada até 2030, servindo apenas como complemento às energias renováveis, na qual se incluem os gases renováveis, como o hidrogénio.

Em virtude desta situação, é expectável que haja um aumento do preço por tonelada de CO₂ emitido, com o objetivo de acelerar o processo de transição energética, permitindo uma maior integração de energias renováveis [13,14]. Na Figura 5, é apresentada a evolução do preço da tonelada de CO₂, ao longo dos últimos anos, no caso da União Europeia e em Portugal. É notório um grande aumento no preço ao longo dos últimos anos, tendo a União Europeia atingido o valor recorde de 50 €/ton, no presente ano, havendo ainda a especulação de atingir valores muito próximos dos 100 €/ton ao longo dos próximos anos [3,15].

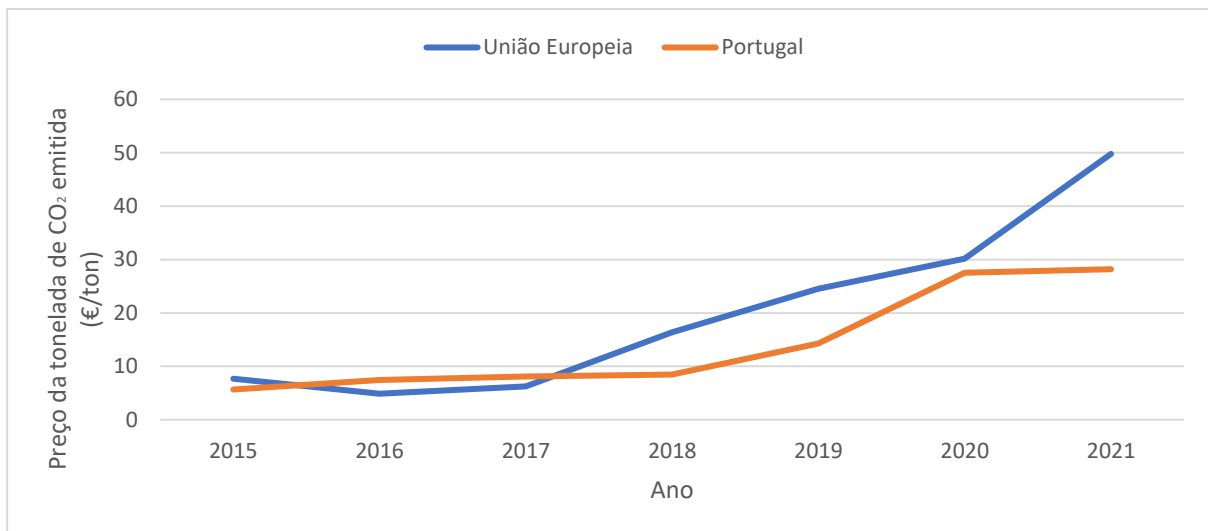


Figura 5 - Evolução do preço da tonelada de CO₂ na União Europeia e em Portugal.

Na mesma medida, as recentes políticas de incentivo à transição energética e maior integração de energias renováveis têm tido um impacto no preço da eletricidade que se tem verificado, por exemplo, no mercado ibérico da eletricidade (MIBEL). Na Figura 6, é apresentado um gráfico no qual é possível comparar a evolução do preço intradiário da eletricidade, para o mesmo dia do ano em 2019 e em 2021 [16].

O aumento entre 3 a 5 vezes dos preços da eletricidade, pode ser explicado pela conjugação de vários fatores, nos quais se incluem o aumento das taxas de carbono e a maior integração de fontes de energia intermitente (renováveis). Nesse sentido, aliado à crise pandémica que ainda hoje vivenciamos e ao aumento do preço de gás natural, os custos de produção de eletricidade, a partir de combustíveis fósseis (como o gás natural) têm aumentado, levando a um natural aumento dos preços da eletricidade [17].

Assim sendo, é possível perceber a importância da presente dissertação, com o propósito de contribuir para uma nova estratégia operacional da refinaria de Sines, que resulte numa descarbonização sem prejuízo da eficiência económica.

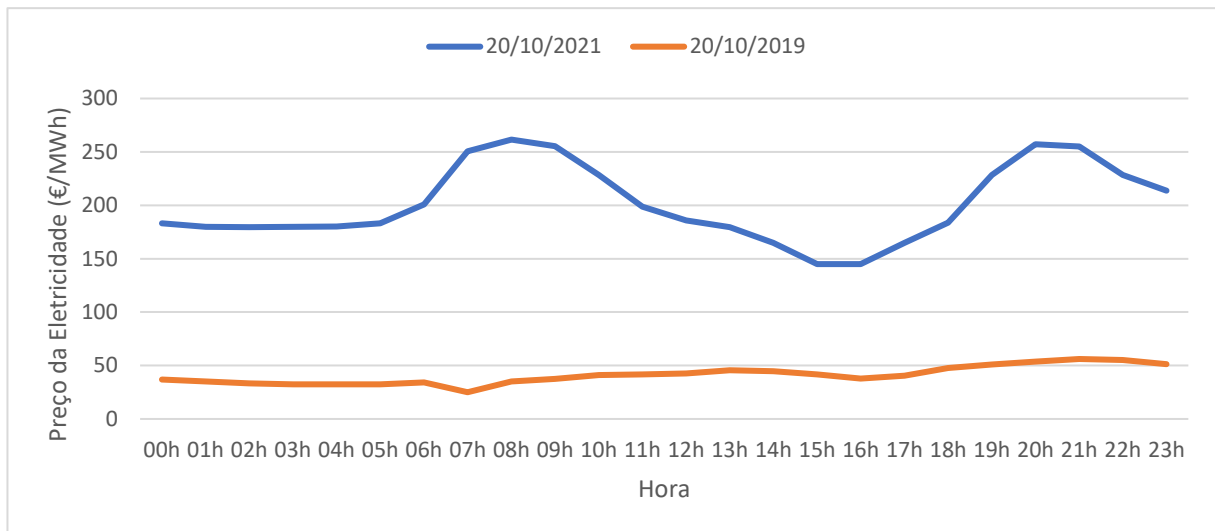


Figura 6 - Comparação dos preços intradiários da eletricidade no mercado ibérico, no dia 20 de outubro, em 2019 e 2021.

2.2 Unidade de Cogeração de Ciclo Combinado

Uma central de cogeração de ciclo combinado, utiliza a energia proveniente de um combustível (neste caso, gás natural) para gerar eletricidade através de turbinas a gás e turbinas de vapor. O vapor produzido pelas turbinas de vapor, pode ser utilizado, como fonte de calor para diversos fins industriais. As unidades de ciclo combinado têm este nome devido à efetiva combinação entre dois ciclos termodinâmicos, como se pode observar na Figura 7.

A principal característica de unidades de cogeração de ciclo combinado centra-se no aproveitamento da energia térmica presente nos gases de exaustão da turbina a gás (corrente 8, na Figura 7) para gerar vapor, sendo essa a sua principal vantagem face às anteriores unidades termoelétricas, que consistiam apenas no ciclo de vapor (ciclo de *Rankine*). Nesse sentido, e ao aproveitar a energia térmica presente nos gases de exaustão da turbina a gás, é possível, com a mesma quantidade de gás natural, maximizar a geração de eletricidade e de calor (sob a forma de vapor) da unidade, contribuindo assim, para a melhoria da eficiência do processo, transformando-o num processo mais limpo e mais económico [18].

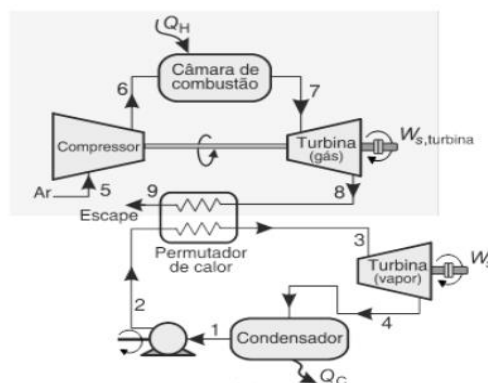


Figura 7 - Representação gráfica de uma unidade de ciclo combinado – Ciclo de *Brayton* (a sombreado) e Ciclo de *Rankine*.

2.2.1 Ciclo de Gás – Ciclo de *Brayton*

O ciclo de *Brayton* é efetuado com recurso a apenas um equipamento, uma turbina a gás. Este equipamento é responsável pela conversão da energia térmica contida no combustível, em energia mecânica. As turbinas a gás podem ser utilizadas como um equipamento independente, libertando para a atmosfera os gases de exaustão, ou, como visto na subsecção anterior, associadas a permutadores de calor de forma a aproveitar a energia térmica dos gases de combustão (que normalmente se encontram a temperaturas entre 450-600°C) de forma a produzir vapor [19]. O ciclo de *Brayton* é, normalmente, apresentado na forma de um ciclo aberto, como é possível verificar na Figura 8, uma vez que os gases de exaustão à saída da turbina não são realimentados ao início do processo.

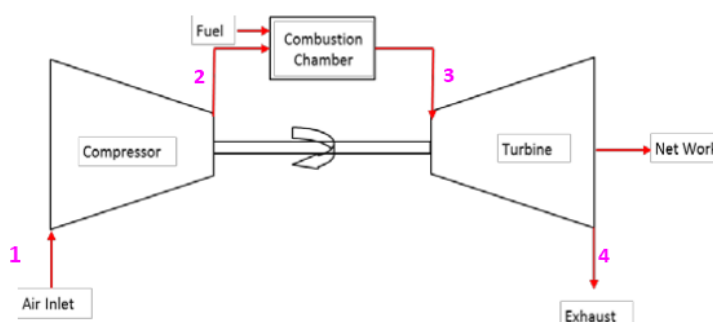


Figura 8 - Imagem esquemática de uma turbina a gás [19].

Uma turbina a gás, é composta por três equipamentos perfeitamente combinados em apenas um:

- **Compressor:** Equipamento responsável pela captura do ar atmosférico, sendo posteriormente comprimido e alimentado, a alta pressão, à câmara de combustão. Em condições normais, a temperatura do ar à saída do compressor estará entre 200-550°C. O compressor está conectado à turbina, sendo responsável por um consumo entre 50-60% da energia produzida pelo equipamento;
- **Câmara de Combustão:** Equipamento onde se dá a mistura do ar, a alta pressão, com o gás natural, ocorrendo reações de combustão. Em situações normais de operação, a razão entre ar e gás natural, será entre 45:1 e 130:1.
- **Turbina:** Equipamento onde ocorre a expansão dos gases de combustão transformando a energia térmica neles contida em energia mecânica.

No ciclo de *Brayton*, o ar é alimentado ao compressor da turbina, sendo comprimido a entropia constante e enviado para a câmara de combustão. Uma vez na câmara de combustão, o gás natural é adicionado e queimado a uma pressão constante (no caso da refinaria da Galp, a pressão é de cerca de 11bar). Os gases que se formam da queima do gás natural, e que se encontram a uma temperatura extremamente elevada (podendo atingir cerca de 1250°C), são transferidos para a turbina, sendo expandidos a uma entropia constante. Este processo de expansão produzirá energia mecânica através da rotação das lâminas da turbina. Por sua vez, a rotação das lâminas da turbina acionará o gerador a ela acoplado, produzindo energia elétrica. Finalmente, os gases de exaustão, seguirão para a segunda parte do processo, onde serão utilizados para produzir vapor, no ciclo de *Rankine* [19].

Assim sendo, o ciclo ideal de *Brayton* é constituído por quatro passos reversíveis, como é possível verificar na Figura 9, onde se encontram os diagramas p-v (Pressão vs Volume) e T-s (Temperatura vs Entropia). É importante referir que os números correspondem aos passos do processo, representado pela Figura 8 [18].

- 1-2: Compressão adiabática (isentrópica) do ar, no compressor;
- 2-3: Aquecimento a pressão constante, resultante da queima do combustível;
- 3-4: Expansão adiabática (isentrópica) dos gases de combustão, na turbina;
- 4-1: Arrefecimento, a pressão constante, na caldeira de recuperação, havendo produção de vapor.

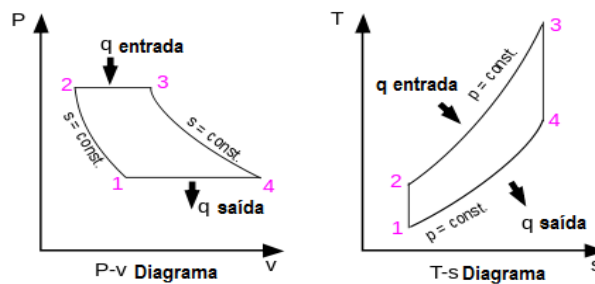


Figura 9 - Diagramas p-v (à esquerda) e T-s (à direita) do ciclo ideal de *Brayton*.

2.2.2 Ciclo do Vapor – Ciclo de *Rankine*

Como referido, os gases de exaustão, após a saída da turbina são encaminhados para o ciclo de *Rankine*, de forma a produzir vapor. O ciclo de *Rankine* é a aproximação à realidade do ciclo de *Carnot*, que é uma representação termodinâmica do ciclo de funcionamento ideal de uma central de produção de energia, cujo esquema se encontra representado na Figura 10. É importante referir que a entrada de calor admitida à caldeira será, neste caso, através dos gases de exaustão provenientes do ciclo termodinâmico anterior. Existe ainda a possibilidade de uma queima suplementar de combustível (gás natural). Na figura é possível denotar quatro passos. O passo 2-3 que corresponde à vaporização da água formando vapor saturado à temperatura e pressão da caldeira. Pelo contrário, o passo 4-1 corresponde à rejeição de calor, à temperatura e pressão do condensador formando água líquida saturada. O passo 3-4 corresponde a uma expansão adiabática e reversível (sendo, portanto, isentrópica) do vapor saturado até à pressão do condensador, originando vapor saturado em equilíbrio com água líquida. Por fim, o passo 1-2, também ele adiabático e reversível, corresponde à compressão da água líquida, desde a pressão do condensador até à pressão da caldeira, completando o ciclo [18].

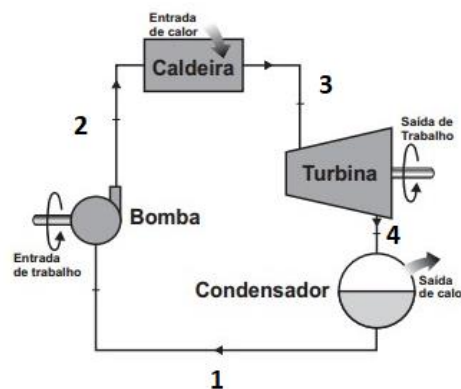


Figura 10 - Esquema representativo de uma central termoelétrica.

Na Figura 11 encontra-se uma representação do ciclo de *Carnot* num diagrama T-s, onde é possível denotar os quatro passos abordados anteriormente.

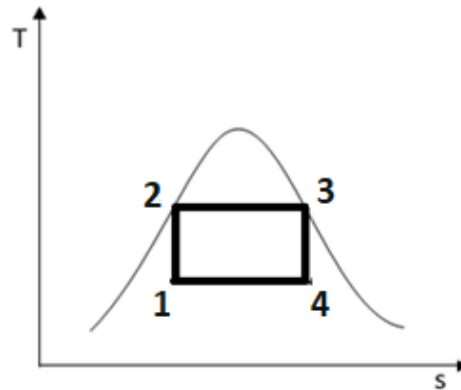


Figura 11 - Diagrama T-s do ciclo de *Carnot*.

O ciclo de *Carnot*, representa um ciclo termodinâmico ideal de uma central de produção de energia. Na realidade, existem alguns problemas que podem estar associados, sobretudo, aos passos adiabáticos (passos 1-2 e 3-4 das figuras 10 e 11). No passo 3-4, como referido, dá-se a expansão do vapor saturado originando vapor saturado em equilíbrio com água líquida. Na prática, a corrente de saída da turbina tem um elevado teor de água líquida, pelo que, devido às elevadas pressões e temperaturas em que se encontra, poderá originar problemas graves de corrosão do equipamento. Por outro lado, no passo 1-2, existe em 1, uma corrente de equilíbrio entre água líquida saturada e vapor saturado. Nesse sentido, poderão ocorrer problemas de cavitação nas bombas, levando a danificações graves no equipamento [18]. Cavitação é o fenómeno físico de vaporização de um líquido formando bolhas, devido a uma redução de pressão.

Nesse sentido, é utilizado na prática, em vez do ciclo de *Carnot*, o ciclo de *Rankine*, permitindo evitar tais problemas e complicações técnicas. O diagrama T-s do ciclo de *Rankine* apresenta algumas diferenças face ao diagrama T-s do ciclo de *Carnot*, como é possível verificar pela Figura 12.

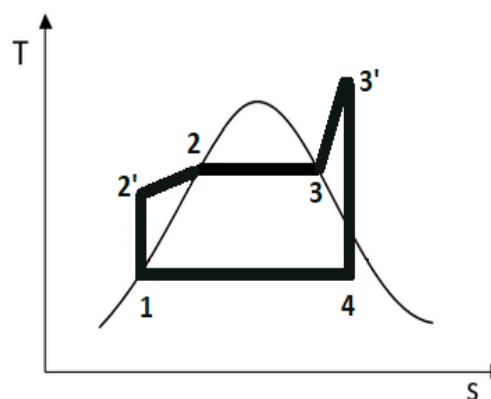


Figura 12 - Diagrama T-s do ciclo de *Rankine*.

A maior diferença envolve o passo 2-3, ou seja, a vaporização da água até formar vapor saturado. Na prática, no ciclo de *Rankine*, este passo é dividido em 3 subpassos. O primeiro subpasso, 2'-2, que envolve o aquecimento da água até à temperatura de saturação. O segundo subpasso, 2-3, que é igual ao ciclo de *Carnot*, e que envolve a vaporização da água, formando vapor saturado em 3. E, por fim, o sobre-aquecimento do vapor

saturado, de forma a obter vapor acima da temperatura de saturação (3-3'). Como referido, o passo 3-4 do ciclo de *Carnot*, descrevia a expansão adiabática e reversível do vapor saturado desde a temperatura da caldeira até à temperatura do condensador. Nesses casos, poder-se-ia dar o caso de o vapor, à saída, cruzar a linha de saturação, pelo que a quantidade de água líquida aumentaria, o que poderia causar corrosão e danificar a turbina. Contudo, o sobreaquecimento efetuado no subpasso 3-3', permite afastar o ponto 3' do ponto de saturação, levando a um menor conteúdo de água líquida em 4, protegendo e conservando o equipamento [18].

Por outro lado, o processo de compressão da água líquida também sofre alterações. O passo 1-2 do ciclo de *Carnot* é diferente do subpasso 1-2' do ciclo de *Rankine*, visto que a linha vertical tem um maior comprimento no primeiro caso. Isto acontece porque, na realidade, ou seja, no ciclo de *Rankine*, o aumento de temperatura associado à compressão da água líquida é pequeno, encurtando, portanto, a linha 1-2' [18].

Por último, é necessário abordar as eventuais irreversibilidades que estão associadas ao ciclo de *Rankine*, acima de tudo, nos passos onde há produção ou consumo de trabalho. Como é possível verificar na Figura 13, o passo 3-4' não corresponde a uma linha vertical. Isto acontece porque os processos reais não são isentrópicos, existindo, um aumento de entropia.

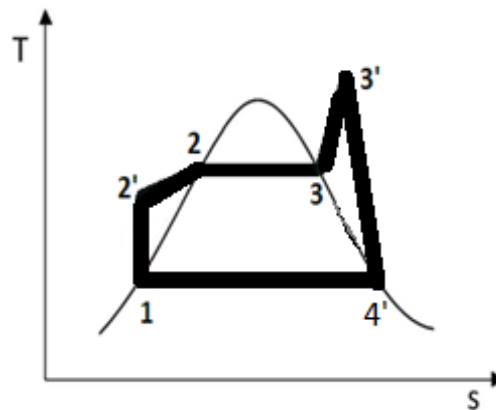


Figura 13 - Irreversibilidade prática do ciclo de *Rankine*.

2.3 Flexibilidade da Unidade de Cogeração

Devido à crescente introdução de energias renováveis e aos crescentes preços de emissões de CO₂ é necessário, cada vez mais, aumentar a flexibilidade operacional das unidades de cogeração de ciclo combinado, de forma a manter a estabilidade do sistema e atender às necessidades de energia em cada momento. Nesse sentido, torna-se essencial introduzir e avaliar estratégias que permitam, de uma forma eficiente e de baixo custo, aumentar a flexibilidade das unidades, mas sem comprometer a produção combinada de calor e eletricidade.

As unidades de cogeração de ciclo combinado produzem grandes quantidades de eletricidade e calor, pelo que, qualquer alteração ao processo, mesmo que pequena, pode ter um impacto significativo, sobretudo em termos económicos.

Nas próximas subsecções serão abordadas alterações que podem ser efetuadas ao ciclo de gás (ciclo de *Brayton*) e ao ciclo do vapor (ciclo de *Rankine*), com vista à melhoria de cada processo. Por outro lado, serão também apresentadas opções com vista ao aumento da flexibilidade operacional de uma unidade de cogeração.

2.3.1 Configurações do Ciclo de *Brayton*

Existem diversas alterações que podem ser efetuadas ao ciclo de *Brayton* com o objetivo de melhorar o processo, tornando-o mais rentável.

Em [19], foram simuladas, em *Aspen HYSYS* diferentes configurações para uma turbina a gás, tendo sido estudado o efeito que essas alterações produziam, tanto na temperatura dos gases de exaustão, como na eficiência global (ao nível da eletricidade produzida) de uma unidade de cogeração de ciclo combinado. As condições operacionais que foram usadas, no modelo base, foram as seguintes:

- Turbina a gás dimensionada para a produção de 165 MW;
- Um fator de compressão de 11,7:1;
- O caudal dos gases de exaustão foi definido como sendo de 131,5 kg/s;
- Tanto o ar como o gás natural entram no equipamento à pressão atmosférica e a 15°C;
- Foi adicionado um processo, em todo semelhante a um ciclo de *Rankine*, para a produção de vapor em vários níveis de pressão.

As configurações simuladas foram as seguintes:

- **Arrefecimento do ar de alimentação** – Esta opção envolve o arrefecimento do ar antes de este ser alimentado ao compressor da turbina. A base teórica assenta no facto de que a diminuição da temperatura do ar, torna o ar mais denso. Nesse sentido, para um mesmo caudal de ar de alimentação, o trabalho do compressor diminuirá, o que permite aumentar a eficiência global da turbina a gás;
- **Arrefecimento Intermédio** – Nesta configuração pretende-se arrefecer o ar durante o processo de compressão, sendo a base teórica semelhante ao ponto anterior. É importante apenas referir que esta configuração apenas pode ser efetuada em compressores multi-andar, uma vez que o processo de arrefecimento é efetuado, precisamente, entre dois andares de compressão;
- **Reaquecimento Intermédio** - Este processo ocorre pela injeção de gás natural na turbina, o que promove uma reação de combustão que gera calor. Nesse sentido ocorre um aumento da energia térmica dos gases de combustão, o que, na teoria, permite aumentar a eletricidade produzida na turbina. Tal como no ponto anterior, é um processo possível apenas em turbinas multi-andar, uma vez que os gases de exaustão após saírem da turbina de alta pressão são reaquecidos antes de serem alimentados à turbina de baixa pressão;
- **Regeneração** - Nesta configuração a corrente de ar, antes de entrar na câmara de combustão, é pré-aquecida com recurso à corrente de gases de exaustão da turbina. Nesse sentido, dar-se-á um aumento da temperatura da corrente de ar, o que permite aumentar a energia térmica da corrente de gases de combustão. Assim sendo, a energia elétrica produzida na turbina será, teoricamente, superior;
- **Injeção de Vapor** - Nesta última configuração, é alimentado vapor na câmara de combustão, com o único propósito de aumentar o caudal de gases de combustão a passar pela turbina, aumentando, portanto, a produção de energia elétrica.

De entre todas as simulações efetuadas, a configuração que envolve o aquecimento do ar de alimentação à câmara de combustão com recurso à corrente de gases de exaustão (Regeneração) foi a que apresentou melhores resultados. No presente artigo, a corrente de ar foi aquecida com aumentos de temperatura entre 20°C e 120°C. Pelos resultados obtidos, é possível verificar que, apesar da diminuição da temperatura dos gases de exaustão (uma vez que são utilizados para o aquecimento da corrente de ar), a eficiência da cogeração de ciclo combinado foi aumentando consideravelmente quanto maior fosse o grau de aquecimento da corrente de ar. Contudo, é importante perceber que a diminuição da temperatura dos gases de exaustão é considerável, pelo que a quantidade de vapor que é possível produzir, no ciclo de *Rankine*, é notavelmente, inferior. Nesse sentido, apesar do aumento da eficiência, na ordem dos 2%, esta configuração não é recomendável em processos que tenham uma demanda fixa de calor (sob a forma de vapor), como a unidade de cogeração na refinaria de Sines.

De modo análogo, as restantes configurações que permitem melhorar a eficiência global do processo, como a injeção de vapor e o arrefecimento do ar de alimentação, envolvem uma melhoria considerável na produção de energia elétrica, sacrificando a produção de vapor, no ciclo de *Rankine*. Assim sendo, tendo em conta o objetivo da presente dissertação, nenhuma das configurações anteriormente discutidas é recomendável.

2.3.2 Configurações do Ciclo de *Rankine*

Em relação ao ciclo de *Rankine*, a eficiência pode ser aumentada com recurso a três procedimentos distintos [18]:

- **Aumentando o grau de sobreaquecimento de vapor** – O aumento do grau de sobreaquecimento do vapor permitirá aumentar o tamanho da linha 3'-4 da Figura 12, o que permite aumentar a energia elétrica produzida. Contudo, o limite de sobreaquecimento deverá ser determinado através da resistência dos materiais utilizados no fabrico das turbinas;
- **Aumentando a pressão de funcionamento da caldeira** – O aumento da pressão de funcionamento da caldeira, levará a um aumento do trabalho útil. Contudo, este aumento levará a que a linha 3'-4 da Figura 12 se movimente para a esquerda o que afetarà a qualidade do vapor à saída. Nesse sentido, e como abordado anteriormente, a quantidade de líquido à saída da turbina é superior, o que poderá danificar o equipamento;
- **Diminuindo a pressão de condensador** – À semelhança do ponto anterior, a diminuição da pressão do condensador permite aumentar o trabalho útil. Todavia, isso fará com que a linha 4-1 se movimente para baixo, o que significa que, tal qual como no ponto anterior, a quantidade de líquido na saída da turbina seja maior, o que, mais uma vez, poderá danificar o equipamento.

Nesse sentido, para poder aumentar a eficiência do ciclo de *Rankine*, mas sem colocar em risco os equipamentos, poder-se-ão utilizar duas configurações diferentes [18].

Reaquecimento Intermédio

De forma a aumentar a eficiência do ciclo de *Rankine*, mas sem prejudicar os equipamentos, poder-se-á introduzir um reaquecimento do vapor entre duas turbinas em série, uma de alta pressão e outra de baixa

pressão. Esta configuração é fortemente semelhante ao processo de reaquecimento intermédio que foi previamente apresentado para o ciclo de *Brayton*.

Após sair da primeira turbina (de alta pressão), o vapor é realimentado à caldeira de forma a ser reaquecido antes de ser conduzido à turbina de baixa pressão. A base teórica assenta no aumento de energia térmica na corrente de vapor, o que provoca um aumento da energia mecânica e, conseqüentemente, de energia elétrica a ser produzida na turbina.

Na Figura 14, é apresentado o diagrama T-s de um ciclo de *Rankine* com reaquecimento intermédio de vapor. Como é possível verificar pelas linhas 3'-4 e 5-6, este processo permite aumentar a produção de eletricidade.

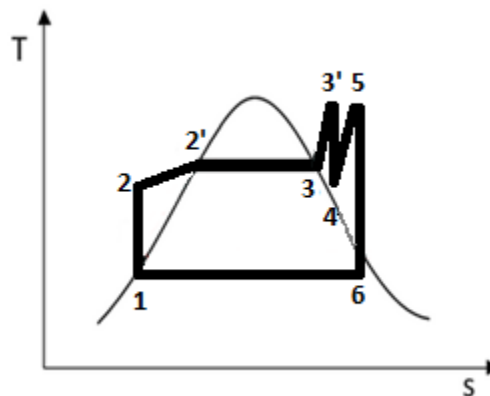


Figura 14 - Ciclo de *Rankine* com reaquecimento intermédio da corrente de vapor.

É importante referir que o aumento da eficiência do processo não é totalmente garantido. De forma a reaquecer o vapor até à temperatura a que foi alimentado à turbina de alta de pressão (subpasso 4-5) é fundamental que a energia térmica contida nos gases de exaustão ainda seja suficiente para esse efeito (é importante lembrar que os gases de exaustão já foram utilizados para todos os subpassos entre 2-3'). Caso tal não se verifique, pode ser necessária uma alimentação extra de combustível no sistema de pós-combustão da caldeira. Nesse caso, e em modo análogo ao que foi estudado para o ciclo de *Brayton*, o aumento da alimentação de combustível poderá limitar o aumento de eficiência podendo até levar à sua diminuição.

Regeneração

Outra configuração que permite um aumento da eficiência do ciclo de *Rankine*, é a regeneração. Mais uma vez, esta configuração é, deveras semelhante à configuração apresentada para o ciclo de *Brayton*. Neste caso, o objetivo é pré-aquecer a água, antes de esta ser alimentada à caldeira, utilizando uma parte do vapor da turbina. Assim sendo, existem duas metodologias que podem ser efetuadas:

- Ciclo regenerativo com aquecimento aberto – Neste caso há mistura, numa câmara de mistura e a pressão constante, entre a água condensada, a baixa temperatura, e o vapor, a alta temperatura;
- Ciclo regenerativo com aquecimento fechado – Nesta configuração, é utilizado um permutador onde é transferido calor do vapor para água sem que haja uma mistura das duas correntes.

Ambas as opções permitem aumentar a eficiência do ciclo de *Rankine* uma vez que a temperatura da água de alimentação à caldeira, é superior. Dessa forma, caso a alimentação de combustível e de gases de exaustão

se mantenha, é possível produzir vapor com um maior grau de sobreaquecimento, o que permite uma maior produção de energia elétrica na turbina. Contudo, as opções apresentadas permitem apenas aumentar a eficiência do ponto de vista da produção de energia elétrica, sendo que, a opção com regeneração envolve até, um consumo extra de vapor para promover o pré-aquecimento da água. Nesse sentido, caso a unidade de cogeração em questão necessite de produzir uma certa quantidade de vapor para fins de aquecimento de correntes de processo, como o caso da refinaria de Sines, as configurações anteriormente apresentadas não são, mais uma vez, recomendáveis.

2.3.3 Flexibilidade Operacional e de Produto

Como abordado, nenhuma das configurações estudadas, tanto para o ciclo de *Brayton*, como para o ciclo de *Rankine*, permite aumentar a eficiência do processo do ponto de vista da produção de calor, ou seja, da produção de vapor de forma a ser utilizado como fonte de aquecimento de outras correntes processuais. Nesse sentido, nenhuma das opções discutidas, apresenta aplicabilidade em unidades de cogeração, cujo modelo operacional seja conduzido para atender a uma determinada demanda de vapor, como é o caso da unidade de cogeração da fábrica de utilidades da refinaria da Galp, em Sines.

Devido à crescente integração de energias renováveis, a flexibilidade dos sistemas energéticos mais convencionais, como as unidades de cogeração de ciclo combinado, é um tema urgente e de extrema importância. Flexibilidade pode ser dividida em quatro categorias diferentes, flexibilidade ao nível da produção, da transmissão, na gestão da procura e, por fim, na introdução de tecnologias de armazenamento.

Em [4], foi efetuado um estudo técnico-económico de forma a quantificar o impacto que diferentes formas de flexibilidade, do ponto de vista da produção, têm numa unidade de cogeração cujo modelo operacional seja desenhado de forma a atender às necessidades de vapor. As formas de flexibilidade estudadas foram as seguintes:

- Flexibilidade Operacional – Capacidade de uma unidade variar a alimentação de combustível. No caso das unidades de cogeração isto é representado pelas gamas de operação dos equipamentos, como a turbina a gás e a caldeira de recuperação.
- Flexibilidade de Produto – Capacidade de uma unidade de variar a produção de eletricidade e calor, sem alterar a alimentação de combustível. Numa unidade de cogeração, isto é representado, por exemplo, por um *bypass* que pode ser feito às turbinas de vapor, utilizando válvulas redutoras, maximizando a produção de vapor e minimizando a produção de eletricidade.

No artigo foi desenvolvido um modelo de otimização, com o objetivo de potenciar o modelo operacional de uma unidade de cogeração, aplicando as opções de flexibilidade anteriormente descritas, de forma a maximizar o lucro, mas sem comprometer a demanda de vapor. Para tal, foram implementados cenários com projeções de preços de eletricidade, gás natural e CO₂ até 2050. O caso de estudo considerou uma unidade com capacidade de produção máxima de 300 MW de vapor e de 250 MW de eletricidade, constituída por três turbinas a gás e uma turbina de vapor. Toda a eletricidade produzida é vendida à rede.

As principais conclusões do artigo são:

- O modo de funcionamento operacional da unidade de cogeração será diretamente dependente do preço da eletricidade a cada momento;
- A flexibilidade de produto apresenta, para o presente caso de estudo, um impacto maior no lucro da unidade, tendo um valor de cerca de dez vezes superior à flexibilidade operacional;
- Para preços mais baixos de eletricidade, onde não há um grande interesse em vender eletricidade à rede, a flexibilidade de produto tem ainda um impacto maior, sendo que, em cerca de 50% do tempo, o modo de funcionamento escolhido foi diferente do modo convencional de operação, optando por um *bypass* à turbina de vapor, algo que, como referido anteriormente, permite favorecer a produção de vapor face à produção de eletricidade;
- Pelo contrário, para preços mais altos de eletricidade, o modelo convencional de operação foi o mais utilizado. Seria, talvez expectável que, o modelo de otimização escolhesse um modelo operacional com maior foco na produção de eletricidade (modo de condensação de todo o vapor, por exemplo), contudo, como referido, a unidade de cogeração tem uma demanda de vapor que tem, necessariamente, de compensar, independentemente do preço da eletricidade. Nesse sentido, o modelo convencional de operação revela-se a melhor opção, visto ser o modelo utilizado para a produção combinada de vapor e eletricidade.

Embora as conclusões obtidas sejam referentes ao caso de estudo usado, a verdade é que é possível concluir que as opções de flexibilidade apresentadas têm um forte potencial para melhorar a rentabilidade económica de uma unidade que seja dimensionada para corresponder a uma determinada demanda de vapor. Ao contrário das modificações aos ciclos de *Brayton* e de *Rankine*, o presente artigo não aborda opções de como melhorar as eficiências do processo, mas sim de como o adaptar às necessidades de cada momento, sempre dentro das limitações mecânicas de cada equipamento.

A introdução de caldeiras elétricas pode ainda adicionar mais uma opção de flexibilidade, visto que pode contribuir para uma menor necessidade de produção de vapor na unidade de cogeração. Dessa forma, será possível reduzir, ainda mais, o consumo de gás natural e consequentemente, as emissões de CO₂. Ainda assim, visto que as caldeiras elétricas são consumidoras de eletricidade, um estudo deveria ser feito de forma a analisar a rentabilidade da sua integração.

Por outro lado, a introdução de fontes de energia renovável (como solar e eólica), para além de ser facilitada pela integração das opções de flexibilidade abordadas anteriormente, poderá também cooperar neste processo, funcionando também, como mais uma opção de flexibilidade. Com a integração de renováveis no sistema, seria possível, reduzir ainda mais a produção de eletricidade da cogeração (fazendo um *bypass*, de todo o vapor, às turbinas, no ciclo de *Rankine*), resultando numa maior diminuição do consumo de gás natural e emissões de CO₂.

Ambas as tecnologias anteriormente descritas, serão discutidas em seguida.

2.3.3.1 Caldeiras Elétricas

A utilização de caldeiras elétricas tem sido estudada, principalmente, na integração de unidades de cogeração com *district heating*, sendo utilizadas como uma forma alternativa de produzir calor, contribuindo para a integração de energia proveniente de fontes renováveis.

Em [5], foi efetuado um estudo com o objetivo de aumentar a flexibilidade de uma unidade de cogeração através da integração de caldeiras elétricas e tanques de acumulação de calor no sistema. Para tal, foi desenvolvido um modelo de otimização multiperíodo com o objetivo de assegurar o fornecimento de eletricidade e calor, utilizando diferentes fontes de energia, como unidades de cogeração, turbinas eólicas, caldeiras elétricas e tanques de acumulação de calor. A integração de caldeiras elétricas permite ao sistema aumentar a produção de calor, utilizando a eletricidade produzida na cogeração. Por outro lado, a utilização de tanques de acumulação de calor permite, como o próprio nome indica, armazenar calor que poderá ser posteriormente utilizado, em alturas em que a demanda de calor seja elevada, mas a demanda de eletricidade seja reduzida. Nesse sentido, seria possível aproveitar as reservas de calor, permitindo uma maior redução da alimentação de combustível (neste caso, carvão) à unidade de cogeração, contribuindo para a diminuição dos custos. De forma a atender à procura de vapor e eletricidade ao longo de 24h, foram simulados quatro cenários. Um cenário em que apenas foi considerada a utilização da unidade de cogeração e de turbinas eólicas (Simulação 1). Outras duas simulações onde foram integradas caldeiras elétricas (Simulação 2) e tanques de acumulação de calor (Simulação 3). Por fim, foi efetuada uma última simulação com a utilização combinada das tecnologias anteriormente descritas (Simulação 4).

Na Figura 15, encontra-se representada a produção de eletricidade de cada tecnologia, em cada cenário. É possível verificar que nas horas de pouca procura de eletricidade (0-8h), a produção de eletricidade a partir das turbinas eólicas tem de ser cortada (zona a vermelho-escuro) devido à inflexibilidade do sistema.

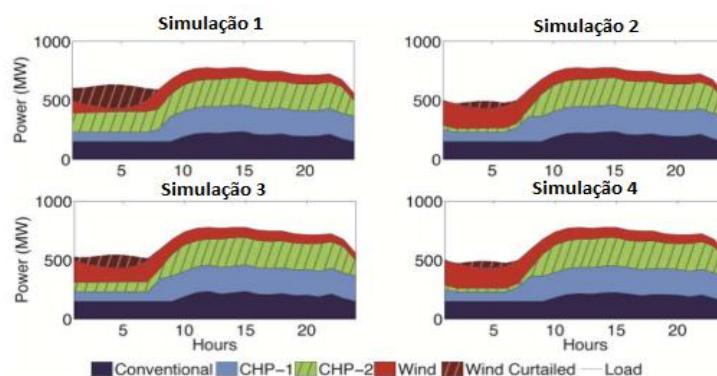


Figura 15 - Produção de eletricidade de cada tecnologia em cada cenário [5].

Segundo o artigo e, como é possível verificar pela Figura 15 (Simulação 2), a introdução de caldeiras elétricas é fortemente eficaz na integração de energias renováveis, contribuindo, em grande escala, para a diminuição do corte da eletricidade produzida pelas turbinas eólicas, aumentando a flexibilidade do sistema.

Por outro lado, pela análise das figuras correspondentes às simulações 3 e 4, é possível concluir que a introdução de tanques de acumulação de calor não contribui tão veemente para a integração de energias renováveis como as caldeiras elétricas. Ainda assim, segundo o artigo, contribuem em maior escala para a

redução de custos da unidade de cogeração visto que, como anteriormente explicado, a sua utilização permite uma grande redução da alimentação de carvão à unidade, em alturas onde a demanda de eletricidade seja baixa, compensando a demanda de calor pelas reservas que se encontram nos tanques.

Em [20], um mesmo tipo de modelo foi elaborado com o objetivo de otimizar a produção de calor e de eletricidade, de diferentes fontes (unidade de cogeração, caldeiras elétricas, bombas de calor e tanques de acumulação de calor), num sistema com forte integração de energia eólica. À semelhança do exemplo anterior, também se pretendeu estudar a flexibilidade gerada pela incorporação de um sistema de *district heating*, com a diferença de ter sido simulada a operação do sistema para um ano, ao invés de apenas um dia, respondendo também a uma demanda real de eletricidade e de vapor, ao contrário de em [5].

Ainda assim, os resultados obtidos são semelhantes. O artigo conclui que a integração de caldeiras elétricas permite, não só uma redução dos custos operacionais, como também contribui para a integração de energias renováveis (neste caso, eólica) no sistema.

Como é possível concluir, a integração de caldeiras elétricas em unidades de cogeração é uma tecnologia já vastamente estudada e com excelentes resultados em sistemas de *district heating*. Nesse sentido, em vez de ser utilizado vapor da unidade de cogeração para o aquecimento da água, são utilizadas caldeiras elétricas para o desempenhar dessa tarefa, contribuindo para o aumento da flexibilidade operacional e de produto do sistema. Contudo, na presente dissertação, o objetivo passa por estudar a possibilidade de integrar caldeiras elétricas para a produção de vapor e não para o aquecimento de água. A utilização de caldeiras elétricas para produção de vapor, envolve um maior consumo de eletricidade, sendo, uma tecnologia ainda pouco utilizada e documentada.

As caldeiras elétricas para a produção de vapor baseiam-se na utilização de elétrodos, estabelecendo uma corrente elétrica entre eles. Nesse sentido, é utilizada a capacidade de resistência da água à corrente elétrica de forma a gerar calor e, conseqüentemente, vapor. De uma forma resumida, a corrente elétrica é transferida do eletrodo de uma fase para o eletrodo de outra, usando a água como condutor. Devido à elevada resistência da água à corrente elétrica, é gerado calor que contribui para a vaporização da água [21]. Na Figura 16 é apresentado o esquema de uma caldeira elétrica.

A água é alimentada em 1, sendo bombeada, com recurso a uma bomba, para o tubo de coleta (2). Posteriormente, é enviada para o eletrodo (3) gerando um primeiro caminho de corrente elétrica, originando a vaporização da mesma. A água que não foi evaporada nesta primeira fase, é coletada, sendo alimentada ao eletrodo de fase contrária ao anterior (4) originando um segundo caminho de corrente elétrica resultando na sua vaporização. De forma a controlar a quantidade de vapor gerado é utilizada uma manga de controlo (5) que é levantada ou baixada, sendo movida hidraulicamente pelo cilindro de controlo (6). Esta estratégia de controlar o caudal de vapor, permite também controlar a pressão dentro da caldeira, garantindo a produção de vapor nas especificações corretas. É ainda instalado um aquecedor (7) que é utilizado para manter a água presente no fundo da caldeira, a uma temperatura constante e previamente estabelecida de forma a reduzir o tempo de inicialização do processo.

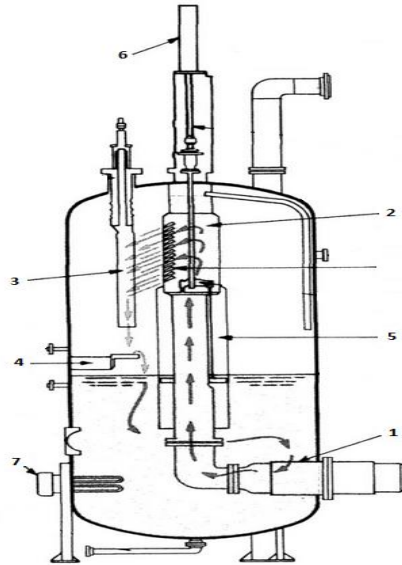


Figura 16 - Esquema representativo de uma caldeira elétrica.

A utilização de caldeiras elétricas apresenta diversas vantagens, na produção de vapor, quando comparado às tecnologias mais tradicionais, como as caldeiras convencionais [21]:

- Devido ao contacto direto entre a água e os elétrodos, toda a energia elétrica é convertida em calor que promove a vaporização da água, não havendo perdas para o exterior;
- Possuem tempos de inicialização, tanto a quente como a frio, bastante reduzidos;
- Os custos de operação e manutenção são reduzidos, sendo também, um equipamento fácil de operar;
- Ao contrário das caldeiras convencionais, nada no interior de uma caldeira elétrica está a uma temperatura superior à da água. Para além disso, não há qualquer tipo de chama, fumo e combustível, o que contribui para a segurança do equipamento;
- Por fim, devido ao facto de não ser produzido vapor através da queima de combustível, não há quaisquer emissões de gases com efeito de estufa, sendo um processo limpo contribuindo para as metas anunciadas para o Acordo de Paris.

A principal desvantagem das caldeiras elétricas face às caldeiras operacionais prende-se com o facto de produzir apenas vapor saturado (ponto 3 da Figura 11), sendo que para a produção de vapor sobreaquecido será sempre necessário incluir um sobreaquecedor, aumentando, ainda mais, o consumo de eletricidade.

Na Tabela 1 é possível observar um resumo das características e capacidades de uma caldeira elétrica, da marca *PARAT*, para a produção de vapor. É importante referir que a faixa de valores correspondente à capacidade, em MW, se deve à possibilidade de produzir vapor a diversas pressões, até um máximo de 85 barg, algo que, naturalmente, afeta o consumo de eletricidade [22]. Por outro lado, os dados do peso são definidos para uma pressão de projeto de 16 barg e é considerada uma temperatura de alimentação de água de 100°C. Os valores de P e de A correspondem às dimensões da caldeira, sendo P, o comprimento e A, a altura.

Tabela 1 - Características e capacidade das caldeiras elétricas da marca PARAT.

Capacidade (MW)	0-5	0-15	0-30	0-45	0-60
Vapor (t/h)	7,5	22,5	45	67,5	90
P (mm)	2100	2350	3000	3600	3700
A (mm)	4800	5800	6700	7000	7400
Peso transporte (kg)	6500	8000	13500	20000	23000
Peso Operacional (kg)	8500	11000	21500	34000	38000
Peso em Teste (kg)	13800	21000	38500	60000	66000

2.3.3.2 Energia Solar e Eólica

A integração de energias renováveis numa unidade de cogeração permite mais flexibilidade, contribuindo não só para o aumento de rentabilidade da unidade, como também, para a diminuição das emissões de gases com efeito de estufa, fundamentalmente CO₂ [6].

Por outro lado, caso também se verifique uma integração de caldeiras elétricas no sistema, poderão ainda produzir energia elétrica diretamente para esses equipamentos, adicionando mais uma opção de flexibilidade.

Perspetiva-se um aumento da geração de eletricidade a partir de fontes renováveis de mais de 8% em 2021 face a valores de 2020, sendo que dois terços deste aumento se devem à energia solar e eólica, os sistemas com maior capacidade instalada a nível mundial [23].

Energia Solar

A radiação solar incidente na superfície terrestre está dividida em 3 componentes: a radiação direta que chega diretamente do sol; a radiação difusa, correspondente a toda a energia solar recebida indiretamente, de fenómenos de difração em gotas de água, pó, gases atmosféricos e outras barreiras que possam existir na atmosfera terrestre; a radiação refletida, correspondente a toda a energia solar que antes de chegar à superfície terrestre é refletida por outras superfícies.

A energia solar pode ser utilizada para processos de aquecimento de água ou até mesmo para a produção de eletricidade, a partir de tecnologias de Energia Solar Concentrada (CSP) e de Painéis Fotovoltaicos (PV), sendo a tecnologia fotovoltaica a mais comum. Esta apresenta duas grandes vantagens face à tecnologia CSP [6]:

- Em parques solares de grandes dimensões é possível usufruir de economias de escala;
- Todos os tipos de radiação (direta, difusa e refletida) contribuem para a produção de energia ao invés da tecnologia CSP que utiliza apenas a radiação que provém diretamente do sol.

A produção de energia elétrica, na tecnologia fotovoltaica, tem por base o efeito fotoelétrico, onde a energia solar presente nos fótons da radiação incidente é transferida para os eletrões da estrutura atómica de um dado material [24].

De forma a transferir os eletrões com o propósito de gerar uma corrente elétrica deverá ser utilizado um material semiconductor. Atualmente, cerca de 85% dos modelos fotovoltaicos utilizam camadas de um material cristalino, sendo normalmente silício, enquanto cerca de 10% dos modelos utilizam filmes finos de silício

depositados sobre substratos de baixo custo (normalmente vidro ou acrílico). Outras tecnologias, com base em células orgânicas, estão ainda em fase de desenvolvimento [25].

Dentro dos painéis solares fabricados através de células cristalinas, existem dois tipos de configurações que podem ser utilizadas [26]:

- **Painéis solares monocristalinos:** cada célula é fabricada através de um único cristal de silício. Este tipo de configuração apresenta normalmente maiores eficiências (habitualmente entre 20% e 23%), sendo por isso mais caros. Isto significa que, para uma mesma utilização de espaço, os painéis solares monocristalinos têm a capacidade de produzir mais energia elétrica, sendo mais aconselhados para uso doméstico, onde o espaço é a grande limitação.
- **Painéis solares policristalinos:** cada célula é fabricada a partir de fragmentos de múltiplos cristais, fundidos no processo de fabricação. Devido a um menor grau de pureza, este tipo de configuração apresenta menores eficiências (máximo de 20%) e, conseqüentemente, um menor custo. São os painéis solares mais recomendados para a instalação em parques solares, uma vez que, neste caso, o fator limitante é o preço.

Devido ao facto de haver diversas tecnologias para o fabrico de painéis fotovoltaicos é importante poder compará-los, de forma justa, com o propósito de selecionar qual o painel com melhores especificações para o processo em que será utilizado. Nesse sentido, todos os painéis são testados de acordo com as condições padrão da indústria denominadas de *Standard Test Conditions* (STC). Estas condições, definidas pelo **IEC 61538**, são [27]:

- Temperatura da célula = 25°C;
- Irradiância = 1000 W/m²;
- Velocidade do vento = 0 m/s.

Apesar das avaliações resultantes deste teste serem úteis para a comparação entre painéis, essa comparação tem limites, visto que considera condições praticamente ideais, muito diferentes das condições que os painéis fotovoltaicos irão enfrentar na sua utilização final. Isto porque, o tipo de tecnologia de cada painel e o modo de fabricação influenciam a forma como a produção de energia elétrica varia com as condições atmosféricas. Assim sendo, um segundo teste é efetuado aos painéis. A *Nominal Operating Cell Temperature* (NOCT) é definida como a temperatura atingida pelas células constituintes de um painel solar sob condições mais próximas das condições reais [27]:

- Temperatura do ar = 20°C;
- Irradiância = 800 W/m²;
- Velocidade do vento = 1 m/s.

O resultado obtido no teste de NOCT é importante para poder distinguir painéis com a mesma avaliação no teste de STC. O painel com maior valor NOCT, terá, regra geral, uma maior performance.

De forma a poder maximizar a produção de energia elétrica produzida por um painel fotovoltaico ao longo do ano, é possível ajustar a posição dos painéis, ao nível da inclinação e orientação. Contudo, existem atualmente tecnologias, como um seguidor solar, que possibilita o painel de ajustar a sua própria orientação, em cada instante, com o objetivo de aumentar a irradiância solar recebida [28].

Um painel fotovoltaico produz energia elétrica em corrente contínua (DC). Contudo, para a eletricidade poder ser alimentada à rede pública ou utilizada para uso doméstico, será necessário recorrer a um inversor DC-AC, para converter a energia elétrica para corrente alternada (AC), como exemplificado na Figura 17 [29].

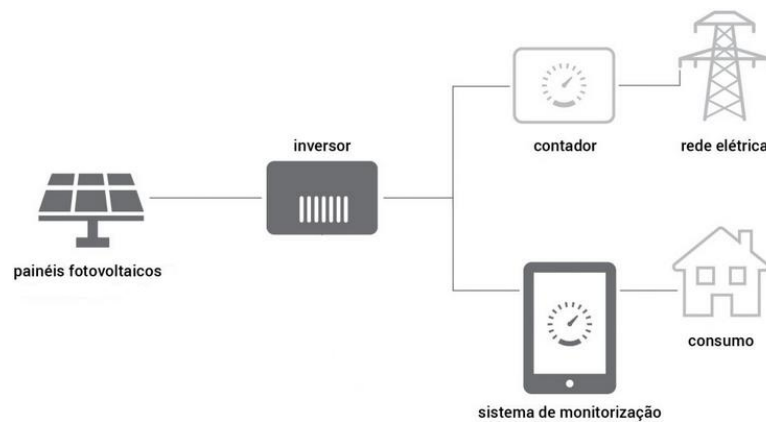


Figura 17 - Sistema solar fotovoltaico.

Energia Eólica

A energia eólica é a energia em maior expansão a nível mundial, sendo também a fonte de energia renovável com maior capacidade instalada. Em 2020, a capacidade instalada de energia eólica, a nível mundial, correspondia a 732 GW, com 698 GW de capacidade *onshore* e 34 GW *offshore*. Em Portugal, a energia eólica também se encontra em franca expansão, tendo uma capacidade de produção instalada de 5,2 GW, o que corresponde a 0,75% da capacidade *onshore* mundial [30].

As turbinas eólicas têm a capacidade de produzir energia elétrica, através da velocidade do vento. A energia cinética é convertida em energia mecânica através da rotação das pás da turbina que, por sua vez, aciona o gerador a ela acoplado, gerando energia elétrica [31]. Contudo, ao contrário dos painéis solares, em que, quanto maior a irradiância, maior a geração de energia elétrica, a produção de eletricidade nas turbinas eólicas, não varia sempre consoante a velocidade do vento. Como é possível observar na Figura 18 as turbinas eólicas apenas começam a produzir energia elétrica a partir de uma determinada velocidade de vento (*cut-in speed*). À medida que a velocidade do vento aumenta, maior será a produção de energia, até atingir a capacidade de produção da turbina. Contudo, caso a velocidade do vento se torne muito elevada (*cut-out speed*), a turbina é desligada por motivos de segurança [32].

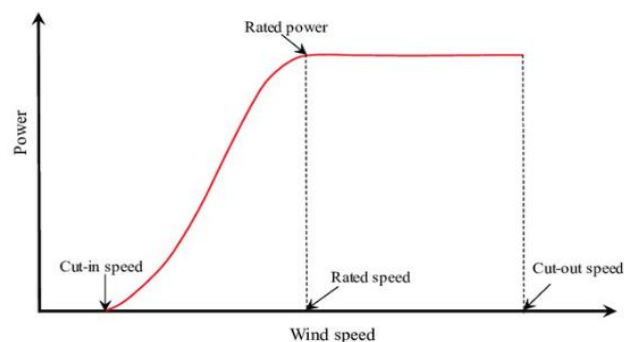


Figura 18 - Típica variação produção de energia elétrica de uma turbina eólica com a velocidade do vento.

Existem diversos tipos de turbinas eólicas, sendo as mais comuns as turbinas eólicas de eixo horizontal com 3 pás. As turbinas eólicas mais modernas são constituídas a partir de uma torre de aço ou cimento, 3 pás ligadas ao rotor da turbina, que por sua vez, se encontra acoplado à *nacelle*. A *nacelle* é a peça chave do equipamento, tendo capacidade para alterar a orientação da turbina eólica consoante a direção do vento, de forma a maximizar a produção de energia elétrica. Dentro da *nacelle* encontra-se uma *gearbox*, responsável por gerir a velocidade de rotação do eixo acoplado ao gerador, o equipamento responsável pela conversão de energia mecânica em energia elétrica [31]. Na Figura 19 estão representados os componentes de uma turbina eólica.

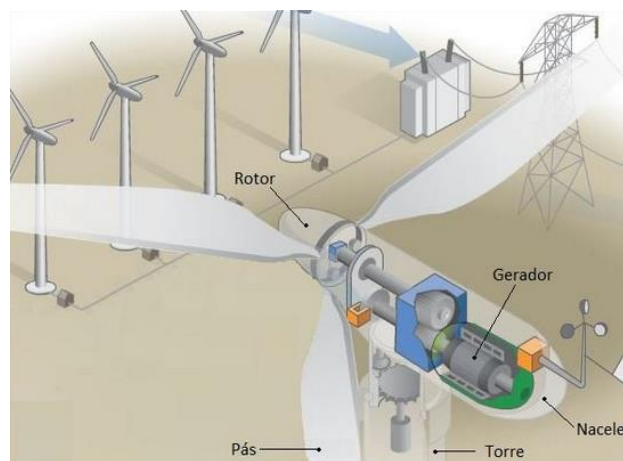


Figura 19 - Componentes de uma turbina eólica.

Embora a energia eólica seja uma fonte de energia limpa, ou seja, sem emissão de gases com efeito de estufa, a realidade é que apresenta, ainda assim, um considerável impacto ambiental [33]:

- As vastas áreas que são ocupadas pelos parques eólicos devido às distâncias mínimas a que as turbinas eólicas têm de ser colocadas (entre 5 e 10 vezes o diâmetro de rotor), fazem com que a razão de área ocupada por megawatt gerado seja muito superior à dos parques solares;
- O impacto na biodiversidade, devido às mortes provocadas em pássaros e outras espécies voadoras resultante de impactos com as pás das turbinas;
- A poluição sonora associada à rotação das pás das turbinas e a poluição visual devido à elevada envergadura das mesmas;
- Embora, a produção de energia elétrica em turbinas eólicas não contribua diretamente para a emissão de gases com efeito de estufa, as atividades associadas, como a construção, o transporte e a manutenção destes equipamentos, são consideravelmente poluentes.

Ao contrário dos painéis solares, as turbinas eólicas produzem energia elétrica diretamente em corrente alternada. Contudo de forma a ajustar a tensão da corrente para valores correspondentes aos da rede pública, será necessário recorrer a um retificador AC-DC, transformando a corrente alternada em corrente contínua, seguido de um inversor DC-AC, produzindo novamente, corrente alternada [34].

A capacidade de produção das turbinas eólicas tem aumentando, ao longo dos últimos anos, havendo, atualmente, modelos com uma capacidade de produção de 8 MW. Ainda assim, a média atual centra-se em modelos com capacidade de produção de cerca de 2 MW [30].

2.4 Modelos de Otimização

Os sistemas de processos químicos, como o sistema de utilidades, operam sob diferentes condições ao longo do tempo, resultantes de alterações da procura, composições das correntes, ou, até mesmo, da variação das condições atmosféricas. No presente caso de estudo, isso resulta da variação da procura de vapor e de eletricidade, e da variação da temperatura do ar ao longo do dia, gerando diferenças no funcionamento das turbinas a gás, e, com a introdução de energias renováveis, na variação da produção de eletricidade, tanto a nível diário como anual. Nesse sentido, torna-se fundamental estabelecer um modelo operacional que permita ao sistema, atender à demanda em cada período, minimizando os custos para a unidade.

Em [35], é utilizada uma estratégia que tem por base a aplicação direta de conhecimentos termodinâmicos com o objetivo de minimizar as perdas energéticas de um determinado sistema de produção combinada de vapor e eletricidade. No presente artigo, é desenvolvida uma estratégia, com aplicabilidade em unidades de cogeração que se centra na realização de 3 passos: No primeiro passo são inseridos, como inputs ao modelo, as demandas de vapor e de eletricidade e as eficiências no funcionamento das turbinas de vapor; no segundo passo, é determinada a pressão e temperatura do vapor produzido pela caldeira, de forma a satisfazer as necessidades de vapor e de eletricidade. Caso, as condições obtidas sejam superiores às limitações da caldeira, será um caso *power-dominant*, o que significa que terá de ser necessário recorrer a turbinas de condensação de forma a maximizar a produção de eletricidade. Por outro lado, caso, as condições obtidas sejam inferiores, é um caso *steam-dominant*; se o caso for *power-dominant*, o objetivo no passo 3 passará por reduzir ao máximo as perdas de energia associadas às eficiências das turbinas. Nesse sentido poderão ser introduzidas, na estrutura, turbinas a gás ou um sistema de reaquecimento do vapor. No presente artigo, a tecnologia é escolhida apenas com base num ponto de vista de conservação de energia, independentemente da rentabilidade económica associada a cada opção. Se o caso, por outro lado, for *steam-dominant*, a caldeira terá capacidade para produzir todo o vapor necessário, sendo apenas necessário, escolher que turbinas a vapor serão utilizadas, com o propósito de diminuir as perdas energéticas. É importante ter em conta que o modelo desenvolvido no presente artigo, tem apenas em conta a eficiência energética do processo, o que significa que o modelo operacional obtido, poderá não corresponder ao modelo mais vantajoso, do ponto de vista de redução dos custos operacionais. Por outro lado, um dos pontos negativos do presente modelo centra-se no facto de assumir como constantes as demandas de vapor e de eletricidade, algo que não acontece na refinaria de Sines.

Segundo [36], embora os conhecimentos termodinâmicos e a aplicação de regras heurísticas tenham contribuído para um progresso assinalável na resolução de diversos problemas relacionados com síntese de processos (como a integração energética), estas técnicas não possuem a capacidade de resolver vários problemas em simultâneo, nem garantem a obtenção de uma solução ótima para um determinado processo, como referido anteriormente. Nesse sentido, o presente artigo procura formular um modelo de otimização através de um problema de programação linear inteira mista (*MILP, Mixed Integer Linear Programming*). O desenvolvimento do modelo inicia-se com a criação de uma superestrutura que incorpora várias alternativas operacionais (idealmente todas), de forma a identificar a melhor. Nesse sentido, a utilização de um modelo de otimização não exclui a utilização de modelos termodinâmicos e aplicação de heurísticas. Na realidade estes dois métodos

permitem completar a superestrutura desenvolvida, uma vez que permitem reduzir o número de opções possíveis, contribuindo para uma maior facilidade computacional. O artigo desenvolve um modelo de otimização MILP aplicado a um sistema de utilidades, sendo muito semelhante ao que será necessário fazer para o caso de estudo da refinaria de Sines. O objetivo é permitir, simultaneamente, a obtenção da estrutura bem como do modelo operacional que minimizem os custos operacionais da unidade. De forma a poder desenvolver o modelo, é importante definir as variáveis que estarão associadas à superestrutura. No presente artigo são definidas variáveis binárias (0-1) associadas à existência ou não de um determinado equipamento na estrutura final e variáveis contínuas associadas aos caudais das correntes, condições operatórias e tamanhos dos equipamentos. Contudo, devido à complexidade computacional do modelo, umas das simplificações feitas foi definir as condições operatórias de cada equipamento como sendo fixas ao longo do tempo. O modelo de otimização do presente artigo é aplicado, como abordado, a um sistema de utilidades com o objetivo de minimizar os custos operacionais sem comprometer uma demanda fixa de eletricidade e de vapor. Nesse sentido, o modelo considerou duas superestruturas, uma com e outra sem turbina a gás. Os resultados obtidos pelo modelo de otimização vieram comprovar que a implementação de uma turbina a gás numa unidade de cogeração permite uma drástica redução nos custos operacionais, cerca de 41% inferiores face à opção sem turbina a gás. Contudo, e apesar dos resultados obtidos pelo presente modelo, este não poderá ser aplicado ao caso de estudo do presente projeto, uma vez que a demanda de vapor e de eletricidade da refinaria de Sines não é constante ao longo do tempo. Ainda assim, sem a simplificação efetuada no presente artigo, o modelo tornar-se-ia extremamente complexo de resolver.

Assim sendo, em [37] é proposta a decomposição de um modelo de otimização MILP em dois níveis. O primeiro nível a ser resolvido, é o problema de nível superior, que permite a escolha da configuração a ser utilizada. De seguida, é resolvido o problema de nível inferior, de forma a otimizar o planeamento operacional. De uma forma mais simples, no problema de nível superior são escolhidos os equipamentos da superestrutura a ser utilizados, através de variáveis binárias. No problema de nível inferior, é obtido um perfil para o modelo de operação que consiste, também a partir de variáveis binárias, em obter o estado operacional (ligado ou desligado) de cada equipamento, para cada período. No problema de nível superior, é obtido um valor mínimo para o investimento associado a um determinado sistema de utilidades, com base nos equipamentos que foram selecionados. O investimento incluirá, não só os custos operacionais, como o investimento associado à aquisição de cada equipamento. O problema de nível inferior, dará como resultado o valor máximo para o investimento tendo em conta o modelo operacional obtido. O procedimento iterativo termina quando os valores mínimos e máximos para o investimento estejam dentro da tolerância previamente definida. A grande vantagem do presente método prende-se com a diminuição do tempo que demora a obtenção de um resultado no modelo de otimização MILP, para 10%. Por outro lado, no exemplo 3 do presente artigo, na qual é utilizado um sistema de utilidades real, a solução obtida pelo modelo apresentado permite poupanças de 2,18M\$ por ano, em comparação com o modelo MILP tradicional. Outra vantagem face ao anterior modelo abordado centra-se na variação das demandas de eletricidade e de vapor para cada período considerado, permitindo uma maior semelhança com o que acontece na fábrica de utilidades da refinaria da Galp, em Sines.

3. Enquadramento da Refinaria da Galp

3.1 Introdução da Refinaria

A refinaria da Galp, em Sines, iniciou a sua laboração em 1978 e tem, atualmente, uma capacidade de destilação de 226 kbpd (mil barris de petróleo por dia), sendo a única refinaria de petróleo em Portugal e uma das maiores da Península Ibérica. O petróleo bruto é composto por diversos hidrocarbonetos sendo que o processo de refinação do petróleo é um processo que tira partido dos diferentes pesos moleculares, volatilidades e temperaturas para os separar, formando produtos intermédios e finais, essencialmente combustíveis líquidos e gasosos [38].

Integram a refinaria, 34 unidades processuais a operar em regime de funcionamento contínuo, organizadas em quatro grandes estágios de refinação para separar o crude em substâncias utilizáveis:

- Separação física dos vários tipos de hidrocarbonetos através da destilação;
- Purificação de produtos intermédios em unidades de pré-tratamento;
- Processamento químico das frações de menor valor em produtos mais leves;
- Tratamento e mistura de produtos intermédios por remoção de elementos e compostos indesejáveis para integração em produtos finais.

As 34 unidades processuais estão subdivididas em 3 fábricas [39]:

- Fábrica I – *Hydroskimming* com *Platforming*;
- Fábrica II – *Cracking* - Complexo de Gasolinas;
- Fábrica III – *Hydrocracking*.

A refinaria conta ainda com uma central de utilidades, uma área de armazenagem, expedição e receção de hidrocarbonetos e uma central de cogeração com funções de suporte às atividades de produção das fábricas.

O funcionamento das unidades processuais da refinaria de Sines está dependente da Fábrica de Utilidades. Nesta, são realizadas diversas atividades, como a produção e transporte de:

- Água Bruta;
- Água Desmineralizada;
- Água de Refrigeração;
- Ar Comprimido;
- Vapor a vários níveis de pressão;
- Energia Elétrica.

No presente projeto apenas será abordada a produção e distribuição de energia elétrica e de vapor nos vários níveis de pressão da refinaria.

3.2 Fábrica de Utilidades

Como referido anteriormente, a fábrica de utilidades é responsável por diversas atividades de suporte às principais fábricas da refinaria. Uma das unidades que compõe a fábrica de utilidades é a unidade de cogeração. Tendo sido inaugurada no ano de 2009, o principal objetivo desta unidade é o fornecimento de vapor de alta pressão, beneficiando das vantagens de produção combinada de vapor e de eletricidade por via da queima do gás natural (combinação entre os ciclos de *Brayton* e de *Rankine*, descritos na secção 2.2) [39].

Esta central é constituída por:

- Duas turbinas a gás natural (GT1 e GT2) com uma potência elétrica unitária em funcionamento contínuo de 41 MW e à velocidade nominal de 5163rpm (rotações por minuto). A elas, estão acoplados dois alternadores trifásicos de 11,50 kV e 50 Hz, que permitem a exportação da eletricidade gerada para a rede;
- Duas caldeiras de recuperação (BR1 e BR2), do tipo aquatubular, equipadas com sistema de pós-combustão a gás natural e a fuel gás, permitindo a produção unitária de 125 ton/h de vapor sobreaquecido à pressão de 83barg e 523°C.

Adicionalmente, existem duas caldeiras convencionais (CE-BF 2 e 4), tendo as caldeiras 1 e 3 sido desativadas com a entrada em funcionamento da central de cogeração. Estas caldeiras, também do tipo aquatubular, mantêm-se em atividade com uma carga reduzida de forma a prevenir eventuais situações de emergência, tendo, ainda assim, uma capacidade de produção de 100 ton/h de vapor em condições semelhantes às caldeiras de recuperação.

Todo o vapor produzido em qualquer caldeira é enviado para um coletor geral de distribuição, sendo posteriormente fornecido aos seguintes consumidores:

- Turbobombas de alta pressão de água de alimentação às caldeiras;
- Válvulas Redutoras;
- Turbogeneradores para a geração de energia elétrica.

Desta forma, para além do vapor a 83barg, existem outras gamas de vapor sobreaquecido:

- Vapor a 24 bar e 380°C;
- Vapor a 10,5 bar e 320°C;
- Vapor a 3,5 bar e 220°C.

4. Desenvolvimento do modelo *Aspen*

Nas próximas secções serão abordados, individualmente, cada um dos equipamentos que constituem a unidade de cogeração da refinaria da Galp, sendo também, explicada a respetiva modelização no *software AspenPlus V11* [40].

No *Aspen*, é necessário escolher um modelo termodinâmico que permita descrever corretamente as interações entre as moléculas que ocorrem no processo. Foi concluído que o método *PENG-ROB* é o que melhor se assemelha às necessidades do presente processo, tendo sido o método escolhido.

O método *Peng-Robinson (PENG-ROB)* é o modelo recomendado em aplicações que envolvam processamento de correntes gasosas, refinarias e petroquímica. É um método particularmente adequado para processos onde existam regiões com elevadas temperaturas e pressões.

Contudo, tendo em conta que nas caldeiras de recuperação da presente unidade se processa à vaporização da água para formar vapor, sendo depois expandido nas turbinas de vapor da unidade, foi necessário adaptar o método termodinâmico nestes dois casos. Assim sendo, no *cold side* dos permutadores de calor, onde circula a água/vapor e nos turbogeradores, foi utilizado o método *STEAM-NBS*.

O método *STEAM-NBS* é uma atualização do método *STEAM-TA*, que permite implementar, em *Aspen*, as tabelas de vapor. É um método recomendado para processos onde exista água e a vaporização da mesma, uma vez que permite, de forma precisa, calcular todas as propriedades termodinâmicas da água.

4.1 Turbinas a Gás (GT)

Como abordado anteriormente, existem duas turbinas a gás na refinaria, cuja função é a geração de energia elétrica que será posteriormente exportada para a rede.

Este processo inicia-se com a captação de ar ambiente nas turbinas, através de filtros altamente eficazes. Posteriormente, o ar é comprimido no compressor da turbina até atingir a pressão pretendida e determinada pelo fator de compressão. O gás natural é abastecido pela REN Gasodutos e adequado à pressão de distribuição na refinaria através de postos de redução de pressão e de medição de caudal, sendo alimentado às GT a uma pressão de cerca de 25 bar. A composição do gás encontra-se esquematizada na Tabela 40, presente no anexo A [41].

Seguidamente, na câmara de combustão da turbina, o ar comprimido, é misturado com gás natural de alta pressão, gerando várias reações de combustão, cujas equações estão descritas em seguida.



Os gases de combustão, a elevada pressão e temperatura, são posteriormente conduzidos à turbina (acoplada a um gerador), levando à sua expansão e consequente geração de energia elétrica.

É importante perceber que, embora o compressor, a câmara de combustão e a turbina sejam descritos como equipamentos independentes, a turbina a gás, do tipo GE-PG6581(B), funciona como um único equipamento, sendo que a energia gerada na expansão dos gases de exaustão, é suficiente para acionar o compressor e o alternador acoplado ao gerador [42]. Na Figura 20 encontra-se uma representação do presente equipamento.

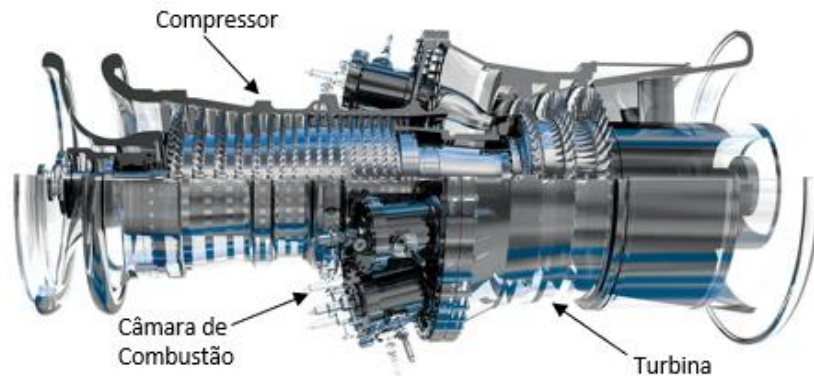


Figura 20 - Representação de uma turbina a gás.

Contudo, a modelização deste equipamento no *software Aspen*, requer quatro componentes, como é possível verificar na Figura 21. A válvula de controlo (*VAL*) tem como principal função regular o caudal de alimentação de gás natural ao equipamento.

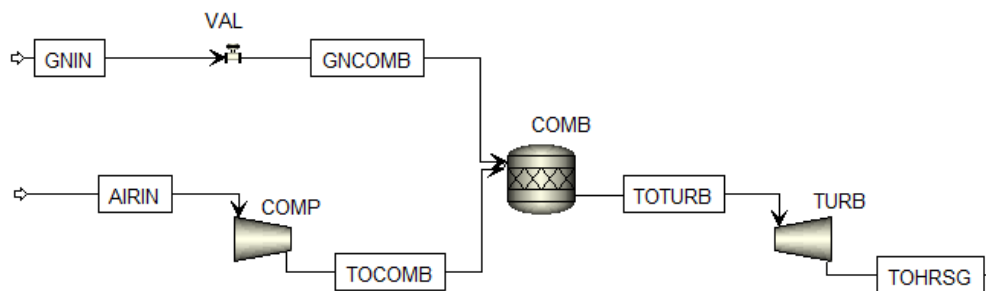


Figura 21 - Modelização da turbina a gás no Aspen.

O primeiro passo para a modelização do equipamento, passou por obter as eficiências de funcionamento, tanto do compressor, como da turbina propriamente dita. Nesse sentido, foi efetuada uma simulação para o dia 1 de janeiro às 00h, e as eficiências foram ajustadas de forma a obter o *output* energético pretendido, ou seja, a produção de energia elétrica que verdadeiramente se verificou para essa data e hora. Para tal, foi necessário adicionar vários *inputs* ao sistema:

- Condições de entrada da corrente de gás natural (*GNIN*): composição, caudal, temperatura e pressão;
- Perda de carga da corrente de gás natural ao passar na válvula (*VAL*);
- Condições de entrada do ar atmosférico (*AIRIN*): caudal, temperatura, pressão (neste caso, atmosférica) e composição;
- Fator de compressão (*COMP*);

- Pressão de funcionamento da câmara de combustão (*COMB*): valor que será igual à pressão do ar à saída do compressor;
- Equações relativas às reações de combustão que se verificam na câmara de combustão (*COMB*): no *Aspen*, a câmara de combustão, foi definida como um reator *RStoic*, tendo sido admitida uma conversão de 100% em todas as reações;
- Pressão à saída da turbina (*TURB*): valor que corresponderá em todas as simulações, à pressão atmosférica.

Em seguida, são apresentados, na Tabela 2, os valores obtidos para as eficiências da turbina e do compressor. Na Tabela 41, presente no anexo A, encontram-se os valores relativos aos *inputs* para o dia 1 de janeiro às 00h.

Tabela 2 – Valores das eficiências do compressor e da turbina (GT).

Dado	Valor
Eficiência COMP (%)	85,56
Eficiência TURB (%)	88,41
Eficiência mecânica TURB (%)	93,16

Ambas as eficiências foram obtidas utilizando o modelo compressor/turbina do tipo politrópico, no *Aspen*, uma vez que foi o modelo que revelou ter melhor ajuste face aos resultados obtidos em comparação com os dados reais da refinaria.

No caso da turbina, o valor da eficiência politrópica foi ajustado de forma que a temperatura dos gases de exaustão (*TOHRSG*) fosse a mais próxima possível do valor obtido na realidade. Por outro lado, o valor da eficiência politrópica do compressor foi ajustado de forma a obter uma corrente de ar comprimido (*TOCOMB*), com uma temperatura próxima de 360°C (valor apresentado no painel da sala de controlo, em Sines). Desse modo, a eficiência mecânica da turbina, foi ajustada de forma a obter o *output* de energia elétrica verificado na realidade.

Na Tabela 3 é apresentada uma comparação entre os dados reais e os dados obtidos através da simulação, com o cálculo do respetivo desvio relativo.

Tabela 3 - Comparação entre os valores reais e os valores obtidos no *Aspen* para o dia 1 de janeiro às 00h (GT).

Temperatura (°C)			Energia Elétrica (MW)		
Aspen	Real	Desvio (%)	Aspen	Real	Desvio (%)
554,48	551,53	+0,50	40,93	40,80	+0,32

Como é possível observar, com recurso à Tabela 3, a simulação em *Aspen* descreve, praticamente na perfeição, o funcionamento da turbina a gás para o dia 1 de janeiro às 00h. É importante ter em conta que os valores reais são medidos com recurso a instrumentos que têm, certamente, um erro associado, sendo desconsiderados, no decorrer do presente relatório e por indicação da Galp, desvios inferiores a 5%.

Assim sendo, e como forma de comprovar que a simulação se ajusta, de facto, à realidade, foram efetuadas várias simulações para diferentes datas/horas ao longo do ano, sem alterar as eficiências da turbina e do compressor previamente obtidas. Os resultados estão compilados na Tabela 4. É importante referir que foram escolhidas data/horas nas quais existisse uma variação significativa das condições operatórias. Neste âmbito, a principal variação na turbina a gás corresponde à temperatura do ar de alimentação, tendo sido escolhidos dias relativos a diferentes estações do ano e diferentes horas ao longo do dia.

Tabela 4 - Comparação entre os valores reais e os valores obtidos no *Aspen* para as restantes datas/horas simuladas (GT).

Data/Hora	Temperatura (°C)			Energia Elétrica (MW)		
	Aspen	Real	Desvio (%)	Aspen	Real	Desvio (%)
1/1 10h	556,89	553,23	+0,66	40,20	40,24	-0,10
2/1 13h	558,80	555,10	+0,66	39,35	39,42	-0,18
8/5 07h	551,31	555,02	-0,67	38,32	38,63	-0,80
24/7 16h	565,43	561,87	+0,63	35,87	36,41	-1,48
10/9 20h	560,36	560,16	+0,04	36,78	37,10	-0,86

Como é possível observar em todas as simulações efetuadas, os valores obtidos, representam bem os valores reais da refinaria. Assim sendo, é possível afirmar que a modelização da turbina a gás foi bem efetuada e que é possível confiar nos valores obtidos independente da hora do dia e da estação do ano.

Na Tabela 5 são apresentadas todas as variáveis obtidas nas simulações da turbina a gás, em *Aspen*, cujo valor seja ou não conhecido. Nesse sentido, será possível efetuar uma comparação entre os valores conhecidos na realidade com os valores obtidos no modelo, de forma a validar o mesmo. É importante referir, tanto para este caso, como para os que se seguirão, que a maioria dos valores podem ser vistos no painel de controlo, na refinaria, sendo, portanto, conhecidos. Contudo, na realização deste trabalho, apenas alguns valores foram partilhados pela Galp.

Tabela 5 - *Outputs* conhecidos e não conhecidos da modelização da turbina a gás, em *Aspen*.

Variáveis obtidas conhecidas	Variáveis obtidas não conhecidas
Pressão e Caudal da corrente <i>GNCOMB</i>	Temperatura da corrente <i>GNCOMB</i>
Condições da corrente <i>TOCOMB</i>	Temperatura da corrente <i>TOTURB</i>
Pressão da corrente <i>TOTURB</i>	Consumo de Energia Elétrica <i>COMP</i>
Condições da corrente <i>TOHRSG</i>	Produção de Energia Elétrica <i>TURB</i>
Produção de Energia Elétrica Total	Eficiência da turbina <i>TURB</i>
	Eficiência do compressor <i>COMP</i>

4.2 Caldeiras de Recuperação (BR)

Após a expansão na turbina a gás, os gases de exaustão, com uma temperatura de cerca de 550°C, são conduzidos às caldeiras de recuperação da unidade de cogeração. Nas caldeiras de recuperação, equipadas com sistema de queima adicional de combustível, o calor é transmitido, por convecção, entre os gases de exaustão e a água que circula do interior dos tubos dos permutadores de calor que constituem a caldeira. Dessa forma, é produzido vapor de alta pressão, iniciando o ciclo de *Rankine*.

Como abordado, a caldeira de recuperação é composta por vários permutadores de calor, cada um com uma função específica, com o objetivo de produzir vapor sobreaquecido nas condições desejadas pela refinaria. À semelhança da turbina a gás, também a modelização da caldeira de recuperação, no Aspen, exige uma modelização de forma individual de cada permutador de calor, como se pode observar na Figura 22.

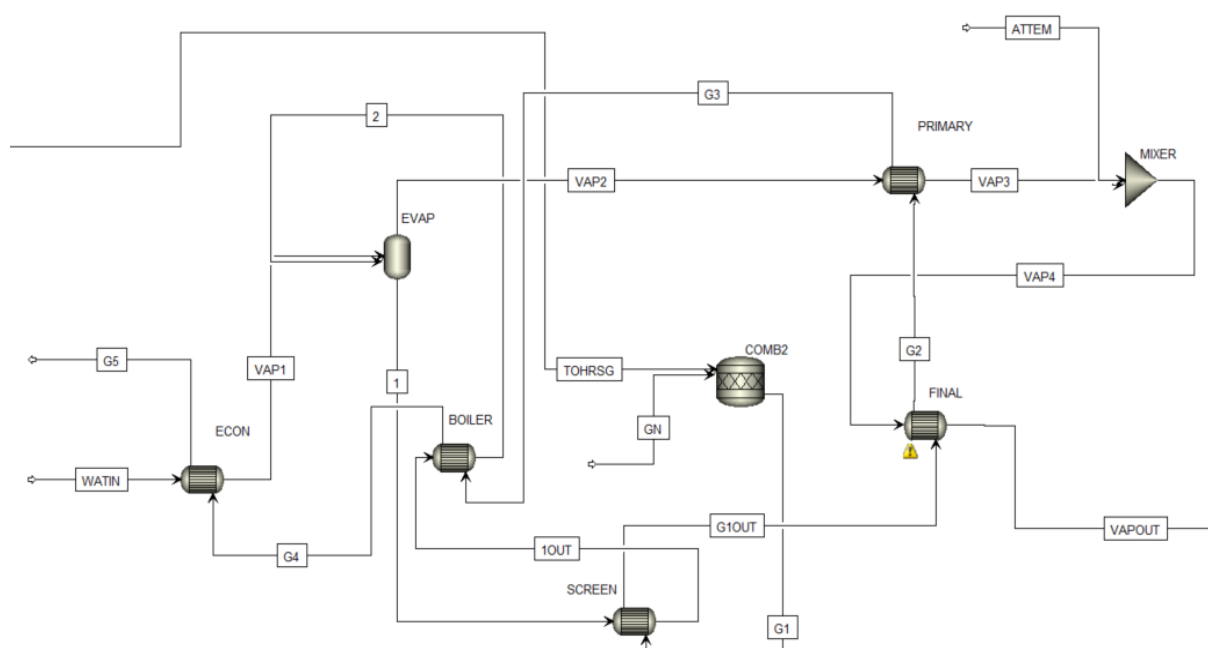


Figura 22 - Modelização da caldeira de recuperação no Aspen.

Como referido, cada caldeira de recuperação, é composta por uma série de permutadores de calor e por uma câmara de combustão [39]:

- Barrilete (*EVAP*): É o reservatório principal da caldeira, sendo que em condições normais terá, no seu interior, 50% de água e 50% de vapor saturado a 83 barg;
- Economizador (*ECON*): É o primeiro permutador por onde passará a água de alimentação da caldeira (*WATIN*), tendo a função de a pré-aquecer, aproveitando o calor existente nos gases de exaustão (*G5*), que após passarem pelo economizador, seguirão para a chaminé da caldeira;
- Evaporador (*BOILER*): Este permutador de calor tem como função, a vaporização da corrente de água proveniente do barrilete, levando à produção de vapor saturado;
- Sobreaquecedores primário e final (*PRIMARY* e *FINAL*): Permutadores de calor responsáveis pelo sobreaquecimento do vapor saturado proveniente do barrilete até uma temperatura predefinida entre 520 e 525°C;

- Dessobreaquecedor (*ATTEM*): Neste caso, não estamos na presença de um permutador propriamente dito, mas sim de uma injeção de água, através de um *spray*, na corrente de vapor sobreaquecido entre os dois sobreaquecedores (*VAP3* e *VAP4*). Esta técnica é aplicada como uma estratégia de controlar a temperatura do vapor sobreaquecido, de forma a obter um valor dentro do intervalo referido no ponto anterior;
- Ecrã (*SCREEN*): É o primeiro permutador pelo qual os gases de exaustão passarão (*G1*) e tem como função pré-aquecer a água proveniente do barrilete, de forma a facilitar a sua vaporização no evaporador;
- Câmara de Combustão (*COMB2*): É uma câmara de combustão, em tudo semelhante à da turbina a gás, permitindo novas reações de combustão entre o gás natural/fuel gás e os gases de exaustão (que ainda apresentam oxigénio na sua composição). A quantidade de gás natural alimentado, à caldeira de recuperação, é regulada consoante o caudal de vapor sobreaquecido que se pretende produzir. É importante referir que, tal como aconteceu para a modelização, em *Aspen*, da turbina a gás, a caldeira de recuperação foi modelada como um reator *RStoic*, admitindo 100% de conversão em todas as reações.

A modelização das caldeiras de recuperação foi efetuada, primeiramente, com recurso à folha de especificação do equipamento. Nesse sentido, foram efetuadas diversas simulações, tendo em conta o caudal de vapor que se pretendia produzir, especificando, de forma obrigatória, a temperatura das correntes entre os permutadores de calor. Dessa forma, todos os permutadores de calor foram simulados, em *Aspen*, no modo *design*, sendo especificada a temperatura da corrente quente/fria de saída. A única exceção foi o evaporador (*BOILER*), na qual foi definido que a corrente de saída (2) estaria totalmente vaporizada (fração de vapor = 1) [43].

Apesar das simulações efetuadas apresentarem resultados condizentes com a realidade, esta abordagem obrigaria a especificar a temperatura das correntes entre os permutadores de calor para todos os caudais de vapor produzidos. Contudo, na folha de especificação do equipamento, apenas existem valores detalhados para quatro caudais de vapor (105, 110, 125 e 137,5 ton/h), pelo que tornaria impossível realizar a simulação para qualquer outro caudal de vapor que se pretenda produzir [43].

Assim sendo, optou-se por alterar o modo, em *Aspen*, dos permutadores de calor, para o modo *Simulation* que, segundo o manual do *software*, permite calcular, de forma real e, através da área de transferência de calor e dos fluidos inseridos, as condições das correntes à saída do equipamento. Assim sendo, foi necessário especificar a área de transferência de calor (*A*) e o coeficiente global de transferência de calor (*U*) para cada permutador. Os valores da área estão descritos na folha de especificação e encontram-se resumidos na Tabela 42, no anexo A [43].

A taxa de transferência de calor (*Q*), em *W*, entre dois meios, é calculada através da equação 7, denominada por equação de projeto. Na presente equação a área de transferência de calor (m^2) é definida por *A*, o coeficiente global de transferência de calor por *U* ($W/m^2\text{°C}$) e a diferença logarítmica de temperaturas por ΔT_{ln} ($^{\circ}\text{C}$) [44].

$$Q = U \times A \times \Delta T_{ln} \quad (7)$$

Nos permutados de calor da caldeira de recuperação, ocorre transferência de calor por convecção, que envolve a combinação de dois mecanismos de transporte de energia térmica:

- **Condução** – Ocorre transferência de calor devido a um gradiente de temperaturas entre os dois fluidos;
- **Advecção** – Ocorre transferência de energia térmica devido ao movimento macroscópico de um dos fluidos, ou seja, ocorre quando, pelo menos um dos fluidos estiver em movimento.

O coeficiente global de transferência de calor pode ser obtido através da equação 8.

$$\frac{1}{U_e d_e} = \frac{1}{h_i d_i} + \frac{R_i''}{d_i} + \frac{\ln\left(\frac{d_e}{d_i}\right)}{2k} + \frac{R_e''}{d_e} + \frac{1}{h_e d_e} \quad (8)$$

Onde R_i'' e R_e'' representam, respetivamente, as resistências à transferência de calor criadas pela deposição de partículas no interior e exterior dos tubos do permutador, d_e e d_i referem-se respetivamente aos diâmetros externo e interno dos tubos, k representa a condutividade térmica do material dos tubos e, por fim, h_i e h_e referem-se, respetivamente, aos coeficientes parciais de transferência de calor interno e externo dos tubos.

O coeficiente parcial de transferência de calor depende, em geral, da dinâmica do fluido, ou seja, do movimento do mesmo. Nesse sentido, é calculado através do número de *Nusselt*, pela equação 9.

$$Nu = \frac{h \times d_i}{k} \quad (9)$$

Por sua vez, o número de *Nusselt* é calculado pela correlação de *Dittus-Boelter*, descrita pela equação 10, onde C é um fator que depende do tipo de fluido a circular nos tubos.

$$Nu = C \times Re^{0,8} \times Pr^{0,33} \quad (10)$$

Por fim, os números de *Reynolds* e de *Prandtl*, são calculados, respetivamente, pelas equações 11 e 12. Onde ρ é a densidade, v a velocidade, μ a viscosidade e C_p a capacidade calorífica média do fluido.

$$Re = \frac{\rho \times v \times d_i}{\mu} \quad (11)$$

$$Pr = \frac{C_p \times \mu}{k} \quad (12)$$

Pelas equações 9, 10 e 11, é possível concluir que o coeficiente parcial de transferência de calor depende diretamente da velocidade de transporte do fluido, o que, pela equação 13, significa que depende diretamente do caudal de fluido a ser transportado (para uma mesma área de secção, A_s).

$$Q_v = \frac{v}{A_s} \quad (13)$$

Nesse sentido, e através da equação 8, o coeficiente global de transferência de calor dependerá, de forma direta, do caudal de fluido que circula no interior dos tubos. Assim sendo, enquanto o valor da área é constante

para todas as simulações, o valor do coeficiente global de transferência de calor, varia consoante o caudal de vapor que se pretenda produzir.

Nesse sentido, foram efetuadas simulações, ainda com o modo *design* no *Aspen*, para os caudais de vapor descritos na folha de especificação do equipamento, de forma a obter o valor do coeficiente global de transferência de calor em cada permutador. Assim sendo, foi possível calcular um valor médio, para cada permutador de calor, de forma a definir o valor do coeficiente global de transferência de calor a utilizar, em *Aspen*, com os permutadores em modo *simulation*. Os valores do coeficiente global de transferência de calor para cada caudal de vapor, bem como os valores médios finais e o valor utilizado no *Aspen*, estão presentes Tabela 6. Os valores do coeficiente global de transferência de calor estão em $W/(m^2.K)$.

Tabela 6 - Coeficiente global de transferência de calor de cada permutador.

Equipamento	105 ton/h	110 ton/h	125 ton/h	137,5 ton/h	média	<i>Aspen</i>
Economizador	24,49	24,27	24,55	25,45	24,72	25
Evaporador	25,35	24,99	24,87	25,44	25,16	25
Sob. Primário	63,26	62,91	65,56	66,24	64,49	65
Sob. Final	42,40	40,25	44,39	45,41	43,11	43
Ecrã	22,75	22,51	23,47	24,18	23,23	23

Com os valores das áreas e do coeficiente global de transferência de calor já conhecidos, foram efetuadas diversas simulações para diferentes caudais de vapor. Contudo devido à variação, ainda considerável, do valor dos coeficientes globais de transferência de calor para cada caudal de vapor (Tabela 6), existiram erros de simulação, em *Aspen*, na grande maioria das simulações efetuadas.

Nesse sentido, optou-se por utilizar alguns permutadores em modo *design* e outros em modo *simulation*, de forma a evitar erros de simulação, obtendo, na medida do possível, resultados coerentes com os valores reais da refinaria.

Inicialmente, apenas o evaporador foi colocado em modo *design*, especificando a fração de vapor da corrente de saída (2) como sendo igual a um, mantendo todos os outros permutadores em modo *simulation*. Esta opção foi tomada, uma vez que, a função do evaporador é, como dito anteriormente, vaporizar toda a água, formando vapor saturado, que será posteriormente enviado para o barrilete.

Contudo, à semelhança do que acontecia com todos os permutadores em modo *simulation*, ocorreram erros nas simulações efetuadas. Assim sendo, foram efetuadas novas simulações, com a colocação alternada, de outros permutadores em modo *design*, num procedimento de tentativa e erro, de forma a eliminar este problema. A simulação que se revelou mais promissora, continha o economizador e o evaporador em modo *design*, estando os restantes em modo *simulation*.

Porém, é importante perceber que, como dito anteriormente, colocar o economizador em modo *design*, obriga a especificar a temperatura de saída da água (*VAP1*), sendo este valor diferente para cada caudal que se pretende obter, como é possível observar pela Tabela 7. Por esta razão, mais uma vez, num procedimento de tentativa e erro, foram feitas simulações, alterando a temperatura da corrente de água à saída do economizador,

com base nas temperaturas definidas para os quatro caudais de vapor descritos na folha de especificação, tendo-se conseguido obter simulações sem erros quando a temperatura apresenta o valor de 286°C, ou seja, a temperatura relativa à produção de 137,5 ton/h de vapor.

Tabela 7 - Temperatura (em °C) da corrente de água à saída do economizador para os quatro caudais de vapor descritos na folha de especificação do equipamento.

Equipamento	105 ton/h	110 ton/h	125 ton/h	137,5 ton/h
Economizador	298	296	291	286

De forma resumida, a modelização da caldeira de recuperação foi conseguida, com o ecrã e os dois sobreaquecedores em modo *simulation*, com o valor da área e do coeficiente global de transferência de calor descritos anteriormente. Por outro lado, o evaporador (fração de vapor da corrente 2 igual a 1) e o economizador (temperatura da corrente *VAP1* igual a 286°C), foram modelizados em modo *design*.

De forma a finalizar a modelização da caldeira de recuperação, foi efetuada uma *design-spec*, com o objetivo de regular o caudal de água do dessobaquecedor (*ATTEM*), permitindo obter vapor sobreaquecido a 83 barg e 523 °C na corrente de saída da caldeira (*VAPOUT*). Nesta estratégia de controlo, foi dada uma tolerância de $\pm 3^\circ\text{C}$, uma vez que o objetivo da refinaria é produzir vapor entre 520°C e 525°C, como anteriormente referido.

Assim sendo, os *inputs* necessários para cada simulação são:

- Condições de entrada da corrente de gás natural (*GN*): composição, caudal, temperatura e pressão;
- Caudal de água de alimentação à caldeira (*WATIN*): Este caudal é regulado de forma a obter o caudal desejado na corrente de saída (*VAPOUT*). É importante referir que a água de alimentação às caldeiras se encontra a 110°C e a 105 barg;
- Equações relativas às reações de combustão que se verificam na câmara de combustão da caldeira (*COMB2*): no *Aspen*, a câmara de combustão, foi definida como um reator *RStoic*.

Na modelização da caldeira de recuperação da refinaria, para além dos *inputs*, abordados em cima, apenas são conhecidas as condições (temperatura, pressão e caudal) do vapor produzido (*VAPOUT*). Ou seja, não existem valores reais que permitam uma comparação, entre as condições de todas as restantes correntes da caldeira de recuperação, à exceção, obviamente, para os casos onde é produzida uma quantidade de vapor descrita na folha de especificação. Nesse sentido, o modelo é apenas validado pelas condições do vapor que são produzidas.

4.3 Turbogeneradores – Turbinas de Vapor (TG)

Como referido anteriormente, todo o vapor produzido nas caldeiras de recuperação, é enviado para um coletor geral de distribuição, sendo posteriormente fornecido a diversos equipamentos, de forma a satisfazer as necessidades da refinaria.

A refinaria de Sines, tem 4 turbogeneradores (TG2,3,4 e 5), sendo que, atualmente, a TG2 se encontra fora de serviço [39].

Os turbogeneradores TG3 e TG4 têm um funcionamento semelhante. No 1º estágio de ambos é produzido vapor que alimenta o coletor de 3,5 bar, sendo que o vapor de baixa pressão, à saída do 2º estágio, é condensado

nos condensadores do turbogerador. Por outro lado, no 1º estágio da TG5 é produzido vapor que alimenta o coletor de 24 bar, sendo que no 2º estágio sairá vapor para o coletor de 3,5 bar [45].

Ainda assim, é importante perceber que os turbogeradores não produzem o vapor na pressão pretendida. No 1º estágio dos turbogeradores TG3 e TG4 é produzido vapor de 5bar. Este vapor seguirá posteriormente para um dessobreaquecedor, sendo futuramente alimentado ao coletor, já a uma pressão de 3,5 bar. O mesmo sucede para o 2º estágio do turbogerador TG5. Por outro lado, no 1º estágio da TG5, o vapor é produzido a 25 bar, sendo alimentado a um dessobreaquecedor, e posteriormente alimentado ao coletor, a uma pressão de 24 bar.

Uma vez que os turbogeradores TG3 e TG4 são semelhantes, foram modelizados no Aspen como sendo um único turbogerador. É importante ainda referir que os dois estágios de cada turbogerador foram modelizados como sendo duas turbinas independentes, como é possível verificar na Figura 23.

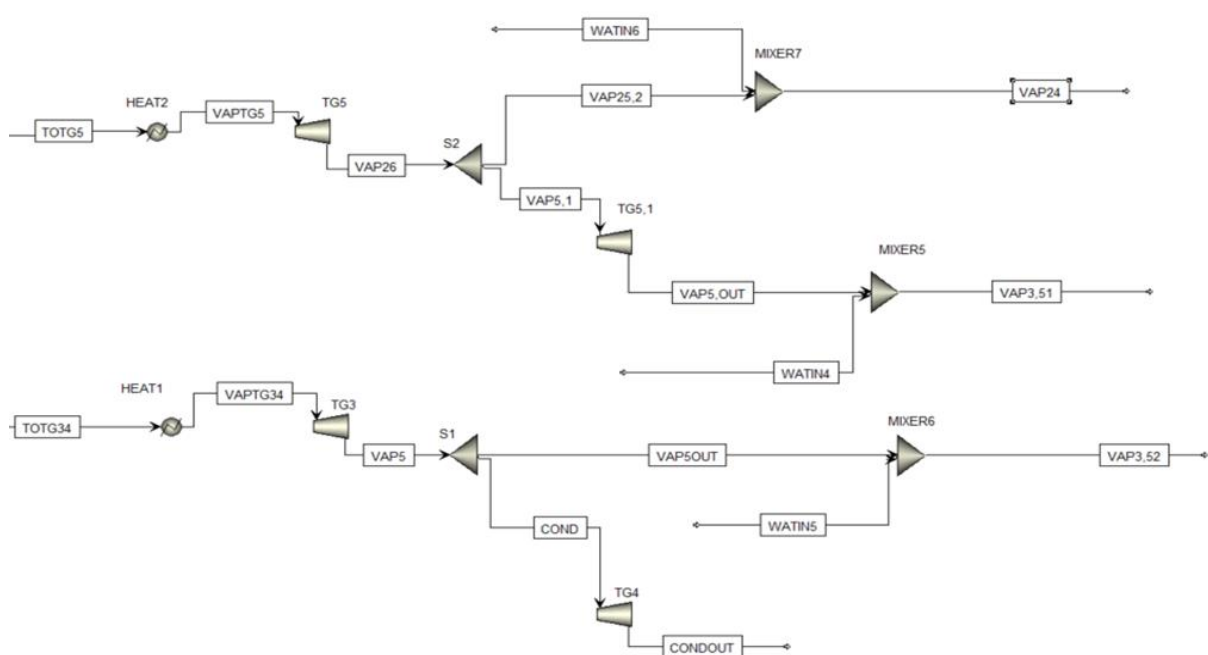


Figura 23 - Modelização dos turbogeradores, em Aspen.

Inicialmente, a estratégia de modelização dos turbogeradores foi semelhante à estratégia utilizada na modelização das turbinas a gás (GT). Ou seja, o objetivo foi efetuar uma simulação inicial, para uma determinada data e hora, e ajustar as eficiências de forma a obter valores para o *output* de energia elétrica e para a temperatura do vapor em cada estágio iguais aos valores reais da refinaria para essa mesma hora. Nesse sentido, o objetivo passaria por manter constante o valor das eficiências para as restantes simulações.

Contudo, enquanto para o caso das turbinas a gás não se verificam variações significativas ao longo do ano, tanto ao nível da produção de energia elétrica como para a temperatura dos gases de exaustão, o mesmo já não sucede para os turbogeradores, principalmente na produção de eletricidade. Ou seja, para a turbina a gás o *output* de energia elétrica é, ao longo do ano, próximo do valor dos 40 MW (carga-base da turbina), enquanto que para os turbogeradores, a produção de energia elétrica sofre alterações consideráveis. Isto acontece, porque o objetivo das turbinas a gás é produzir energia elétrica que será exportada para a rede. Por outro lado, o funcionamento dos turbogeradores é controlado pelas necessidades de vapor da refinaria. Caso haja uma

maior/menor necessidade de vapor de 3,5 bar ou de 24 bar, isso levará a um funcionamento diferente dos turbogeradores e, conseqüentemente, a uma alteração na produção de eletricidade.

Assim sendo, o objetivo foi efetuar uma simulação para cada turbogerador, para uma data/hora em que a produção de energia elétrica corresponda a um valor médio de produção ao longo do ano. Desta forma, foi possível obter as eficiências correspondentes a cada estágio da turbina e, mantendo esses valores, foram efetuadas novas simulações para diversas datas/horas ao longo do ano, de forma a poder comprovar se a modelização dos turbogeradores se ajusta à realidade. A escolha das datas/horas ao longo do ano para comprovar a simulação, foi feita de forma a selecionar datas/horas com diferentes valores de produção de energia elétrica, fundamentalmente com valores máximos e mínimos de produção em cada turbogerador.

Nesse sentido, para os turbogeradores TG3 e TG4, a simulação para a obtenção das eficiências foi efetuada para o dia 1 de janeiro às 11h. Para a TG5, simulou-se o dia 2 de janeiro às 13h. É importante referir que, tanto o valor da temperatura do vapor obtido em cada simulação, como a produção de energia elétrica, foram comparados com os valores reais. No caso da TG3 e TG4, como apenas se produz vapor de 3,5 bar, apenas esse valor é considerado para comparação, sendo, portanto, desconsiderada a temperatura do vapor de baixa pressão que sai no 2º estágio da turbina. Na Tabela 8 e Tabela 9 são apresentados os resultados para os turbogeradores 3 e 4 e na Tabela 10 e Tabela 11 os resultados para a TG5.

Tabela 8 - Valores das eficiências para ambos os estágios TG3 e TG4.

Dado	Valor
Eficiência 1º Estágio (%)	63,27
Eficiência 2º Estágio (%)	85,00

Tabela 9 - Comparação entre os valores obtidos e os valores reais da refinaria para a TG3 e TG4.

Data/Hora	Temperatura VAP5 (°C)			Energia Elétrica (MW)		
	Aspen	Real	Desvio (%)	Aspen	Real	Desvio (%)
1/1 11h	248,01	248,00	0,00	9,14	9,14	0,00
1/1 00h	254,88	244,76	+3,97	11,97	11,70	+2,26
31/10 14h	252,38	228,09	+9,62	16,93	15,77	+6,85
24/7 16h	247,43	262,98	-5,90	7,51	6,80	+9,45

Para o turbogerador TG5, para além do cálculo das eficiências isentrópicas que permitem obter vapor de 24/3,5bar à temperatura correta, foi também calculado o valor da eficiência mecânica para o 1º estágio da turbina, de modo a obter o valor real de produção de energia elétrica.

Tabela 10 - Valores das eficiências para ambos os estágios da TG5.

Dado	Valor
Eficiência 1º Estágio (%)	82,25
Eficiência Mecânica 1º Estágio (%)	88,00
Eficiência 2º Estágio (%)	48,50

Tabela 11 - Comparação entre os valores obtidos e os valores reais da refinaria para a TG5.

Data/Hora	Temperatura VAP25 (°C)			Temperatura VAP5 (°C)			Energia Elétrica (MW)		
	Aspen	Real	Desvio (%)	Aspen	Real	Desvio (%)	Aspen	Real	Desvio (%)
2/1 13h	354,25	354,26	0,00	245,14	245,17	0,00	11,66	11,66	0,00
1/1 10h	354,02	352,36	+0,47	243,89	238,52	+2,20	12,64	13,05	-3,14
14/3 17h	359,35	360,31	-0,27	245,25	288,77	-15,07	10,81	10,05	+7,03
10/9 20h	358,50	357,82	+0,19	244,62	215,76	+11,80	14,16	16,34	-13,34
8/5 07h	342,52	376,16	-8,94	225,97	300,60	-24,83	7,22	4,77	+33,93

Como é possível verificar pelas tabelas apresentadas, os resultados dados pelas simulações não correspondem aos valores verificados na refinaria, apresentando desvios superiores aos eventuais erros associados aos instrumentos de medição e também aos 5% dados como margem. É ainda possível verificar, que para valores máximos ou mínimos de produção de energia elétrica para cada turbogerador, os desvios ainda são mais consideráveis. Assim sendo, não é possível modelizar os turbogeradores mantendo o valor das eficiências constantes, pelo que será necessário ajustar os valores das eficiências para cada simulação que se pretenda elaborar.

Em relação aos aquecedores (*HEAT1* e *HEAT2*), não representam nenhum tipo de aquecimento ou arrefecimento das correntes do vapor sobreaquecido produzido nas caldeiras de recuperação. A sua utilidade no modelo centra-se em simular a perda de carga e a diminuição de temperatura verificada na corrente de vapor, no trajeto desde que sai da caldeira de recuperação até chegar ao respetivo turbogerador. Nesse sentido, é possível ajustar as condições do vapor à entrada do grupo de turbogeradores de forma a que correspondam ao valor real.

Por fim, os *MIXER5*, *MIXER6* e *MIXER7* tem uma aplicabilidade no modelo semelhante ao dessobreaquecedor simulado para as caldeiras de recuperação. O objetivo destes equipamentos centra-se numa estratégia de controlar a temperatura do vapor produzido nos dois estágios de cada turbogerador. Como abordado, o vapor de 24 bar deverá ser alimentado ao coletor a 380°C e o vapor de 3,5 bar a 220°C. Deste modo, caso a temperatura do vapor, à saída do turbogerador, seja superior ao valor pretendido, dar-se-á a mistura com água (em forma de *spray*) de forma a atingir a temperatura desejada. Por outro lado, caso o vapor seja produzido a uma temperatura menor do que a temperatura definida no *set-point*, o vapor passará pelo dessobreaquecedor sem que haja mistura com água. A simulação destes dessobreaquecedores, em *Aspen*, foi conseguida com recurso a *design-specs*, ajustando o caudal de água (*WATIN4*, *WATIN5*, *WATIN6*) alimentada a cada tipo de vapor, de forma a atingir a temperatura definida.

Os *inputs* necessários para cada simulação são:

TG3 e TG4

- Condições de funcionamento do *HEAT1*: Temperatura e pressão do vapor na entrada do turbogerador;
- Condições de funcionamento do 1º estágio da turbina: Eficiência isentrópica e pressão da corrente de saída;

- Caudal de vapor 3,5 bar que é produzido: Especificação do caudal da corrente *VAP3,5* no *Splitter S1*;
- Condições de funcionamento do 2º estágio da turbina: Eficiência isentrópica e pressão da corrente de saída.

TG5

- Condições de funcionamento do *HEAT2*: Temperatura e pressão do vapor na entrada do turbogerador;
- Condições de funcionamento do 1º estágio da turbina: Eficiência isentrópica, eficiência mecânica e pressão da corrente de saída;
- Caudal de vapor 24 bar que é produzido: Especificação do caudal da corrente *VAP24* no *Splitter S2*;
- Condições de funcionamento do 2º estágio da turbina: Eficiência isentrópica e pressão da corrente de saída.

Na Tabela 12 são apresentadas as variáveis obtidas nas simulações efetuadas para os turbogeradores, em *Aspen*, cujo valor seja ou não conhecido. Com base nas variáveis obtidas, que sejam conhecidas, poderá ser feita uma validação do modelo, por comparação com os dados reais.

Tabela 12 - *Outputs* conhecidos e não conhecidos da modelização dos turbogeradores, em *Aspen*.

Variáveis obtidas conhecidas	Variáveis obtidas não conhecidas
Condições de todas as correntes de vapor	Caudais das correntes dos dessobreaquecedores
Produção de energia em cada Turbogenerador	Produção de energia elétrica em cada estágio
Condições das correntes à saída dos <i>Spliters S1</i> e <i>S2</i>	Eficiência de cada estágio

4.4 Válvulas Redutoras (REDT)

Para além dos turbogeradores, o vapor de alta pressão produzido, nas caldeiras de recuperação, poderá ser alimentado ao grupo de válvulas redutoras da refinaria, sendo uma forma alternativa de produzir vapor nos diferentes níveis de pressão pretendidos. O funcionamento das válvulas redutoras é extremamente simples, visto que, tal como o nome indica, o vapor ao passar pelas válvulas sofrerá uma redução de pressão. Nesse sentido, existem diferenças em relação ao grupo de turbogeradores [39]:

- Não há, neste caso, produção de energia elétrica;
- Como não há conversão da energia térmica do vapor de alta pressão em energia elétrica, o vapor, após passar pelas válvulas redutoras, terá uma temperatura superior face ao vapor produzido no grupo de turbogeradores, à mesma pressão.

Na refinaria de Sines, existem 3 tipo de válvulas redutoras:

- Válvula Redutora de 80 para 25 bar (*REDT25*);
- Válvula Redutora de 24 para 10,5 bar (*REDT10*);
- Válvula Redutora de 24 para 5 bar (*REDT5*).

Na Figura 24 encontra-se representado, em *Aspen*, o grupo de válvulas redutoras da refinaria de Sines:

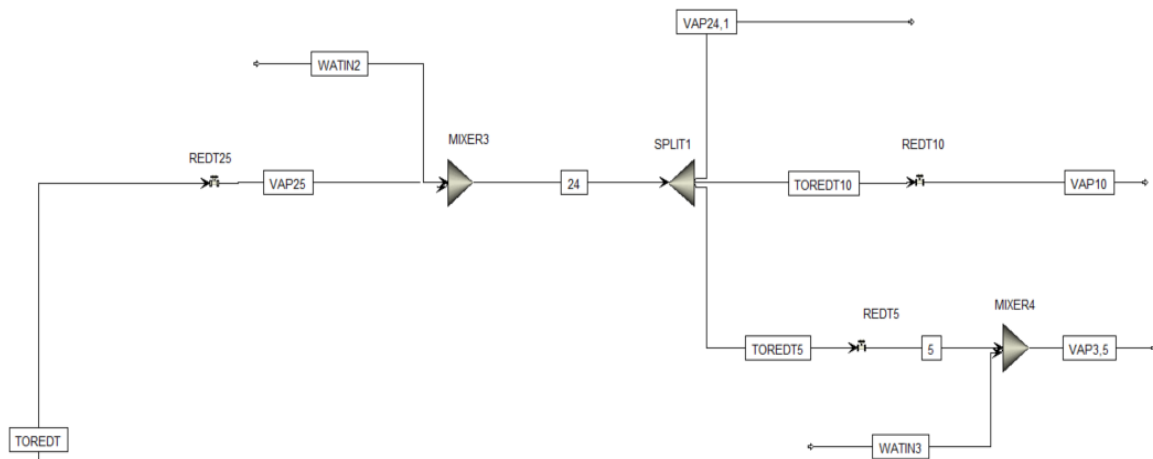


Figura 24 - Modelização das válvulas redutoras no *Aspen*.

Para a modelização destes equipamentos em *Aspen*, é apenas necessário especificar a pressão da corrente de saída de cada válvula. Contudo, à semelhança dos turbogeradores, será necessário inserir uma estratégia de controlo de forma a obter vapor, nos diferentes níveis de pressão, à temperatura correta. Nesse sentido, foram utilizados dessobreaquecedores (representados pelos *MIXER3* e *MIXER4*). Mais uma vez, recorreu-se a *design-specs*, de forma a garantir a temperatura desejada para os diferentes níveis de pressão de vapor.

O único *input* necessário ao sistema das válvulas redutoras, para as várias simulações, é definir os caudais de vapor que são produzidos para cada nível de pressão. Isso é efetuado, especificando os caudais à saída do equipamento *SPLIT1*.

No presente modelo, quase todos os dados obtidos no *Aspen* são conhecidos, sendo, portanto, úteis para a validação do mesmo. Os únicos valores não conhecidos, são os caudais das correntes dos dessobreaquecedores.

4.5 Turbobombas (CE-P)

Como abordado anteriormente, uma parte do vapor de alta pressão produzido nas caldeiras de recuperação, é enviado para as turbobombas *CE-P6* e *CE-P9*.

Estas bombas são utilizadas de forma a bombear a água de alimentação às caldeiras. Contudo, ao invés de estarem conectadas à rede elétrica da refinaria e consumirem eletricidade quando são utilizadas, estas bombas têm uma turbina associada a cada uma delas. Nesse sentido, o vapor ao passar pela turbina será expandido e acionará o gerador, gerando energia elétrica suficiente para o funcionamento das mesmas. O vapor, após a expansão, será alimentado ao coletor de 24 bar [39].

Desta forma os equipamentos simulados, em *Aspen*, não foram as bombas propriamente ditas, mas sim as turbinas a elas associadas, visto que são estes os equipamentos que pertencem ao ciclo do vapor (ciclo de *Rankine*). Por outro lado, como ambas as bombas têm o mesmo funcionamento, apenas foi simulada uma turbina, como é possível verificar na Figura 25.

A turbina foi simulada, em *Aspen* considerando, para todos os casos, uma pressão à saída de 25bar. Nesse sentido, a eficiência (Tabela 13) foi ajustada de forma a que o vapor de 25 bar à saída da turbina apresentasse uma temperatura de, aproximadamente 380°C, o que corresponde à temperatura do vapor no coletor de 24 bar.

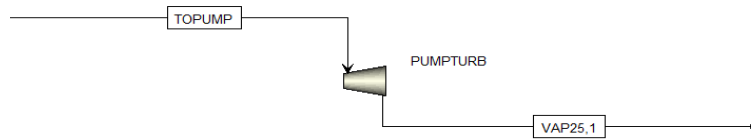


Figura 25 - Modelização, no *Aspen*, da turbina associada às turbobombas.

Tabela 13 - Valor da eficiência utilizada para a turbina associada às turbobombas.

Dado	Valor
Eficiência (%)	60

Neste caso, o único valor fornecido pela Galp foi o caudal de vapor que é alimentado às turbobombas, sendo que os valores, tanto da eficiência, como da produção de energia elétrica, não são conhecidos, não podendo ser utilizados para a validação do modelo. Como referido, assumiu-se que a temperatura da corrente de vapor à saída das turbobombas é de 380°C, uma aproximação que não tem interferência nos resultados obtidos, porque apenas interessa saber, quanto vapor de 24 bar é produzido.

Está assim concluída a modelização em *Aspen*, da rede de cogeração da refinaria da Galp, em Sines.

5. Estudo da Flexibilidade da Unidade de Cogeração da Refinaria

Como abordado, na secção 2.1, a redução das emissões de CO₂ é uma prioridade a nível mundial. A unidade de cogeração da refinaria da Galp, emite anualmente um valor próximo das 500 mil toneladas de CO₂, sendo que, devido à evolução do preço da tonelada de dióxido de carbono, torna-se fundamental, mesmo num ponto de vista de subsistência, encontrar opções de flexibilidade operacional e de produto que permitam reduzir o consumo de gás natural, e consequentemente, as emissões de CO₂, sem nunca interferir com a produção de vapor da unidade.

Com base no que foi abordado ao longo das secções anteriores, apenas existem duas opções que permitem cumprir o presente objetivo:

- Diminuir a alimentação de gás natural às turbinas a gás (GT1 e GT2);
- Diminuir a alimentação de gás natural às caldeiras de recuperação (BR1 e BR2).

A primeira hipótese é, à partida, a opção mais promissora, visto que o caudal de gás natural que é alimentado às turbinas a gás é superior ao caudal que alimenta as caldeiras de recuperação. Por outro lado, o objetivo das turbinas a gás é produzir eletricidade para exportar para a rede, pelo que qualquer diminuição do caudal de gás natural, levaria a uma diminuição na produção de energia elétrica de cada GT e, consequentemente, a uma diminuição das exportações por parte da refinaria. Ainda assim, esta situação poderá ser compensada pela incorporação de fontes de energia renovável que contrapesem tal diminuição. Contudo, é importante lembrar que a produção de energia por parte das turbinas a gás é maioritariamente constante ao longo do ano, sendo que são dimensionadas precisamente para esse efeito. Segundo [46], ainda há um longo caminho a percorrer de forma a aumentar a flexibilidade de um turbina a gás, sendo, na opinião do autor, ainda mais inflexível que as convencionais centrais termoelétricas a carvão. No presente artigo foi concluído que as emissões de NO_x e CO de uma turbina a gás sofrem um aumento considerável em qualquer modo operacional que não seja o modo para o qual foram dimensionadas. Nesse sentido, não é desejável diminuir as emissões de CO₂ se tal implicar um aumento das emissões de NO_x e CO, o que dificulta a escolha por esta opção.

Assim, será primeiramente estudada a diminuição ou mesmo eliminação do sistema de pós-combustão das caldeiras de recuperação. Porém, o modo de funcionamento das caldeiras de recuperação, dos turbogeradores, das válvulas redutoras e das turbobombas é controlado pelas necessidades de vapor da refinaria.

Na prática, a eliminação do sistema de pós-combustão de uma caldeira de recuperação, apenas permite produzir, regra geral, 70 ton/h de vapor a cerca 480°C, o que significa que afetará tanto a quantidade, como a qualidade de vapor que é alimentado às restantes fábricas da refinaria. Por conseguinte, para conseguir contornar este eventual problema, será necessária a introdução de tecnologias *power-to-heat*. Dentro deste tipo de tecnologias, surgem as caldeiras elétricas, sendo uma tecnologia promissora e já bastante utilizada em sistemas com *district heating* [5].

5.1 Flexibilidade nas Caldeiras de Recuperação

A diminuição do consumo de gás natural e, conseqüente, diminuição das emissões de CO₂ passará pela eliminação do sistema de pós-combustão de uma ou das duas caldeiras de recuperação da refinaria. Nesse sentido, o vapor restante poderá ser produzido por duas formas distintas:

- Uma caldeira elétrica para produção de **vapor a 83barg**, sendo este vapor fornecido ao coletor de alta pressão da refinaria de forma a ser misturado com o vapor produzido nas restantes caldeiras. Esta hipótese não envolve qualquer alteração ao funcionamento normal da unidade de cogeração, sendo o vapor posteriormente alimentado aos turbogeradores, válvulas redutoras e turbobombas;
- Uma série de caldeiras elétricas descentralizadas para a produção **de vapor de 3,5barg e 24barg**. Neste caso, o vapor alimentado ao coletor de alta pressão será necessariamente inferior à opção anterior, o que levará a alterações no funcionamento da unidade de cogeração. Como as turbinas de vapor são equipamentos sensíveis a alterações do caudal e temperatura do vapor que lhe é alimentado, esta opção não inclui a utilização de turbogeradores. Nesse sentido, o vapor de alta pressão será apenas alimentado às válvulas redutoras e às turbobombas.

É importante referir que a segunda opção foi indicada pela Galp, com o objetivo de colocar caldeiras elétricas descentralizadas pela refinaria, alimentando diretamente os consumidores finais. A primeira opção surge numa segunda hipótese para a integração de caldeiras elétricas na refinaria de Sines.

A escolha por uma destas opções só poderá ser levada a cabo após um estudo, mais detalhado, de qual das hipóteses se revela mais vantajosa, não só ao nível da produção de eletricidade, na quantidade e qualidade do vapor que é produzido, como também ao nível económico associado à diminuição do consumo de gás natural e das emissões de CO₂. Nesse sentido, foram efetuadas várias simulações para diferentes datas/horas ao longo do ano. Nas próximas secções será explicado o procedimento que foi utilizado para o dia 1 de janeiro às 00h, sendo que serão seguidamente, apresentados os resultados das restantes simulações.

5.1.1 Explicação do Procedimento (Simulação 1 e 2)

No procedimento seguido foram realizadas, para cada data/hora, 3 simulações diferentes:

- A simulação do **caso real**;
- **Simulação 1** - Uma simulação alternativa com uma caldeira elétrica para a produção de **vapor a 83barg**;
- **Simulação 2** - Uma simulação alternativa com caldeiras elétricas para a produção de **vapor a 3,5barg e 24barg**.

Com as diferentes simulações pretendeu-se perceber as divergências que existem entre cada uma delas, ao nível da produção, tanto de eletricidade como de vapor, de forma a poder selecionar qual das opções alternativas é mais vantajosa.

5.1.1.1 Simulação do Caso Real

Para as diferentes simulações recorreu-se ao modelo *Aspen*, descrito na secção 4. Para a simulação do caso real, não foram efetuadas nenhuma alteração ao modelo, tendo sido apenas colocados os *inputs* necessários, com dados referentes ao dia 1 de janeiro às 00h.

Os resultados das simulações estão apresentados na Tabela 14, Tabela 15 e Tabela 16.

Tabela 14 - Condições do vapor produzido nas caldeiras de recuperação BR1 e BR2 e na caldeira BF4.

Equipamento	Caudal (ton/h)	Temperatura (°C)
Caldeira de Recuperação BR1	112,53	522
Caldeira de Recuperação BR2	115,16	523
Caldeira BF4	25,46	523

Tabela 15 - Energia elétrica produzida pelos turbogeradores TG3, TG4 e TG5.

Equipamento	Eletricidade Produzida (MW)
Turbogeradores TG3 e TG4	11,67
Turbogerador TG5	13,92

Tabela 16 - Especificações das correntes de vapor de 24 bar e 3,5 bar.

Vapor	Caudal Mássico (ton/h)	Temperatura (°C)
Vapor 3,5 bar	125,78	220
Vapor 24 bar	110,75	358

Na Figura 26 encontra-se um diagrama que permite visualizar todas as correntes do processo. É importante referir que como não se efetuaram alterações ao funcionamento das turbinas a gás (GT1 e GT2), estes equipamentos não se encontram representados.

É importante ainda mencionar que a válvula redutora de 24-10,5 bar não se encontra representada na imagem uma vez que a produção de vapor de 10,5 bar é bastante reduzida. No presente caso, a produção correspondeu a 7,23 toneladas.

O caudal de vapor de 24 bar que é, efetivamente, produzido e enviado para os consumidores finais é dado pela equação 14:

$$VAP24 = COLETOR24 - REDT24/10 - REDT24/5 \quad (14)$$

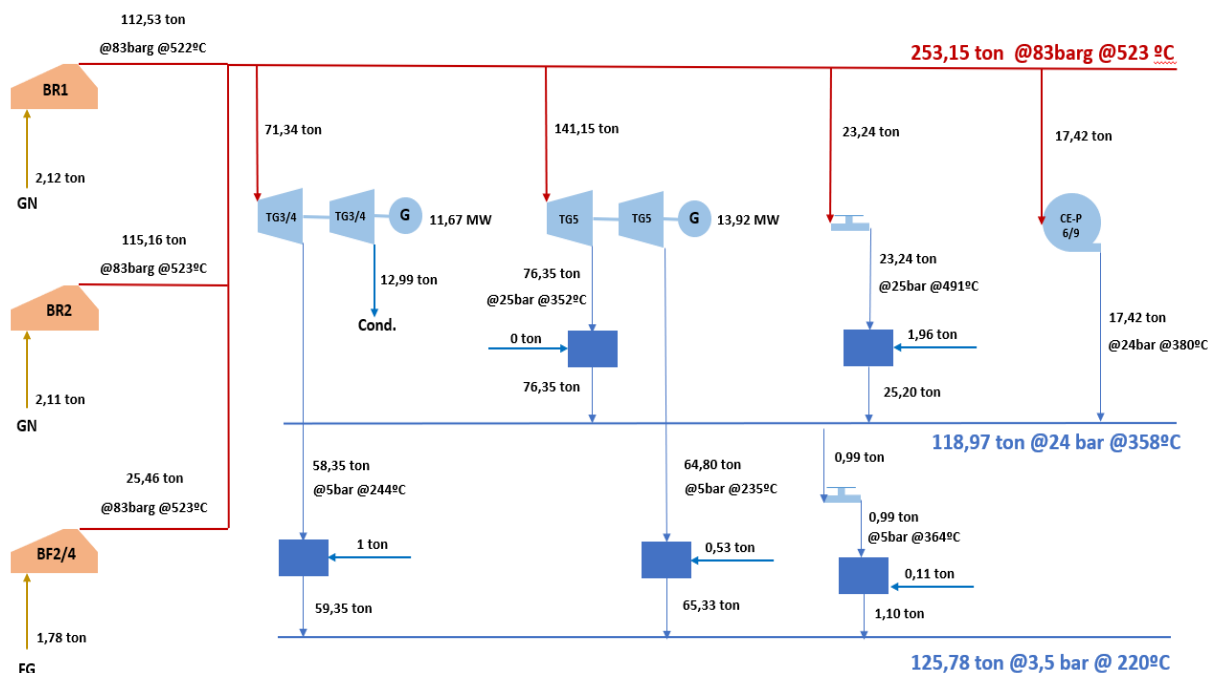


Figura 26 - Diagrama representativo do funcionamento da unidade de cogeração no dia 1 de janeiro às 00h.

5.1.1.2 Simulação 1 – Caldeira Elétrica de 83barg

A simulação 1, envolve a eliminação do sistema de pós-combustão de uma ou das duas caldeiras de recuperação da refinaria. Na simulação 1.1, a caldeira de recuperação BR1 não tem capacidade para produzir todo o vapor necessário pela refinaria, pelo que será necessária a caldeira elétrica para compensar essa perda. Já na simulação 1.2, não haverá sistema de pós-combustão nas duas caldeiras de recuperação (BR1 e BR2).

A presença de uma caldeira elétrica de 83barg, permitirá produzir o vapor necessário de modo a evitar a escassez desta utilidade para as restantes fábricas da refinaria. Como este vapor será misturado ao vapor produzido pelas restantes caldeiras, foram necessárias efetuar alterações ao modelo, como pode ser observado na Figura 47, no anexo B.

Inserir uma caldeira elétrica de 83barg não envolve qualquer alteração ao normal funcionamento da unidade de cogeração. Ou seja, todo o vapor produzido, será enviado para o coletor de alta pressão e posteriormente para o grupo de turbogeradores, válvulas redutoras e turbobombas sem que haja qualquer alteração face ao caso real.

É importante referir que de modo a garantir uma temperatura de 523°C no coletor (ou seja, na corrente TOTG), ajustou-se, através de uma *design-spec*, a temperatura do vapor após passar pelo sobreaquecedor da caldeira elétrica (SHEATER). Assim sendo, o vapor produzido pela caldeira elétrica encontrar-se-á num maior grau de sobreaquecimento quando comparado ao vapor produzido pelas restantes caldeiras da refinaria.

De seguida apresentam-se os diagramas correspondentes aos resultados obtidos para a simulação sem sistema de pós-combustão na BR1 (Simulação 1.1; Figura 27) e sem sistema de pós-combustão em ambas as caldeiras de recuperação (Simulação 1.2; Figura 28). Nas tabelas 17, 18 e 19, apresenta-se o resumo dos

resultados obtidos, a nível do consumo de eletricidade e de gás natural, para o dia 1 de janeiro às 00h e para as restantes datas/horas simuladas.

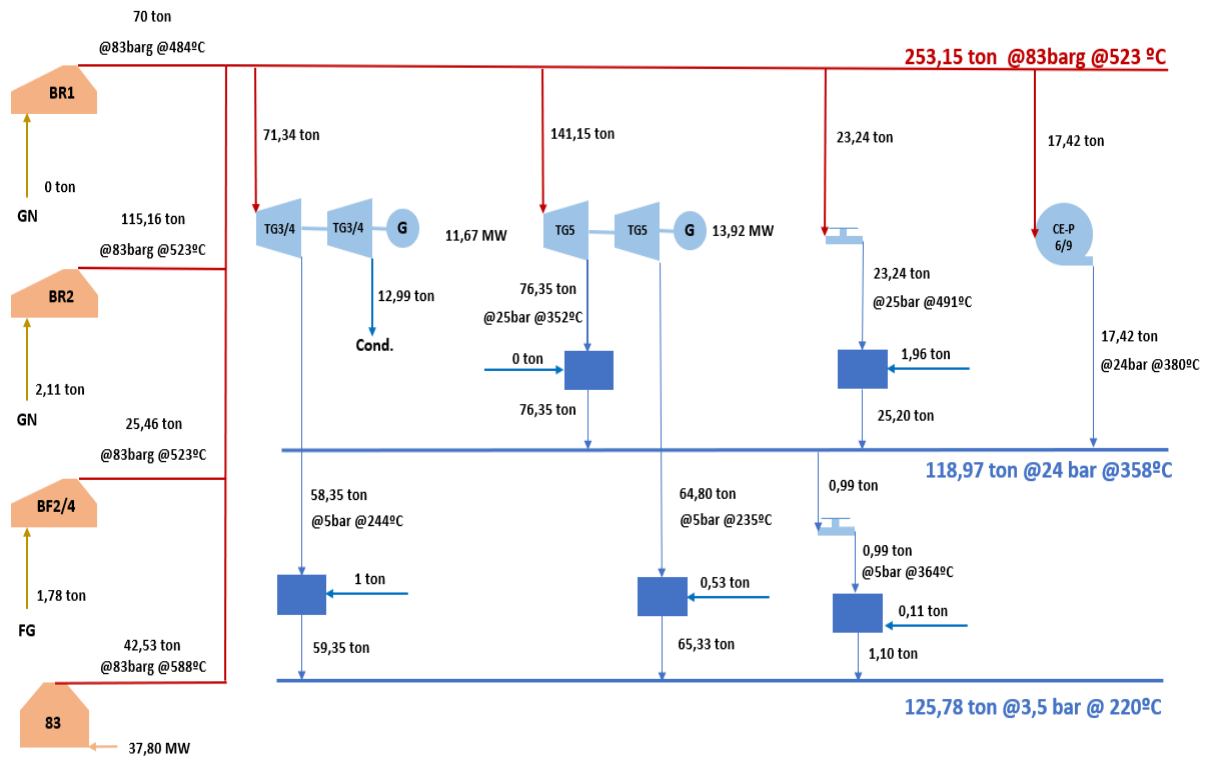


Figura 27 - Funcionamento da unidade de cogeração com a introdução de uma caldeira elétrica de 83bar (Simulação 1.1).

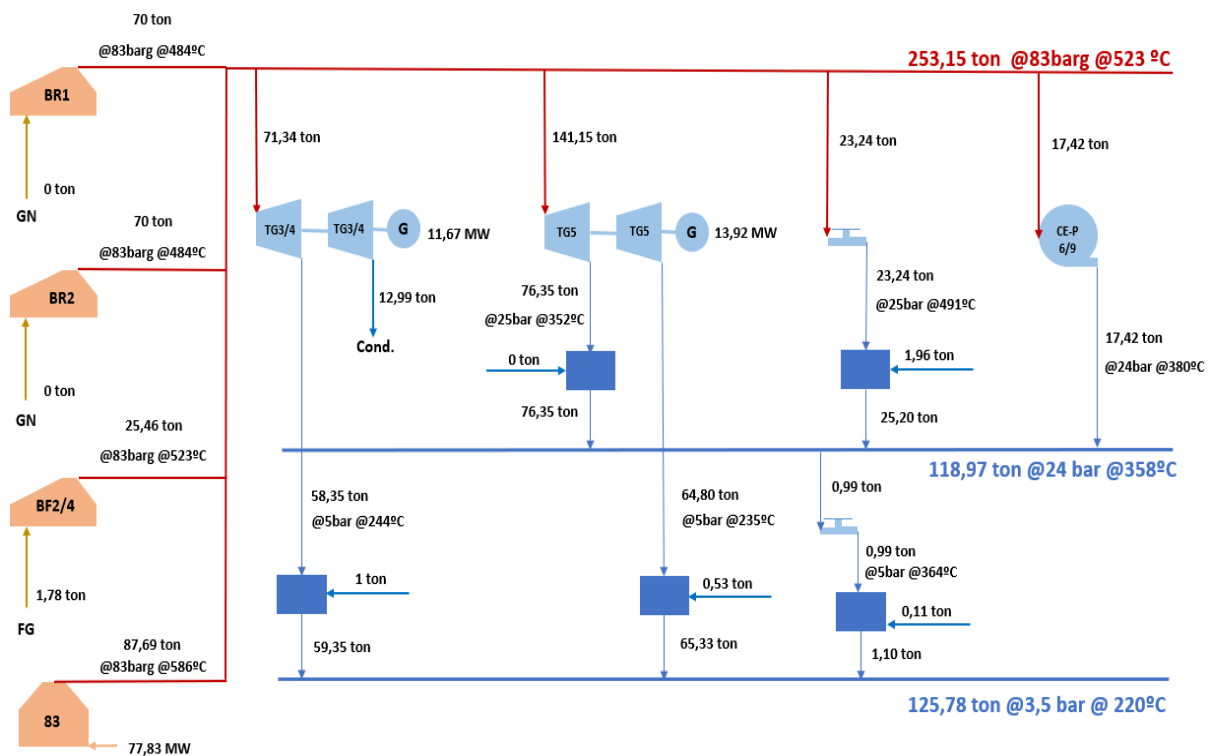


Figura 28 - Funcionamento da unidade de cogeração com a introdução de uma caldeira elétrica de 83bar (Simulação 1.2).

Tabela Resumo para 1/1 às 00h (Simulação 1)

Tabela 17 - Eletricidade necessária/importada e consumo de gás natural para 1 de janeiro às 00h (Simulação 1).

Caso	Eletricidade Necessária/Importada (MW)			Consumo de Gás Natural (ton)			
	Caldeira Elétrica	Eletricidade Importada	Diferença para o Caso Real (Δ MW)	Turbinas a Gás (GT1 e GT2)	Caldeiras de Recuperação (BR1 e BR2)	Total	Diferença para o Caso Real (Δ ton)
Caso Real	0	34,53	-	19,15	4,23	23,38	-
Simulação 1.1	37,80	72,33	+37,80	19,15	2,11	21,26	-2,12
Simulação 1.2	77,83	112,36	+77,83	19,15	0	19,15	-4,23

Tabela Resumo para as restantes datas/horas (Simulação 1.1)

Tabela 18 - Eletricidade necessária/importada e consumo de gás natural para as restantes datas/horas (Simulação 1.1).

Caso	Eletricidade Necessária/Importada (MW)			Consumo de Gás Natural (ton)	
	Caldeira Elétrica	Eletricidade Importada	Diferença para o Caso Real (Δ MW)	Total	Diferença para o Caso Real (Δ ton)
1/1 10h	35,35	71,25	+35,35	20,65	-1,97
1/1 11h	34,39	70,84	+34,39	20,48	-1,96
2/1 13h	36,33	71,34	+36,33	20,28	-2,08
8/5 07h	19,19	20,93	+19,19	19,65	-1,30
24/7 16h	21,27	62,46	+21,27	19,58	-1,41
10/9 20h	36,29	80,55	+36,29	19,14	-2,05
20/11 21h	57,58	79,99	+57,58	21,78	-3,50
20/11 23h	49,52	73,86	+49,52	21,14	-2,90

Tabela Resumo para as restantes datas/horas (Simulação 1.2)

Tabela 19 - Eletricidade necessária/importada e consumo de gás natural para as restantes datas/horas (Simulação 1.2).

Caso	Eletricidade Necessária/Importada (MW)			Consumo de Gás Natural (ton)	
	Caldeira Elétrica	Eletricidade Importada	Diferença para o Caso Real (Δ MW)	Total	Diferença para o Caso Real (Δ ton)
1/1 10h	67,49	103,39	+67,49	18,96	-3,66
1/1 11h	65,36	101,81	+65,36	18,89	-3,55
2/1 13h	66,08	101,09	+66,08	18,71	-3,65
8/5 07h	42,46	44,20	+42,46	18,36	-2,59

24/7 16h	54,49	95,68	+54,49	17,68	-3,31
10/9 20h	62,66	106,92	+62,66	17,93	-3,26
20/11 21h	116,05	138,45	+116,05	18,27	-7,01
20/11 23h	98,80	123,14	+98,80	18,28	-5,76

5.1.1.3 Simulação 2 – Caldeiras Elétricas de 24 e 3,5barg

Na simulação 2, elimina-se o sistema de pós-combustão da BR1 (Simulação 2.1) e o sistema de pós-combustão na BR1 e BR2 (Simulação 2.2). Contudo, ao invés da simulação 1, recorre-se a caldeiras elétricas de 24barg e de 3,5barg. Teremos assim uma menor quantidade de vapor no coletor de alta pressão da refinaria, o que levará, necessariamente, a uma menor quantidade de vapor nos restantes níveis de pressão (24bar, 10,5bar e 3,5bar). Esta diferença será compensada com recurso às caldeiras elétricas. É importante referir que não se recorreu a uma caldeira elétrica para a produção de vapor a 10,5barg devido à reduzida importância desta utilidade na refinaria.

O facto de o vapor de 83barg presente no coletor de alta pressão da refinaria se encontrar em menor quantidade e a uma menor temperatura (fruto da eliminação do sistema de pós-combustão das caldeiras de recuperação), inviabiliza a utilização do grupo de turbogeradores. Por outro lado, o vapor alimentado às turbobombas *CE-P6/9*, terá de ser necessariamente igual ao caso real, uma vez que este vapor serve para gerar eletricidade para o funcionamento de ambas as bombas. Assim sendo, todo o vapor restante será alimentado ao grupo de válvulas reductoras. É possível observar as alterações ao modelo, com recurso à Figura 48, no anexo B.

Analogamente ao que foi efetuada para a simulação 1, apresentar-se-ão, em seguida, os diagramas correspondentes aos resultados obtidos para a simulação sem sistema de pós-combustão na BR1 (Simulação 2.1; Figura 29) e sem sistema de pós-combustão em ambas as caldeiras de recuperação (Simulação 2.2; Figura 30).

Posteriormente, nas tabelas 20, 21 e 22 encontram-se os resultados obtidos para o dia 1 de janeiro às 00h e para as restantes datas/horas simuladas.

É importante referir que, neste caso, a eletricidade importada em cada simulação será dada pela equação 15:

$$\text{Eletr. Imp.} = \text{Caldeiras Elétricas} + \Delta \text{Caso Real de Eletr. Produzida} + \text{Eletr. Imp. no Caso Real} \quad (15)$$

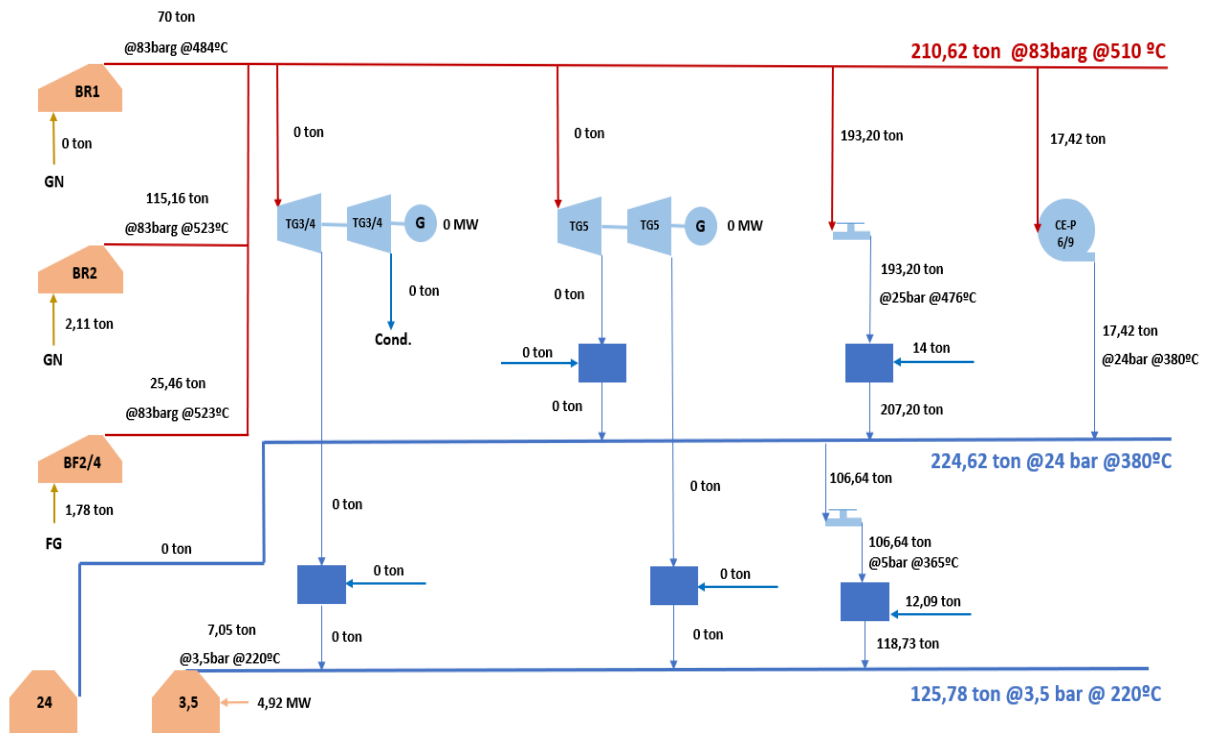


Figura 29 - Funcionamento da unidade de cogeração com a introdução de caldeiras elétricas de 24 e 3,5 barg (Simulação 2.1).

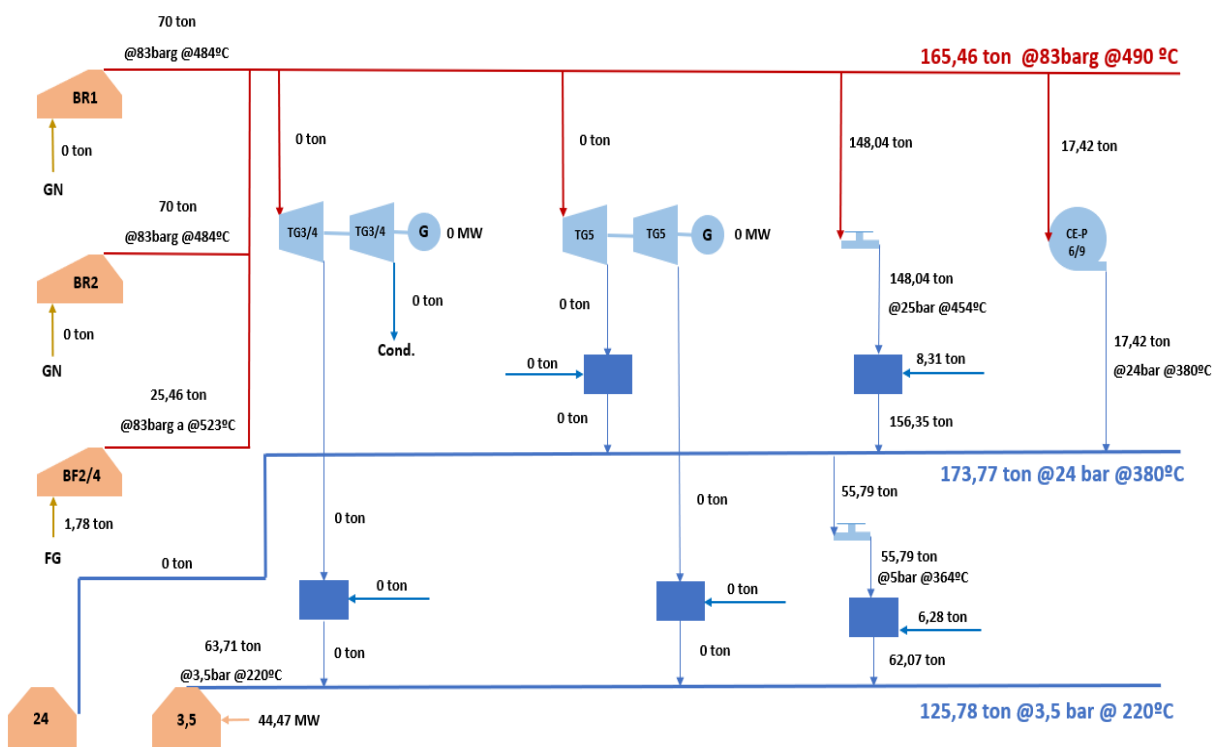


Figura 30 - Funcionamento da unidade de cogeração com a introdução de caldeiras elétricas de 24 e 3,5 barg (Simulação 2.2).

Tabela Resumo para 1/1 às 00h (Simulação 2)

Tabela 20 - Eletricidade necessária/importada e consumo de gás natural para 1 de janeiro às 00h (Simulação 2).

Caso	Eletricidade Produzida (MW)			Eletricidade Necessária/Importada (MW)			Consumo de Gás Natural (ton)			
	Turbinas a Gás (GT1 e GT2)	Turbogeradores (TG3, TG4, TG5)	Diferença para o Caso Real (Δ MW)	Caldeira Elétrica	Eletricidade Importada	Diferença para o Caso Real (Δ MW)	Turbinas a Gás (GT1 e GT2)	Caldeiras de Recuperação (BR1 e BR2)	Total	Diferença para o Caso Real (Δ ton)
Caso Real	81,75	25,59	-	0	34,53	-	19,15	4,23	23,38	-
Simulação 2.1	81,75	0	-25,59	4,92	65,04	+30,51	19,15	2,11	21,26	-2,12
Simulação 2.2	81,75	0	-25,59	44,47	104,59	+70,06	19,15	0	19,15	-4,23

Tabela Resumo para as restantes datas/horas (Simulação 2.1)

Tabela 21 - Eletricidade necessária/importada e consumo de gás natural para as restantes datas/horas (Simulação 2.1).

Caso	Eletricidade Produzida (MW)			Eletricidade Necessária/Importada (MW)			Consumo de Gás Natural (ton)	
	Turbinas a Gás (GT1 e GT2)	Turbogeradores (TG3, TG4, TG5)	Diferença para o Caso Real (Δ MW)	Caldeira Elétrica	Eletricidade Importada	Diferença para o Caso Real (Δ MW)	Total	Diferença para o Caso Real (Δ ton)
1/1 10h	80,74	0	-22,65	8,02	66,57	+30,67	20,65	-1,97
1/1 11h	80,31	0	-22,14	7,72	66,31	+29,86	20,48	-1,96
2/1 13h	79,29	0	-22,55	10,06	67,62	+32,61	20,28	-2,08
8/5 07h	77,57	0	-14,08	0	15,82	+14,08	19,65	-1,30
24/7 16h	73,65	0	-14,01	2,70	57,90	+16,71	19,58	-1,41
10/9 20h	74,90	0	-16,22	20,88	81,36	+37,10	19,14	-2,05
20/11 21h	77,76	0	-27,46	10,68	60,55	+38,14	21,78	-3,50
20/11 23h	77,84	0	-25,18	7,52	57,04	+32,70	21,14	-2,90

Tabela Resumo para as restantes datas/horas (Simulação 2.2)

Tabela 22 - Eletricidade necessária/importada e consumo de gás natural para as restantes datas/horas (Simulação 2.2).

Caso	Eletricidade Produzida (MW)			Eletricidade Necessária/Importada (MW)			Consumo de Gás Natural (ton)	
	Turbinas a Gás (GT1 e GT2)	Turbogeradores (TG3, TG4, TG5)	Diferença para o Caso Real (Δ MW)	Caldeira Elétrica	Eletricidade Importada	Diferença para o Caso Real (Δ MW)	Total	Diferença para o Caso Real (Δ ton)
1/1 10h	80,74	0	-22,65	39,66	98,21	+62,31	18,96	-3,66
1/1 11h	80,31	0	-22,14	37,90	96,49	+60,04	18,89	-3,55
2/1 13h	79,29	0	-22,55	39,73	97,29	+62,28	18,71	-3,65
8/5 07h	77,57	0	-14,08	14,95	30,77	+29,03	18,36	-2,59
24/7 16h	73,65	0	-14,01	35,76	90,96	+49,77	17,68	-3,31
10/9 20h	74,90	0	-16,22	46,64	107,12	+62,86	17,93	-3,26
20/11 21h	77,76	0	-27,46	68,46	118,33	+95,92	18,27	-7,01
20/11 23h	77,84	0	-25,18	56,15	105,67	+81,33	18,28	-5,76

5.1.1.4 Análise de Rentabilidade (Simulação 1 e Simulação 2)

Antes de efetuar qualquer tipo de avaliação com o objetivo de poder perceber qual das duas opções é mais vantajosa, será necessário avaliar a rentabilidade de cada uma.

O principal objetivo de ambas as simulações relaciona-se com a diminuição de consumo de gás natural por parte da unidade de cogeração, o que levará necessariamente, a uma diminuição das emissões de CO₂. Na Tabela 43, no anexo B, encontram-se os valores referentes às emissões de CO₂, obtidas em *Aspen*, de cada linha da unidade de cogeração para todas as datas/horas simuladas. Os valores estão divididos entre o funcionamento normal e sem sistema de pós-combustão. Como é possível observar pelos resultados apresentados nas tabelas resumo de ambas as simulações, isso levará a um aumento significativo das necessidades de energia elétrica e, consequentemente, das importações. Esse aumento deriva, não só, das necessidades de eletricidade por parte das caldeiras elétricas, mas também da não utilização dos turbogeradores (Simulação 2).

Nesse sentido, convém perceber qual o preço limite da eletricidade que permite a cada simulação ser rentável para cada data/hora simulada. Esse preço é calculado a partir da equação 16:

$$\text{Preço Eletricidade} = \frac{\Delta \text{Consumo GN} \times \text{Preço GN} + \Delta \text{Emissões CO}_2 \times \text{Preço CO}_2}{\Delta \text{Consumo Eletricidade}} \quad (16)$$

Para a presente análise de rentabilidade utilizaram-se os seguintes preços:

- Preço do Gás Natural – 250€/ton;
- Preço CO₂ – 50€/ton.

Há semelhança da explicação do procedimento efetuado para ambas as simulações, neste caso será também explicada a análise de rentabilidade para o dia 1 de janeiro às 00h, sendo posteriormente apresentados os resultados para as restantes datas/horas.

Análise de Rentabilidade de 1/1 às 00h (Simulação 1)

Na Tabela 23 encontram-se esquematizados os valores referentes ao consumo de energia elétrica, de gás natural e emissões de CO₂ do caso real e das duas simulações, para o dia 1 de janeiro às 00h.

Tabela 23 - Eletricidade necessária/importada, consumo de gás natural e emissões de CO₂ para o dia 1 de janeiro às 00h (Simulação 1).

Caso	Eletricidade		Consumo de Gás Natural (ton)				Emissões de CO ₂ (ton)			
	Necessária/Importada (MW)	Diferença para o Caso Real (ΔMW)	Turbinas a Gás (GT1 e GT2)	Caldeiras de Recuperação (BR1 e BR2)	Total	Diferença para o Caso Real (Δton)	Cogeração 1	Cogeração 2	Total	Diferença para o Caso Real (Δton)
Caso Real	34,53	-	19,15	4,23	23,38	-	32,49	32,17	64,66	-
Simulação 1.1	72,33	+37,80	19,15	2,11	21,26	-2,12	26,64	32,17	58,78	-5,85
Simulação 1.2	112,36	+77,83	19,15	0	19,15	-4,23	26,64	26,33	52,97	-11,69

Aplicando os valores da Tabela 23 na equação 16, teremos:

- **Simulação 1.1 - Preço Eletricidade** = $\frac{2,12 \times 250 + 5,85 \times 50}{37,80} = 21,76 \text{ €/MWh}$
- **Simulação 1.2 - Preço Eletricidade** = $\frac{4,23 \times 250 + 11,69 \times 50}{77,83} = 21,10 \text{ €/MWh}$

Isto significa que para o dia 1 de janeiro às 00h, teremos lucro utilizando a opção da simulação 1.1 face ao caso real, caso o preço da eletricidade seja inferior 21,76€/MWh. Aplicando o mesmo raciocínio para a simulação 1.2, o preço da eletricidade terá de ser inferior a 21,10€/MWh. Estes resultados significam que, para este caso, haverá uma menor margem para existir rentabilidade caso se opte por eliminar o sistema de pós-combustão de ambas as caldeiras (Simulação 1.2) face à opção de eliminar apenas na BR1 (Simulação 1.1).

Análise de Rentabilidade de 1/1 às 00h (Simulação 2)

De modo análogo ao caso anterior, encontram-se na Tabela 24 os valores referentes ao consumo energia elétrica, de gás natural e emissões de CO₂ do caso real e das duas simulações.

Tabela 24- Eletricidade necessária/importada, consumo de gás natural e emissões de CO₂ para o dia 1 de janeiro às 00h (Simulação 2).

Caso	Eletricidade		Consumo de Gás Natural (ton)				Emissões de CO ₂ (ton)			
	Necessária/Importada (MW)	Diferença para o Caso Real (ΔMW)	Turbinas a Gás (GT1 e GT2)	Caldeiras de Recuperação (BR1 e BR2)	Total	Diferença para o Caso Real (Δton)	Cogeração 1	Cogeração 2	Total	Diferença para o Caso Real (Δton)
Caso Real	34,53	-	19,15	4,23	23,38	-	32,49	32,17	64,66	-
Simulação 2.1	65,04	+30,51	19,15	2,11	21,26	-2,12	26,64	32,17	58,81	-5,85
Simulação 2.2	104,59	+70,06	19,15	0	19,15	-4,23	26,64	26,33	52,97	-11,69

Aplicado os valores da Tabela 24 novamente à equação 16, teremos:

- **Simulação 2.1 - Preço Eletricidade** = $\frac{2,12 \times 250 + 5,85 \times 50}{30,51} = 26,96 \text{ €/MWh}$
- **Simulação 2.2 - Preço Eletricidade** = $\frac{4,23 \times 250 + 11,69 \times 50}{70,06} = 23,44 \text{ €/MWh}$

Paralelamente à simulação 1, haverá uma maior margem para existir rentabilidade caso se opte por apenas eliminar o sistema de pós-combustão da BR1 (Simulação 2.1).

É notório que os resultados obtidos para a simulação 2 são mais promissores que os resultados obtidos na simulação 1. Isto significa que a opção de instalar caldeiras elétricas de 3,5barg e de 24barg na refinaria, se pode revelar mais rentável do que optar pela instalação de uma caldeira de 83barg, para o dia 1 de janeiro às 00h. Esta conclusão é interessante, uma vez que a simulação 2 não envolve a utilização do grupo de turbogeradores, perdendo, desse modo, a eletricidade produzida por eles. Contudo, e apesar desta situação, o aumento de eletricidade necessária é superior em ambas as opções da simulação 1. Esta situação pode ser explicada, devido à eletricidade necessária para o funcionamento do sobreaquecedor da caldeira elétrica. Como na simulação 1 é necessário um maior sobreaquecimento do vapor, o consumo de eletricidade será, necessariamente, maior.

É possível concluir, ao analisar a Tabela 25 e Tabela 26, que à semelhança dos resultados obtidos para o dia 1 de janeiro às 00h, a simulação 2 apresenta, para oito das nove simulações (exceção para 10 de setembro às 20h), uma maior margem de rentabilidade que a simulação 1, independentemente de se eliminar o sistema de pós-combustão em apenas uma ou nas duas caldeiras de recuperação. Contudo, é interessante perceber que, mais uma vez, tanto na simulação 1, como na simulação 2, existe maior margem de rentabilidade ao eliminar apenas o sistema de pós-combustão na BR1 (simulações 1.1/2.1) do que nas duas caldeiras de recuperação em simultâneo.

Análise de Rentabilidade para as restantes datas/horas (Simulação 1)

Tabela 25 - Eletricidade necessária/importada, consumo de gás natural e emissões de CO₂ para as restantes datas/horas simuladas e respetivo preço limite da eletricidade (Simulação 1).

Caso	Simulação 1.1				Simulação 1.2			
	Δ de Eletricidade Importada (ΔMW)	Δ de GN (Δton)	Δ de CO ₂ (Δton)	Preço Eletricidade (€/MWh)	Δ de Eletricidade Importada (ΔMW)	Δ de GN (Δton)	Δ de CO ₂ (Δton)	Preço Eletricidade (€/MWh)
1/1 10h	+35,35	-1,97	-5,44	21,63	+67,49	-3,66	-10,10	21,04
1/1 11h	+34,39	-1,96	-5,43	22,14	+65,36	-3,55	-9,82	21,09
2/1 13h	+36,33	-2,08	-5,75	22,23	+66,08	-3,65	-10,10	21,45
8/5 07h	+19,19	-1,30	-3,58	26,26	+42,46	-2,59	-7,14	23,66
24/7 16h	+21,27	-1,41	-3,91	25,76	+54,49	-3,31	-9,18	23,61
10/9 20h	+36,29	-2,05	-5,67	21,93	+62,66	-3,26	-10,12	21,08
20/11 21h	+57,58	-3,50	-9,68	23,60	+116,05	-7,01	-19,38	23,45
20/11 23h	+49,52	-2,90	-8,02	22,74	+98,80	-5,76	-15,94	22,64

Análise de Rentabilidade para as restantes datas/horas (Simulação 2)

Tabela 26 - Eletricidade necessária/importada, consumo de gás natural e emissões de CO₂ para as restantes datas/horas simuladas e respetivo preço limite da eletricidade (Simulação 2).

Caso	Simulação 2.1				Simulação 2.2			
	Δ de Eletricidade Importada (ΔMW)	Δ de GN (Δton)	Δ de CO ₂ (Δton)	Preço Eletricidade (€/MWh)	Δ de Eletricidade Importada (ΔMW)	Δ de GN (Δton)	Δ de CO ₂ (Δton)	Preço Eletricidade (€/MWh)
1/1 10h	+30,67	-1,97	-5,44	24,93	+62,31	-3,66	-10,10	22,79
1/1 11h	+29,86	-1,96	-5,43	25,50	+60,04	-3,55	-9,82	22,96
2/1 13h	+32,61	-2,08	-5,75	24,76	+62,28	-3,65	-10,10	22,76
8/5 07h	+14,08	-1,30	-3,58	35,80	+29,03	-2,59	-7,14	34,60
24/7 16h	+16,71	-1,41	-3,91	32,79	+49,77	-3,31	-9,18	25,85
10/9 20h	+37,10	-2,05	-5,67	21,46	+62,86	-3,26	-10,12	21,01
20/11 21h	+38,14	-3,50	-9,68	35,63	+95,92	-7,01	-19,38	28,37
20/11 23h	+32,70	-2,90	-8,02	34,43	+81,33	-5,76	-15,94	27,51

Como referido, apenas as simulações efetuadas para o dia 10 de setembro às 20h destoam do padrão estabelecido pelas restantes. Esta situação poderá ser explicada pela não utilização, por motivos de manutenção,

dos turbogeradores TG3/TG4 no caso real, algo que não se verifica em nenhuma das restantes datas/horas simuladas.

Como abordado na secção 2.1, é expectável que haja um aumento nos preços de comercialização de gás natural e de emissão de CO₂. Nesse sentido, seria possível obter ainda melhores resultados na presente análise. Assim sendo, na Figura 31 é representada a variação do preço limite da eletricidade consoante o preço da tonelada de CO₂ (entre 50 e 100€/ton), no dia 1 de janeiro às 00h, para as duas simulações efetuadas. No mesmo âmbito, na Figura 32 é apresentada a variação do preço limite da eletricidade em função do preço da tonelada de gás natural.

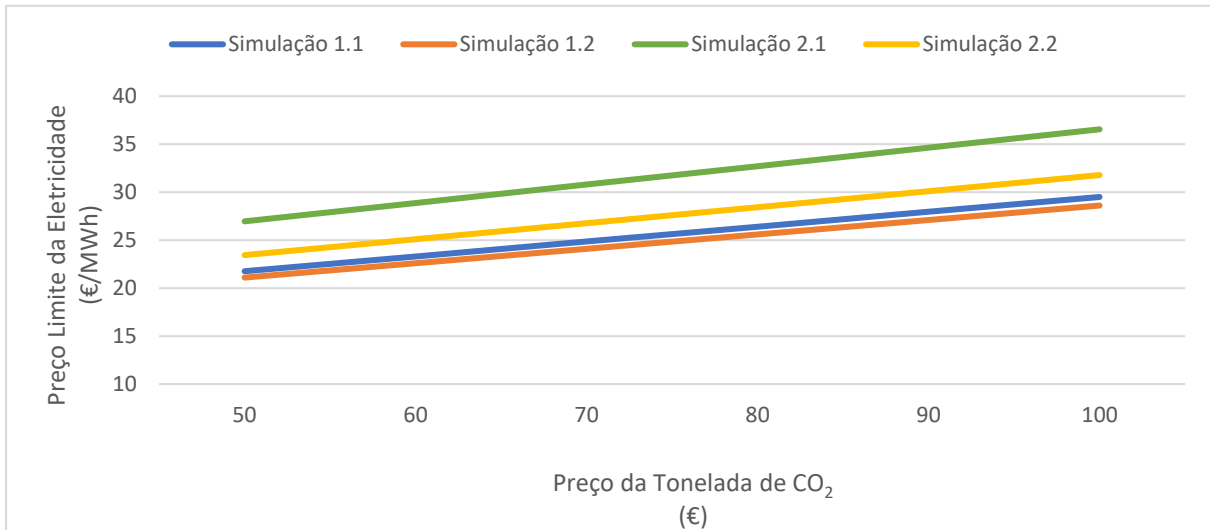


Figura 31 - Variação do preço limite da eletricidade em função do preço da tonelada de CO₂.

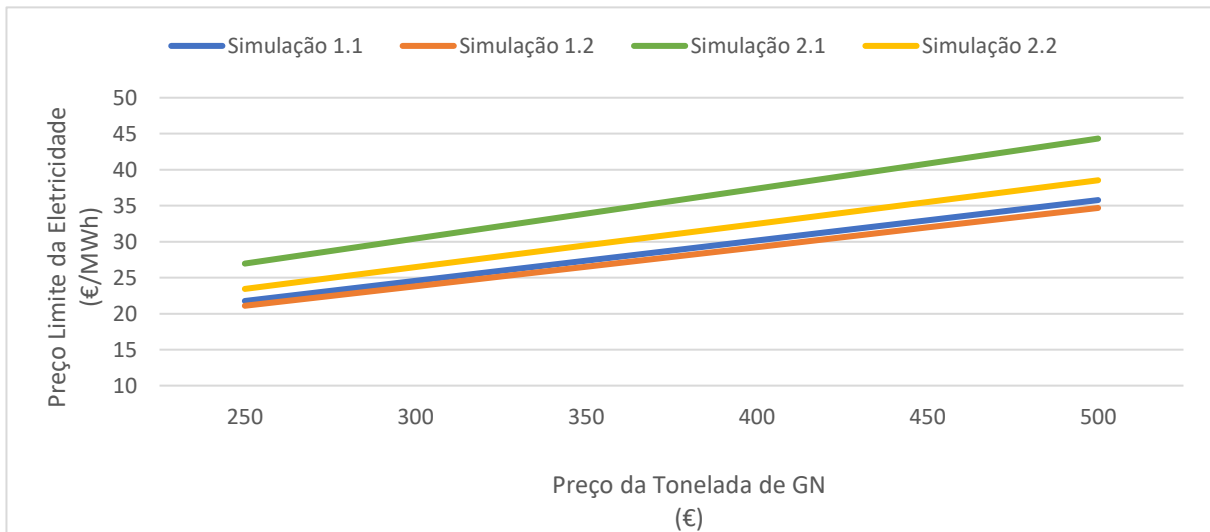


Figura 32 - Variação do preço limite da eletricidade em função do preço da tonelada de gás natural.

Pela análise da Figura 31 e Figura 32, é possível perceber que existe uma relação de proporcionalidade direta entre o preço limite da eletricidade e o preço da tonelada de CO₂ e de gás natural, respetivamente. Por outro lado, é notório que o preço da tonelada de gás natural tem um impacto maior no preço limite da eletricidade. Esta situação já era esperada uma vez que, embora a diminuição do consumo de gás natural seja

inferior à diminuição das emissões de CO₂ (cerca de 1/3), o preço da tonelada de gás natural é cinco vezes superior ao preço da tonelada de CO₂.

Agora que se sabe qual o preço limite da eletricidade que permite obter lucro para cada simulação efetuada, falta perceber qual o lucro efetivo (caso exista) dado um determinado valor referente ao preço da eletricidade. O lucro obtido em cada simulação é dado, em função do preço da eletricidade, pela equação 17:

$$\text{Lucro} = (\Delta \text{Consumo GN} \times \text{Preço GN} + \Delta \text{Emissões CO}_2 \times \text{Preço CO}_2) - (\text{Preço Eletricidade} \times \Delta \text{Consumo Eletricidade}) \quad (17)$$

Na Tabela 27 está representado o lucro obtido para cada simulação ao aplicar diferentes preços de eletricidade. A verde estão exibidas as simulações que se revelam mais rentáveis para cada preço. As células a tracejado representam valores negativos para todas as quatro simulações para um determinado preço.

Tabela 27 - Lucro obtido para cada simulação em função do preço da eletricidade (Simulação 1 e Simulação 2).

Caso	Preço	5	10	15	20	21	24	25	30	35
	Eletricidade (€/MWh)									
1/1 00h	Simulação 1.1	633,50	444,50	255,50	66,50	28,7	-84,70	-122,5	-	-
	Simulação 1.2	1252,85	863,70	474,55	85,40	7,57	-225,92	-303,75	-	-
	Simulação 2.1	669,95	517,40	364,85	212,30	181,79	90,26	59,75	-	-
	Simulação 2.2	1291,70	941,40	591,10	240,80	170,74	-39,44	-109,5	-	-
1/1 10h	Simulação 1.1	587,75	411	234,25	57,5	22,15	-83,9	-	-	-
	Simulação 1.2	1082,55	745,1	407,65	70,2	2,71	-199,76	-	-	-
	Simulação 2.1	611,15	457,8	304,45	151,1	120,43	28,42	-	-	-
	Simulação 2.2	1108,45	796,9	485,35	173,8	111,49	-75,44	-	-	-
1/1 11h	Simulação 1.1	589,55	417,6	245,65	73,7	39,31	-63,86	-98,25	-	-
	Simulação 1.2	1051,7	724,9	398,1	71,3	5,94	-190,14	-255,5	-	-
	Simulação 2.1	612,2	462,9	313,6	164,3	134,44	44,86	15	-	-
	Simulação 2.2	1078,3	778,1	477,9	177,7	117,66	-62,46	-122,5	-	-
2/1 13h	Simulação 1.1	625,85	444,2	262,55	80,9	44,57	-64,42	-	-	-
	Simulação 1.2	1087,1	756,7	426,3	95,9	29,82	-168,42	-	-	-
	Simulação 2.1	644,45	481,4	318,35	155,3	122,69	24,86	-	-	-
	Simulação 2.2	1106,1	794,7	483,3	171,9	109,62	-77,22	-	-	-
8/5 07h	Simulação 1.1	408,05	312,1	216,15	120,2	101,01	43,44	24,25	-71,7	-167,65
	Simulação 1.2	792,2	579,9	367,6	155,3	112,84	-14,54	-57	-269,3	-481,6
	Simulação 2.1	433,6	363,2	292,8	222,4	208,32	166,08	152	81,6	11,2
	Simulação 2.2	859,35	714,2	569,05	423,9	394,87	307,78	278,75	133,6	-11,55

24/7	Simulação 1.1	441,65	335,3	228,95	122,6	101,33	37,52	16,25	-90,1	-
	Simulação 1.2	1014,05	741,6	469,15	196,7	142,21	-21,26	-75,75	-348,2	-
16h	Simulação 2.1	464,45	380,9	297,35	213,8	197,09	146,96	130,25	46,7	-
	Simulação 2.2	1037,65	788,8	539,95	291,1	241,33	92,02	42,25	-206,6	-
10/9	Simulação 1.1	614,55	433,1	251,65	70,2	33,91	-	-	-	-
	Simulação 1.2	1007,7	694,4	381,1	67,8	5,14	-	-	-	-
20h	Simulação 2.1	610,5	425	239,5	54	16,9	-	-	-	-
	Simulação 2.2	1006,7	692,4	378,1	63,8	0,94	-	-	-	-
20/10	Simulação 1.1	1071,1	783,2	495,3	207,4	149,82	-22,92	-80,5	-368,4	-656,3
	Simulação 1.2	2141,25	1561	980,75	400,5	284,45	-63,7	-179,75	-760	-1340,3
21h	Simulação 2.1	1168,3	977,6	786,9	596,2	558,06	443,64	405,5	214,8	24,1
	Simulação 2.2	2241,9	1762,3	1282,7	803,1	707,18	419,42	323,5	-156,1	-635,7
20/10	Simulação 1.1	878,4	630,8	383,2	135,6	86,08	-62,48	-112	-359,6	-
	Simulação 1.2	1743	1249	755	261	162,2	-134,2	-233	-727	-
23h	Simulação 2.1	962,5	799	635,5	472	439,3	341,2	308,5	145	-
	Simulação 2.2	1830,35	1423,7	1017,05	610,4	529,07	285,08	203,75	-202,9	-

5.1.1.5 Conclusões

De forma a determinar a opção mais vantajosa, é necessário avaliar três fatores: quantidade e qualidade do vapor produzido, energia elétrica produzida e, obviamente, rentabilidade.

- Em relação à quantidade e qualidade do vapor produzido não há qualquer diferença entre os dois tipos de simulações. Todas incorporam caldeiras elétricas na refinaria que permitem cumprir a procura de todo o vapor necessário pelos consumidores finais;
- A nível da produção de energia elétrica, é possível verificar que não haverá qualquer alteração da eletricidade produzida nas turbinas a gás, pelo que a eletricidade exportada pela refinaria não sofrerá nenhuma alteração. Contudo, na simulação 2 não haverá produção de eletricidade por parte dos turbogeradores. Ainda assim, é possível notar que o aumento que isso causará à importação de energia elétrica (juntamente com a eletricidade necessária para as caldeiras elétricas de 3,5barg e de 24barg) é inferior ao aumento que acontece na simulação 1, fruto da integração de uma caldeira de 83barg, que será tipicamente muito mais dispendiosa energeticamente;
- No que toca à rentabilidade, a escolha é mais difícil. Por um lado, a simulação 2.1 é, na grande maioria dos casos, a simulação que permite obter um maior preço limite da eletricidade até ao qual é possível obter lucro. Contudo, como é possível verificar pela Tabela 27 e, excluindo o caso de 10 de setembro às 20h pelas razões abordadas anteriormente, todos os restantes casos apresentam o mesmo padrão no que toca à rentabilidade. Em todos eles, a simulação 2.2, apresenta um maior lucro, para preços

de eletricidade mais baixos. Contudo, à medida que o preço de eletricidade se aproxima dos valores limite, a simulação 2.1 torna-se a mais rentável.

Apesar das conclusões serem extremamente favoráveis em relação à simulação 2, é importante, antes de qualquer conclusão final, analisar os valores apresentados para o caso de 8 de maio às 07h na simulação 2.1, presente na Tabela 21. Como é possível verificar, não foi necessário recorrer a caldeiras elétricas, mesmo eliminando o sistema de pós-combustão da BR1, sendo o grupo de válvulas redutoras perfeitamente capaz de produzir todo o vapor necessário nos vários níveis de pressão. Tal sucede, uma vez que para este dia e hora, a produção de vapor nas caldeiras de recuperação foi bastante reduzida, abaixo do limite mínimo de 105 ton/h dado pela folha de especificação do equipamento. Na Figura 33 e Figura 34 mostra-se o funcionamento da unidade de cogeração para o dia 8 de maio às 07h, caso real e simulação 2.1, respetivamente. Como é possível verificar na Figura 34, o vapor de 3,5bar produzido é superior à produção do caso real. Assim sendo, é possível concluir que, mesmo sem sistema de pós-combustão na BR1, é possível produzir mais vapor do que o que é, verdadeiramente, necessário.

Neste sentido, poderá ser rentável recuar um pouco no modelo desenvolvido e alterar o funcionamento da turbina a gás (GT1), diminuindo a alimentação em gás natural, o que necessariamente causará uma diminuição, não só do caudal, mas também da entalpia da corrente de gases de exaustão que é posteriormente alimentada à caldeira de recuperação (BR1), levando a uma diminuição do vapor produzido por esta caldeira.

Assim sendo, recorreu-se a um terceiro tipo de simulação, que será abordado em seguida.

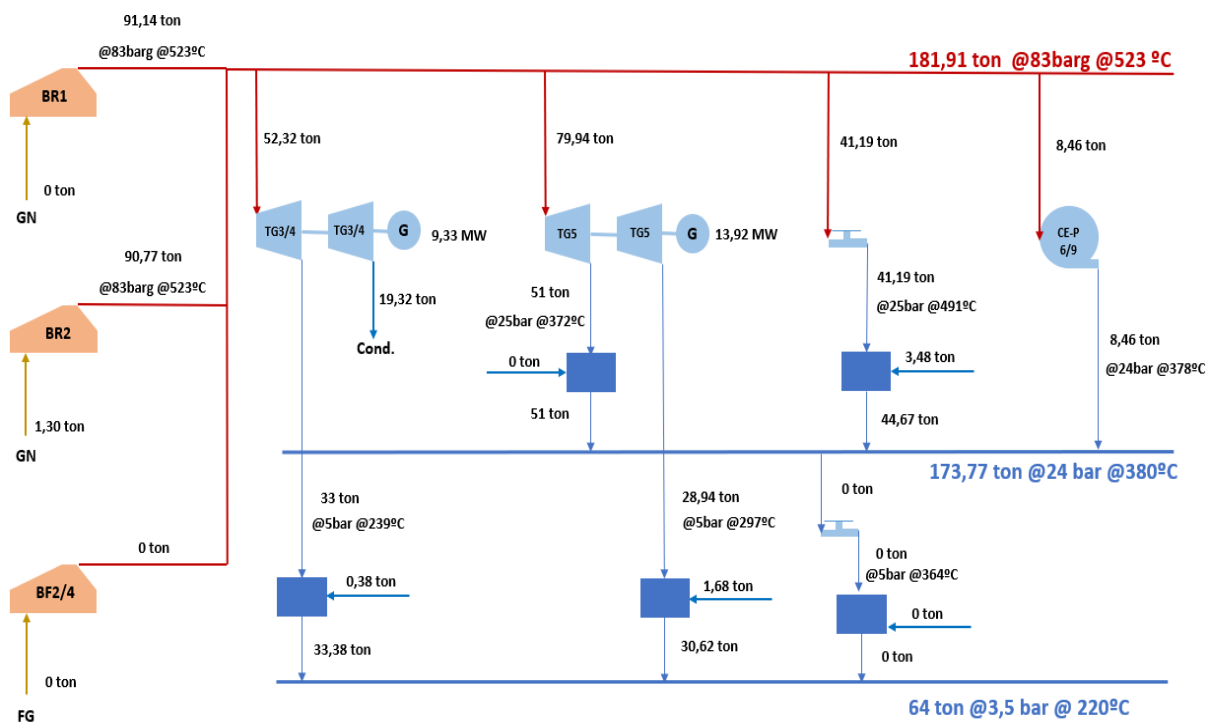


Figura 33 - Funcionamento normal da unidade de cogeração no dia 8 de maio às 07h.

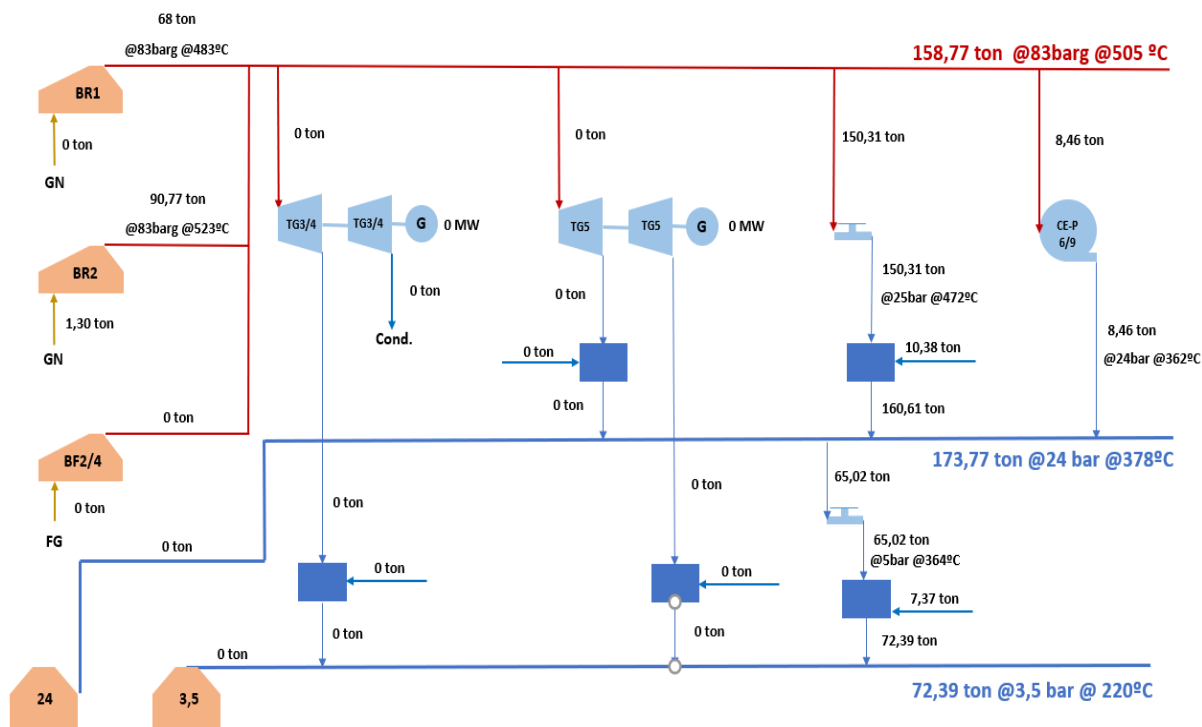


Figura 34 - Funcionamento da unidade de cogeração com caldeiras elétricas de 3,5barg e 24barg no dia 8 de maio às 07h (Simulação 2.1).

5.2 Flexibilidade nas Turbinas a Gás

5.2.1 Explicação do Procedimento (Simulação 3)

Na simulação 3, pretende-se estudar quais as consequências da alteração do funcionamento da turbina a gás, na produção de vapor e nas necessidades de energia elétrica por parte da refinaria, bem como calcular a sua rentabilidade. Note-se que devido a compromissos contratuais, toda a energia elétrica gerada nas turbinas a gás da unidade de cogeração, deverá ser exportada para a rede. Ou seja, alterando o funcionamento das mesmas, haverá uma consequente diminuição da produção de energia elétrica, o que levará, necessariamente, a uma diminuição da exportação. Assim sendo, o objetivo da simulação 3 é perceber se a diminuição do consumo de gás natural e consequente diminuição das emissões de CO₂ é suficiente para compensar tal perda. Apesar de anteriormente se ter abordado o caso da simulação de 8 de maio às 07h, a verdade é que a produção normal de vapor por parte das caldeiras de recuperação, é inferior ao limite mínimo referenciado na folha de especificação (Figura 33). Nesse sentido, para a simulação 3, recorreu-se ao dia 4 de junho às 08h, sendo que a unidade de cogeração 1 produz, como é possível verificar na Tabela 28, precisamente o valor de 105 ton/h.

Tabela 28 - Condições do vapor produzido nas caldeiras de recuperação BR1 e BR2 e caldeira BF4 no dia 4 de junho às 08h.

Equipamento	Caudal (ton/h)	Temperatura (°C)
Caldeira de Recuperação BR1	105,02	521
Caldeira de Recuperação BR2	99,13	523
Caldeira BF4	0	-

De forma a poder testar qual o impacto de uma eventual alteração ao modo de funcionamento das turbinas a gás, foram efetuadas as seguintes simulações:

- **Caso Real;**
- **Simulação 3.1** – GT1 a 80% e sem TG, regulando o gás natural a ser alimentado ao sistema de pós-combustão da BR1 de forma a produzir todo o vapor necessário;
- **Simulação 3.2** – Sem sistema de pós-combustão na BR1 e sem TG – Obter o mínimo de alimentação em gás natural da GT1, necessário para produzir todo o vapor;
- **Simulação 3.3** – Com sistema de pós-combustão na BR1 e sem TG – Obter o mínimo de alimentação em gás natural da GT1, necessário para produzir todo o vapor.

Foram efetuadas também as simulações 2.1 e 2.2 para o dia 4 de junho às 08h, uma vez que foram as duas simulações que obtiveram melhores resultados na anterior análise de rentabilidade. Nesse sentido, torna-se pertinente comparar com os resultados das simulações 3.1, 3.2 e 3.3, de forma a validar qual o modo de funcionamento mais rentável. De seguida são apresentadas as figuras nas quais é possível verificar o modo de funcionamento da unidade de cogeração, no dia 4 de junho às 08h, para as simulações abordadas anteriormente. É importante referir que não são apresentados os diagramas relativos às simulações 2.1 e 2.2, uma vez que são semelhantes ao que foi anteriormente apresentado para o dia 1 de janeiro às 00h (Figura 29 e Figura 30).

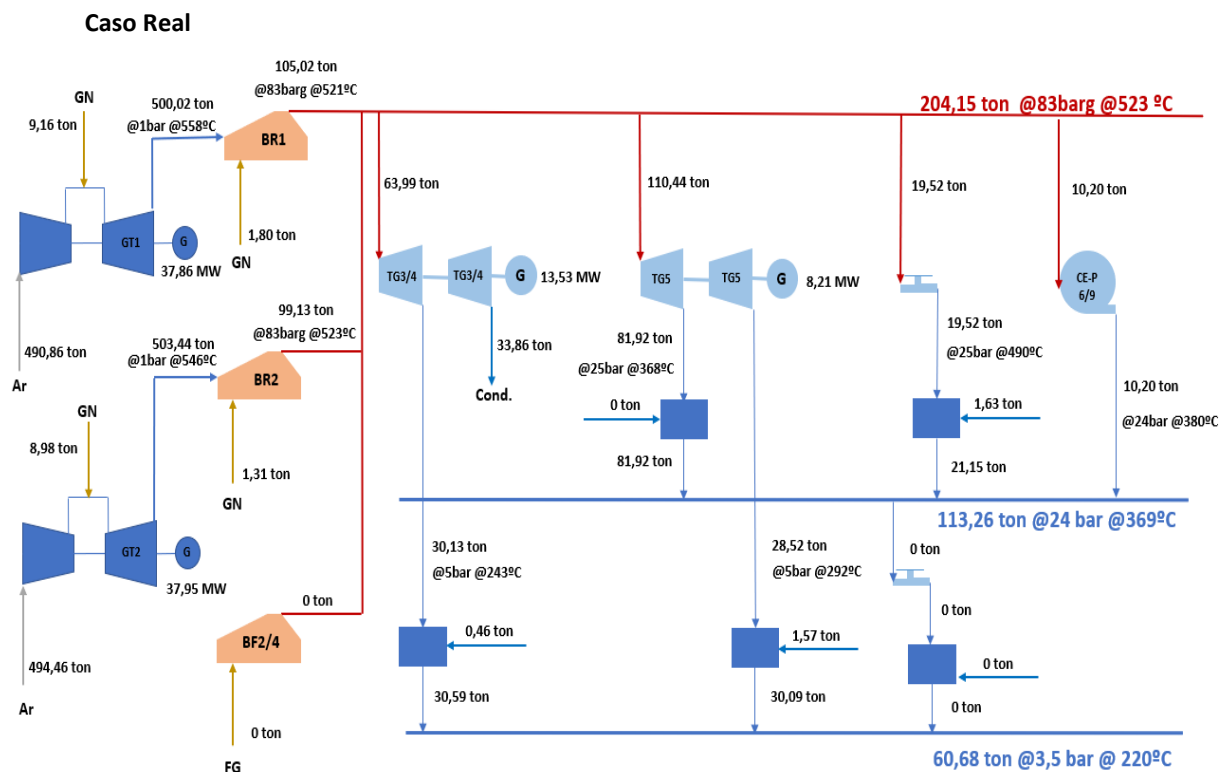


Figura 35 - Funcionamento normal da unidade de cogeração no dia 4 de junho às 08h.

Simulação 3.1- GT1 a 80% e sem TG

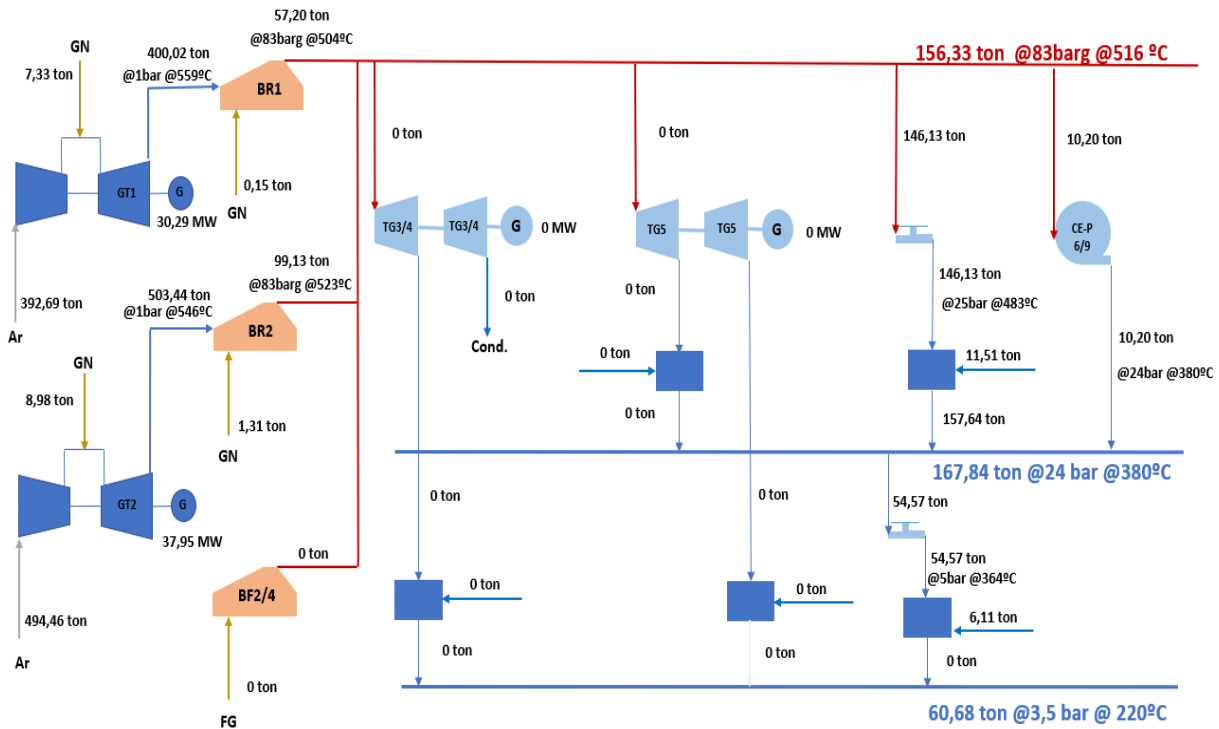


Figura 36 - Funcionamento da unidade de cogeração no dia 4 de junho às 08h com GT1 a 80% e sem TG (Simulação 3.1).

Simulação 3.2 – Sem SF na BR1 e sem TG – Mínimo GT1

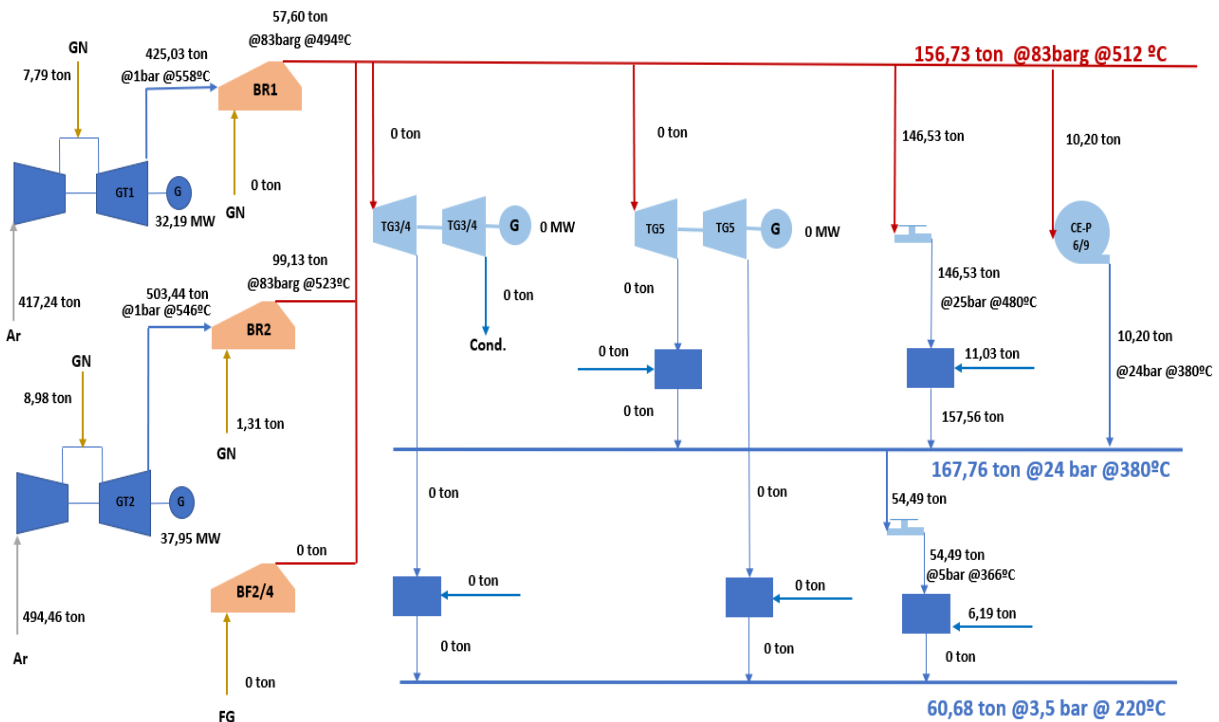


Figura 37 - Funcionamento da unidade de cogeração no dia 4 de junho às 08h sem SF na BR1 e sem TG – Mínimo GT1 (Simulação 3.2).

Simulação 3.3 - Com SF na BR1 e sem TG – Mínimo GT1

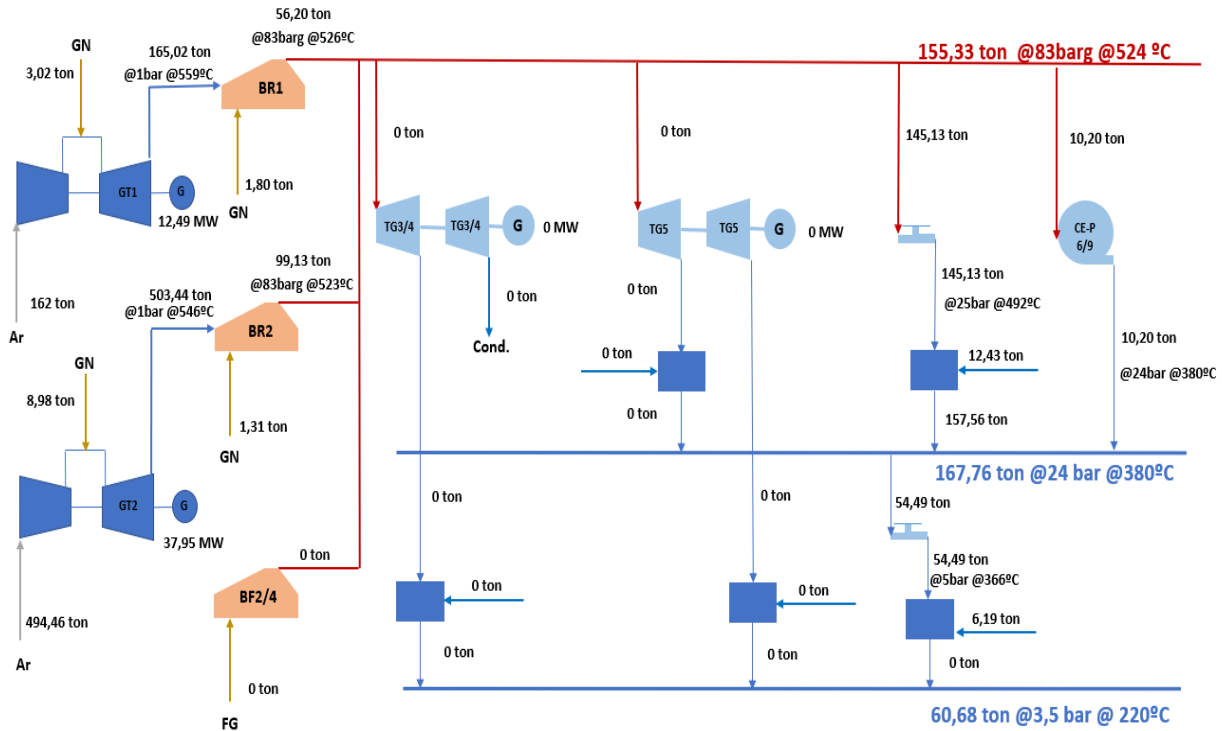


Figura 38 - Funcionamento da unidade de cogeração no dia 4 de junho às 08h com SF na BR1 e sem TG – Mínimo GT1 (Simulação 3.3).

Tabela Resumo para 4 de junho às 08h (Simulação 3)

Tabela 29 - Eletricidade necessária/importada e consumo de gás natural para 4 de junho às 08h (Simulação 3).

Caso	Eletricidade Produzida GT (MW)		Eletricidade Produzida TG (MW)		Eletricidade Necessária/Importada (MW)			Consumo de Gás Natural (ton)			
	Turbinas a Gás (GT1 e GT2)	Δ Caso Real (Δ MW)	Turbogeradores (TG3, TG4 e TG5)	Δ Caso Real (Δ MW)	Caldeira Elétrica	Eletricidade Importada	Δ Caso Real (Δ MW)	Turbinas a Gás (GT1 e GT2)	Caldeiras de Recuperação (BR1 e BR2)	Total	Δ Caso Real (Δ ton)
Caso Real	75,81	-	21,74	-	-	-7,11	-	18,14	3,11	21,25	-
Simulação 3.1	68,24	-7,57	0	-21,74	-	14,63	+21,74	16,31	1,46	17,77	-3,48
Simulação 3.2	70,14	-5,67	0	-21,74	-	14,63	+21,74	16,77	1,31	18,08	-3,17
Simulação 3.3	50,44	-25,37	0	-21,74	-	14,63	+21,74	12,00	3,11	15,11	-6,14
Simulação 2.1	75,81	0	0	-21,74	-	14,63	+21,74	18,14	1,31	19,45	-1,80

Simulação	75,81	0	0	-21,74	19,92	32,55	+39,66	18,14	0	18,14	-3,11
2.2											

Neste caso, o valor da eletricidade importada não será dado pela equação 15, uma vez que é necessário descontar a eletricidade produzida pelas turbinas a gás, visto que esta eletricidade não é consumida pela refinaria. Assim sendo, a eletricidade importada será obtida pela aplicação direta da equação 18:

$$Eletr. Imp. = Caldeiras Eléctr. + \Delta \text{ Caso Real de Eletr. Produzida TG} + Eletr. Imp. no Caso Real \quad (18)$$

5.2.1.1 Análise de Rentabilidade (4 de junho às 08h)

Analogamente ao que foi efetuado para as simulações 1 e 2, é necessário calcular qual o preço limite da eletricidade que permite obter lucro nas anteriores simulações.

Contudo, contrariamente ao que foi previamente estabelecido, o preço não será dado pela aplicação da equação 16, uma vez que é necessário incluir, na equação, a diminuição das exportações da energia elétrica produzida nas turbinas a gás. O preço contratual da venda de eletricidade, foi partilhado pela Galp, tendo o valor de 57€/MWh. Assim sendo, o preço da eletricidade será dado por:

Preço Eletricidade

$$= \frac{\Delta \text{ Consumo GN} \times \text{Preço GN} + \Delta \text{ Emissões CO}_2 \times \text{Preço CO}_2 - \Delta \text{ Eletricidade Produzida GT} \times \text{Preço Venda}}{\Delta \text{ Eletricidade Importada}} \quad (19)$$

Para além da informação presente na Tabela 29, é necessário saber as emissões de CO₂ em cada simulação. Tais valores podem ser consultados na Tabela 44, no anexo B, tendo sido obtidos pelo modelo desenvolvido em Aspen.

Na equação 19, é calculado o preço limite que permite obter rentabilidade. Os resultados estão presentes na Tabela 30.

Tabela 30 - Preço limite da eletricidade para 4 de junho às 08h (Simulação 3).

Caso	Preço Eletricidade (€/MWh)
Simulação 3.1	42,32
Simulação 3.2	41,76
Simulação 3.3	43,12
Simulação 2.1	32,13
Simulação 2.2	30,42

Como é possível verificar na Tabela 30, todas as simulações efetuadas para a simulação 3, apresentam um maior preço limite da eletricidade face à simulação 2. Por outro lado, é ainda interessante notar que, mais uma vez, o preço para a simulação 2.1 é superior face à simulação 2.2.

Contudo, tal como observado anteriormente, o facto de o preço limite da eletricidade ser superior, não significa, necessariamente, que essa opção será a mais rentável. Assim sendo, convém perceber, novamente,

qual o lucro obtido para cada simulação, dado um determinado valor de preço de eletricidade. O lucro em cada simulação não será dado pela equação 17, visto ser necessário adicionar as perdas relativas à exportação da eletricidade produzida pelas turbinas a gás. Nesse sentido, é possível calcular o lucro pela equação 20:

$$\begin{aligned} \text{Lucro} = & (\Delta \text{Consumo GN} \times \text{Preço GN} + \Delta \text{Emissões CO2} \times \text{Preço CO2}) \\ & - (\text{Preço Eletricidade} \times \Delta \text{Consumo Eletricidade} \\ & + \text{Preço Venda} \times \Delta \text{Eletricidade Produzida GT}) \end{aligned} \quad (20)$$

Na Tabela 31 está representado o lucro obtido para cada simulação ao aplicar diferentes preços de eletricidade.

Tabela 31 - Lucro obtido para cada simulação em função do preço da eletricidade (4 de junho às 08h).

Caso	Preço	5	10	15	20	25	30	35	40	43
	Eletricidade (€/MWh)									
4/6 08h	Simulação 3.1	811,31	702,61	593,91	485,21	376,51	267,81	159,11	50,41	-14,81
	Simulação 3.2	799,11	690,41	581,71	473,01	364,31	255,61	146,91	38,21	-27,01
	Simulação 3.3	828,71	720,01	611,31	502,61	393,91	285,21	176,51	67,81	2,59
	Simulação 2.1	589,8	481,1	372,4	263,7	155	46,3	-62,4	-171,1	-236,32
	Simulação 2.2	1008,2	809,9	611,6	413,3	215	16,7	-181,6	-379,9	-498,88

Ao analisar a Tabela 31, é notório que para preços mais baixos de eletricidade, a simulação 2.2 é a mais rentável (semelhante ao que foi verificado na comparação entre as simulações 1 e 2). Contudo, para preços mais altos de eletricidade, a simulação 3.3 torna-se a mais rentável, o que significa que se sobrepõe à simulação 2.1. Aliás qualquer umas das simulações do tipo 3 é mais rentável que a simulação 2.1, independentemente do preço da eletricidade. Ou seja, a simulação 3, para além de permitir a obtenção de preços limite de eletricidade superiores, permite aumentar também, de forma efetiva, o lucro obtido.

É importante referir que a presente simulação foi pedida pela Galp no decorrer do presente projeto, de forma a perceber se seria possível aumentar a flexibilidade da turbina a gás em alturas em que a produção de vapor fosse muito próxima do valor mínimo especificado na folha de especificação. Contudo, a simulação 3 revelou-se de tal forma promissora que se torna pertinente efetuar esta simulação para outros caudais de vapor produzidos pelas caldeiras de recuperação, com o objetivo de perceber se também são obtidos resultados economicamente interessantes.

5.2.1.2 Simulação 3 – Restantes caudais de vapor

Como referido, e devido aos bons resultados obtidos na secção anterior, procurou-se realizar a simulação 3 para outros caudais de vapor de alta pressão produzidos nas caldeiras de recuperação. Neste sentido foram efetuadas outras 4 simulações:

- **9 de dezembro às 22h** – Produção unitária de **110 ton/h** de vapor de alta pressão em cada caldeira de recuperação;
- **11 de março às 21h** – Produção unitária de **115 ton/h** de vapor de alta pressão em cada caldeira de recuperação;
- **20 de outubro às 19h** – Produção unitária de **125 ton/h** de vapor de alta pressão em cada caldeira de recuperação;
- **20 de outubro às 21h** – Produção unitária de **135 ton/h** de vapor de alta pressão em cada caldeira de recuperação.

Nas tabelas 32,33 e 34 estão apresentados os resultados das simulações para cada caso, os preços limite de eletricidade e o lucro obtido, respetivamente. É importante referir que apenas foram efetuadas as simulações 3.1 e 3.3 (para além da simulação 2) visto que para o dia 4 de junho às 08h, os resultados obtidos na simulação 3.2 foram piores face aos resultados das restantes simulações.

Tabela 32 - Resultados das simulações para os restantes caudais de vapor produzidos (Simulação 3).

Caso	Eletricidade Produzida GT (MW)		Eletricidade Produzida TG (MW)		Eletricidade Necessária/Importada (MW)			Consumo de Gás Natural (ton)		Emissões de CO ₂ (ton)		
	Turbina a Gás (GT1)	Δ Caso Real (ΔMW)	Turbogeradores (TG3, TG4 e TG5)	Total	Caldeiras Elétricas	Eletricidade Importada	ΔCaso Real (ΔMW)	Total	Δ Caso Real (Δton)	Total	Δ Caso Real (Δton)	
9/12 22h	Simulação 3.1	31,38	-7,84	0	-20,65	0	57,78	+20,65	20,06	-2,60	55,47	-7,20
	Simulação 3.3	24,72	-14,50	0	-20,65	0	57,78	+20,65	19,20	-3,46	53,08	-9,59
	Simulação 2.1	39,22	0	0	-20,65	11,41	69,19	+32,06	20,74	-1,92	57,35	-5,32
	Simulação 2.2	39,22	0	0	-20,65	45,14	102,92	+65,79	18,80	-3,86	52	-10,67
11/3 21h	Simulação 3.1	31,07	-7,77	0	-21,75	0	57,71	+21,75	20,49	-2,83	55,69	-8,82
	Simulação 3.3	22,14	-16,70	0	-21,75	0	57,71	+21,75	19,32	-4,00	53,44	-11,07

11/3	Simulação 2.1	38,84	0	0	-21,75	12,96	70,67	+34,71	20,94	-2,38	57,92	-6,59
	21h Simulação 2.2	38,84	0	0	-21,75	50,92	108,63	+72,67	18,58	-4,74	51,39	-13,12
20/10	Simulação 3.1	30,69	-7,67	0	-20,76	0	59,37	+20,76	21,63	-2,70	59,83	-7,50
	Simulação 3.3	22,85	-15,51	0	-20,76	0	59,37	+20,76	20,64	-3,69	57,17	-10,16
	19h Simulação 2.1	38,36	0	0	-20,76	26,11	85,48	+46,87	21,36	-2,97	59,10	-8,23
	Simulação 2.2	38,36	0	0	-20,76	73,23	132,6	+93,99	18,37	-5,96	50,81	-16,52
20/10	Simulação 3.1	30,41	-7,61	0	-27,46	0	49,87	+27,46	21,18	-4,10	58,58	-11,35
	Simulação 3.3	11,41	-26,61	0	-27,46	0	49,87	+27,46	18,86	-6,42	52,17	-17,76
	21h Simulação 2.1	38,02	0	0	-27,46	10,68	60,55	+38,14	21,78	-3,50	60,25	-9,68
	Simulação 2.2	38,02	0	0	-27,46	68,46	118,33	+95,92	18,27	-7,01	50,55	-19,38

Tabela 33 - Preço limite da eletricidade para as restantes simulações (Simulação 3).

Caso		Preço Eletricidade (€/MWh)
9/12	Simulação 3.1	27,27
	Simulação 3.3	25,08
22h	Simulação 2.1	23,27
	Simulação 2.2	22,78
11/3	Simulação 3.1	32,44
	Simulação 3.3	27,66
	21h Simulação 2.1	26,63
	Simulação 2.2	25,33
20/10	Simulação 3.1	29,52
	Simulação 3.3	26,32
	19h Simulação 2.1	24,62
	Simulação 2.2	24,64
20/10	Simulação 3.1	42,20
	21h Simulação 3.3	35,55

20/10	Simulação 2.1	35,63
21h	Simulação 2.2	28,37

Tabela 34 - Lucro obtido para cada simulação em função do preço da eletricidade (Simulação 3).

Caso	Preço Eletricidade (€/MWh)	5	10	15	20	25	27	30	35	40
9/12 22h	Simulação 3.1	459,87	356,62	253,37	150,12	46,87	5,57	-	-	-
	Simulação 3.3	414,75	311,5	208,25	105	1,75	-39,55	-	-	-
	Simulação 2.1	585,7	425,4	265,1	104,8	-55,5	-119,62	-	-	-
	Simulação 2.2	1169,55	840,6	511,65	182,7	-146,25	-277,83	-	-	-
11/3 21h	Simulação 3.1	596,86	488,11	379,36	270,61	161,86	118,36	53,11	-	-
	Simulação 3.3	492,85	384,1	275,35	166,6	57,85	14,35	-50,9	-	-
	Simulação 2.1	750,95	577,4	403,85	230,3	56,75	-12,67	-116,8	-	-
	Simulação 2.2	1477,65	1114,3	750,95	387,6	24,25	-121,09	-339,1	-	-
20/10 19h	Simulação 3.1	509,01	405,21	301,41	197,61	93,81	-	-	-	-
	Simulação 3.3	442,63	338,83	235,03	131,23	27,43	-	-	-	-
	Simulação 2.1	919,65	685,3	450,95	216,6	-17,75	-	-	-	-
	Simulação 2.2	1846,05	1376,1	906,15	436,2	-33,75	-	-	-	-
20/10 21h	Simulação 3.1	1021,43	884,13	746,83	609,53	472,23	417,31	334,93	197,63	60,33
	Simulação 3.3	838,93	701,63	564,33	427,03	289,73	234,81	152,43	15,13	-122,17
	Simulação 2.1	1168,3	977,6	786,9	596,2	405,5	329,22	214,8	24,1	-166,6
	Simulação 2.2	2241,9	1762,3	1282,7	803,1	323,5	131,66	-156,1	-635,7	-1115,3

Pela análise das tabelas, é possível concluir que à semelhança do que foi verificado para o dia 4 de junho às 08h, a simulação 3 apresenta uma maior margem de rentabilidade do que a simulação 2. Contudo, para todas os casos que representem uma produção de vapor superior ao valor mínimo referenciado pela folha de especificação do equipamento (105 ton/h), a simulação 3.1 apresenta um maior preço limite da eletricidade, sendo também a simulação mais rentável para preços de eletricidade mais próximos desse limite. Esta situação pode ser explicada pelo facto de no caso de 4 de junho às 08h, apesar de serem produzidas 105 ton/h de vapor de alta pressão na BR1, este valor desce para baixo das 100 ton/h no caso da BR2 (Figura 35). Esta situação poderá explicar a diferença nos resultados entre os valores da Tabela 31 e Tabela 34. Por este motivo, pode ser importante refazer a simulação para o caso das 105 ton/h de vapor produzidas, desta vez para um caso em que essa produção ocorra em ambas as caldeiras de recuperação. Assim sendo, foi escolhido o dia 22 de novembro às 12h, cujo funcionamento normal da unidade de cogeração está representado na Figura 49, no anexo B.

Seguidamente, encontram-se sistematizados os resultados para o presente caso, tendo-se efetuado as simulações que anteriormente apresentaram melhores resultados.

Tabela 35 - Eletricidade necessária/importada, consumo de gás natural e emissões de CO₂ para 22 de novembro às 12h (Simulação 3).

Caso	Eletricidade Produzida GT (MW)		Eletricidade Produzida TG (MW)		Eletricidade Necessária/Importada (MW)			Consumo de Gás Natural (ton)		Emissões de CO ₂ (ton)		
	Turbina a Gás (GT1)	Δ Caso Real (ΔMW)	Turbogeradores (TG3, TG4 e TG5)	Total	Caldeiras Elétricas	Eletricidade Importada	ΔCaso Real (ΔMW)	Total	Δ Caso Real (Δton)	Total	Δ Caso Real (Δton)	
22/11 12h	Simulação 3.1	31,34	-7,83	0	-19,78	-	53,22	+19,78	19,56	-2,62	54,12	-7,23
	Simulação 3.3	22,72	-16,45	0	-19,78	-	53,22	+19,78	18,26	-3,92	50,48	-10,87
	Simulação 2.1	39,17	0	0	-19,78	7,34	60,56	+27,12	20,4	-1,78	56,43	-4,92
	Simulação 2.2	39,17	0	0	-19,78	38,60	91,82	+58,38	18,65	-3,53	51,59	-9,76

Tabela 36 - Preço limite da eletricidade para o caso de 22 de novembro às 12h (Simulação 3).

Caso		Preço Eletricidade (€/MWh)
22/11 12h	Simulação 3.1	28,83
	Simulação 3.3	29,62
	Simulação 2.1	25,48
	Simulação 2.2	23,48

Tabela 37 - Lucro obtido para o caso de 22 de novembro às 12h em função do preço da eletricidade (Simulação 3).

Caso	Preço Eletricidade (€/MWh)	5	10	15	20	25	29
22/11 12h	Simulação 3.1	471,29	372,39	273,49	174,59	75,69	-3,43
	Simulação 3.3	486,95	388,05	289,15	190,25	91,35	12,23
	Simulação 2.1	555,4	419,8	284,2	148,6	13	-95,48
	Simulação 2.2	1078,6	786,7	494,8	202,9	-89	-322,52

Através dos resultados presentes nas tabelas 35, 36 e 37 é possível concluir que:

- Em primeiro lugar, é visível que ao contrário das simulações anteriores com baixa produção de vapor nas caldeiras de recuperação (8/5 às 07h e 4/6 às 08h), neste caso foi necessário recorrer as caldeiras elétricas de 3,5barg na simulação 2.1;
- Em segundo lugar, fica provado que para casos onde a produção de vapor se encontra nos valores mínimos especificados na folha de especificação das caldeiras de recuperação, a simulação 3.3, ou seja, colocar a turbina a gás a funcionar na menor carga possível com a finalidade de produzir todo o vapor necessário, é a simulação mais rentável, tanto ao nível do preço limite da eletricidade (Tabela 36), como no lucro obtido para valores próximos desse limite (Tabela 37).

6. Introdução de Energia Solar e Eólica

A energia produzida por fontes renováveis poderá ser introduzida na refinaria, de forma a alimentar diretamente as caldeiras elétricas, ou diminuir as importações da rede elétrica nacional. Independentemente da razão, o que é certo é que a introdução de energias renováveis, permitirá ter mais flexibilidade na produção de eletricidade em Sines. É importante referir que o objetivo inicial da presente dissertação se centrava em estudar a viabilidade económica da incorporação de energias renováveis de forma a diminuir as importações da refinaria.

Neste âmbito, e tendo em conta o atual objetivo do projeto, serão considerados dois subsistemas: turbinas eólicas e painéis fotovoltaicos.

6.1 Energia Eólica

Como abordado na secção 2.3.3.2, as turbinas eólicas produzem eletricidade a partir da velocidade do vento, ou seja, há conversão de energia cinética em energia elétrica. Devido à elevada estatura das turbinas eólicas, é necessário calcular a velocidade do vento a essa altura. O comportamento do vento na superfície terrestre pode ser modelado através da teoria da camada limite.

Segundo a teoria da camada limite, à medida que um determinado fluido se move sobre um objeto, uma certa quantidade de moléculas do fluido sofre perturbações, resultando em movimentos em torno do objeto. Assim sendo, geram-se forças aerodinâmicas entre o fluido e o objeto, sendo que a intensidade das mesmas dependerá da forma do objeto, da velocidade do fluido e, em especial, de duas propriedades do fluido, viscosidade e compressibilidade. Devido à existência de forças aerodinâmicas entre ambos os meios, as moléculas do fluido tendem a ficar presas ao objeto. Nesse sentido, as moléculas que passem imediatamente sobre a superfície do objeto sofrem perturbações no movimento e colidem com as moléculas presas. Assim sendo, gera-se um fenómeno em cascata, em que as moléculas de camadas superiores são sucessivamente afetadas pelas moléculas de camadas inferiores. Contudo, para camadas mais afastadas da superfície do objeto, menos colisões se verificam. Assim sendo, a velocidade de um fluido ao passar sobre um objeto varia entre zero, na superfície, e um valor máximo que corresponde ao movimento livre do fluido [47]. Na Figura 39 é apresentado o perfil da velocidade do vento segundo a teoria da camada limite.

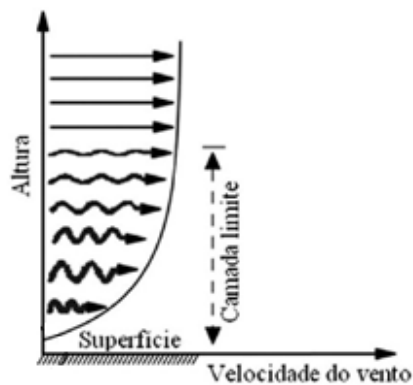


Figura 39 - Perfil da velocidade do vento segundo a teoria da camada limite.

Segundo [48] é possível determinar o perfil da velocidade do vento com a altura de instalação do rotor, recorrendo à lei das potências, descrita pela equação 21:

$$u_z = u_{zREF} \times \left(\frac{z}{z_{REF}}\right)^{\frac{1}{n}} \quad (21)$$

Onde u_z representa a velocidade do vento (m/s) a uma dada altura do rotor e u_{zREF} é a velocidade do vento, medida a uma altura de referência. As alturas do rotor e de referência são dadas, respetivamente, por z e z_{REF} . Por fim, n representa o coeficiente de rugosidade local.

Na mesma fonte, com o objetivo de obter uma equação que permitisse calcular a produção de energia elétrica de várias turbinas eólicas em função da velocidade do vento, foi utilizada a curva de potência, fornecida por fabricantes e vendedores do equipamento. Na curva de potência representada na Figura 40, é possível observar a variação da potência média, de um grupo de turbinas eólicas, em função da velocidade do vento. É importante referir, que a potência representada é a potência unitária (p.u.), que representa uma percentagem da potência nominal (em MW) do equipamento. Os pontos, a preto, representam os valores de potência das várias turbinas eólicas consideradas. É ainda interessante, verificar a semelhança com a Figura 18, comprovando o perfil típico de operação das turbinas eólicas.

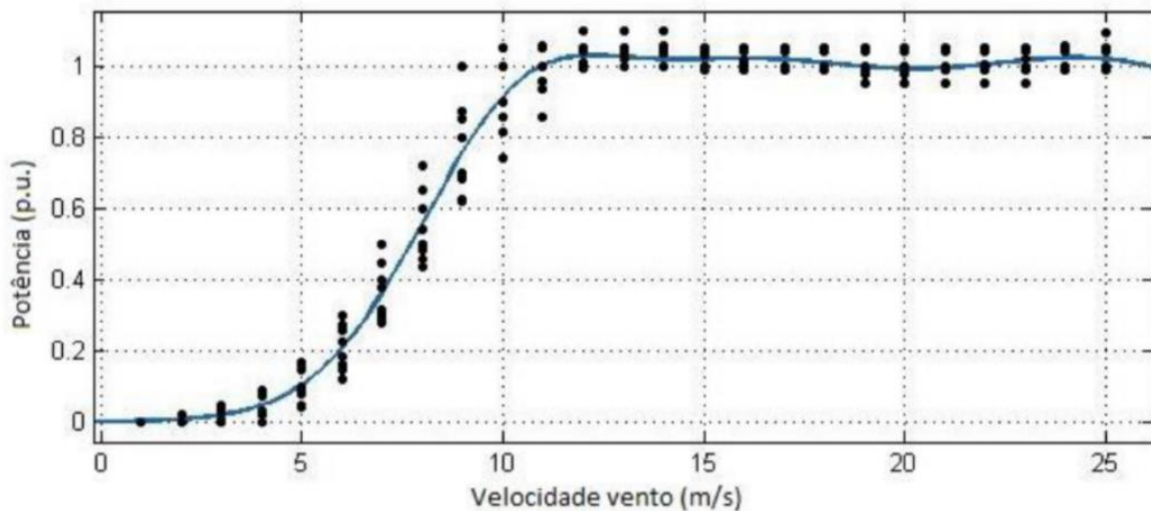


Figura 40 - Potência unitária (p.u) em função da velocidade do vento (m/s) de várias turbinas eólicas.

Com base na curva azul da Figura 40, foi possível obter uma equação que permite calcular a produção unitária de uma turbina eólica em função da velocidade do vento, descrita por:

$$P_{Eo} = a_1 \times e^{-\frac{(u_z - b_1)^2}{c_1}} + a_2 \times e^{-\frac{(u_z - b_2)^2}{c_2}} + a_3 \times e^{-\frac{(u_z - b_3)^2}{c_3}} \quad (22)$$

O valor de cada coeficiente é apresentado na Tabela 45, presente no anexo C.

Com base no valor da potência unitária, é possível calcular, pela equação 23, a produção de energia elétrica do subsistema eólico, onde, n_{Eo} se refere ao número de turbinas eólicas e P_{EoNOM} à potência nominal de cada equipamento (em MW).

$$E_{Eo} = n_{Eo} \times P_{Eo} \times P_{EoNOM} \quad (23)$$

6.2 Energia Solar

Os painéis fotovoltaicos são equipamentos extremamente sensíveis às condições atmosféricas do local onde estão inseridos. Nesse sentido, as eficiências destes equipamentos tendem a ser extremamente baixas, sendo, no caso de painéis policristalinos, no máximo de 20%. As condições atmosféricas têm uma interferência direta na temperatura das células que constituem o painel fotovoltaico. Em [49], foi elaborado um estudo de forma a verificar qual a influência da temperatura das células de silício cristalino na eficiência do equipamento, tendo sido concluído que variações de apenas 5°C podem levar a uma diminuição da eficiência para metade, como é possível observar na Figura 41.

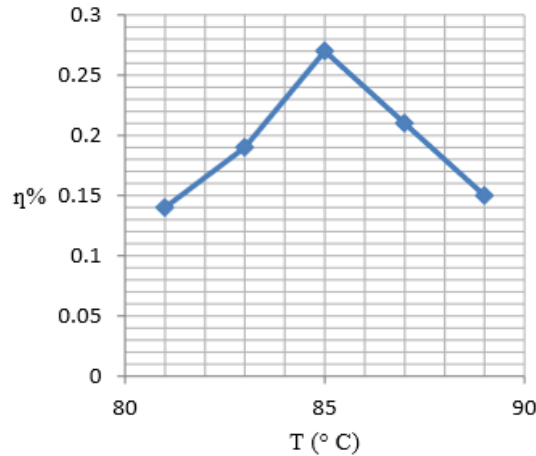


Figura 41 - Relação entre a eficiência do painel fotovoltaico e a temperatura da célula.

Em [48] é definida uma equação que permite calcular a produção de eletricidade de um painel fotovoltaico a partir da irradiância e da temperatura das células:

$$P_{PV} = PMP_{REF} \times \frac{G}{G_{REF}} \times [1 + \gamma_{PV} \times (T_{cel} - T_{REF})] \quad (24)$$

PMP_{REF} , é o ponto de potência máxima do equipamento utilizado (obtido nas condições STC), em W. G_{REF} e T_{REF} , são a irradiância e a temperatura das células nas condições STC, em W/m^2 e $^{\circ}C$, respetivamente. G , é a irradiância (W/m^2), γ_{PV} o coeficiente de variação do ponto de potência máxima com a temperatura da célula (o presente artigo considerou $-0,5\%/^{\circ}C$) e T_{cel} , a temperatura da célula, em $^{\circ}C$.

A temperatura da célula é, por sua vez, obtida a partir da equação 25, onde T_{amb} é a temperatura ambiente, em $^{\circ}C$, e $NOCT$ que corresponde à temperatura nominal de operação da célula, cujo valor é fornecido pelo fabricante ($^{\circ}C$):

$$T_{cel} = T_{amb} + \frac{NOCT - 20}{800} \times G \quad (25)$$

A produção de energia elétrica produzida pelo subsistema fotovoltaico é dada pela equação 26, onde, n_{PV} representa o número total de painéis fotovoltaicos e η_{DA} a eficiência do equipamento de conversão.

$$E_{PV} = n_{PV} \times P_{PV} \times \eta_{DA} \quad (26)$$

6.3. Integração de Energias Renováveis em Sines

De forma a estudar as condições atmosféricas da região de Sines, e de que forma impactam na produção de energia renovável, foi efetuado, em Excel, um modelo de produção de energia solar e eólica ao longo de um ano, com base nas equações anteriormente descritas.

As condições atmosféricas em Sines, fundamentalmente: velocidade do vento, irradiância total e temperatura; foram obtidas com base na ferramenta *PVGIS* [50], disponibilizada pela União Europeia. Para o subsistema fotovoltaico foi definida uma posição fixa dos painéis que é otimizada pela própria ferramenta, sendo a orientação ideal escolhida com base na irradiância direta, refletida e difusa, cujos valores são fornecidos pela *PVGIS*. Em relação à energia eólica, é fornecida a velocidade do vento a 10 metros de altura, sendo necessário recorrer à equação 21 para obter a velocidade do vento à altura do rotor da turbina. Por fim, é também fornecida a temperatura ambiente a 2 metros de altura.

É importante referir que são fornecidos valores horários, desde 2005 até 2016, para todas as grandezas abordadas. No presente modelo, foi feita uma média de valores para a mesma hora, nos anos considerados, de forma a obter um único valor referência para cada hora ao longo de um ano.

As características dos painéis solares e turbinas eólicas escolhidas encontram-se resumidas na Tabela 38. É importante referir que o número total de equipamentos em cada subsistema foi completamente arbitrário, servindo apenas para perceber a evolução da produção de energia elétrica ao longo de um ano, na região de Sines [51,52].

Tabela 38 - Características dos painéis solares e turbinas eólicas.

Painel Fotovoltaico		Turbinas Eólicas	
Grandeza	Valor	Grandeza	Valor
PMP (W)	400	P_{nom} (W)	2000
NOCT (°C)	42	Altura do rotor (m)	100
Número de unidades	35000	Número de unidades	5

Seguidamente, serão apresentados gráficos que permitem visualizar a variação de produção de energia elétrica, ao longo de uma semana, durante as 4 estações do ano.

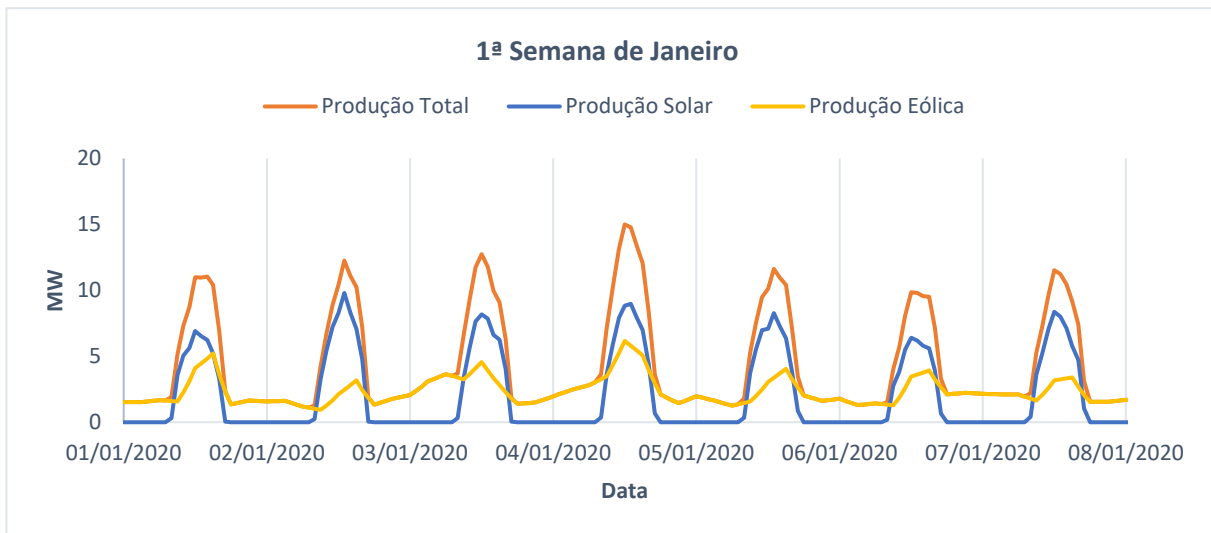


Figura 42 - Variação da produção total de energia e dos subsistemas solar e eólico para a 1ª semana de janeiro.

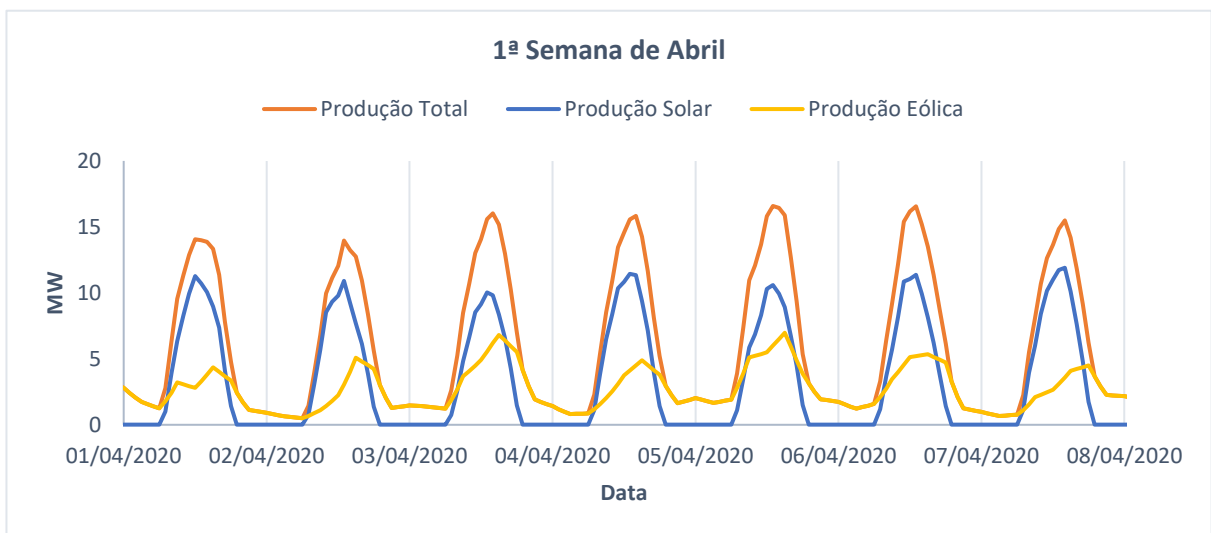


Figura 43 - Variação da produção total de energia e dos subsistemas solar e eólico para a 1ª semana de abril.

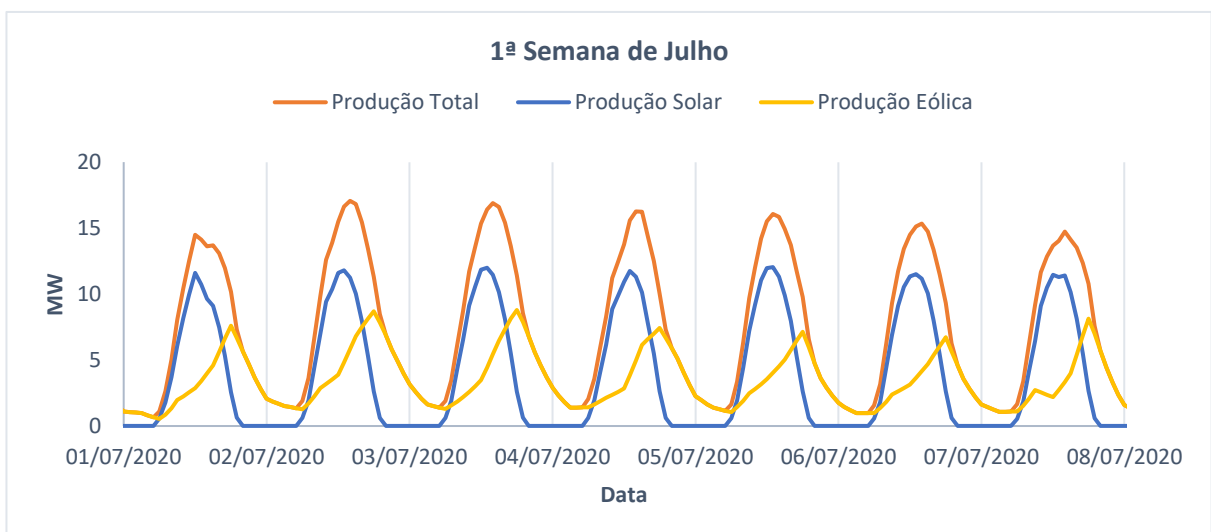


Figura 44 - Variação da produção total de energia e dos subsistemas solar e eólico para a 1ª semana de julho.

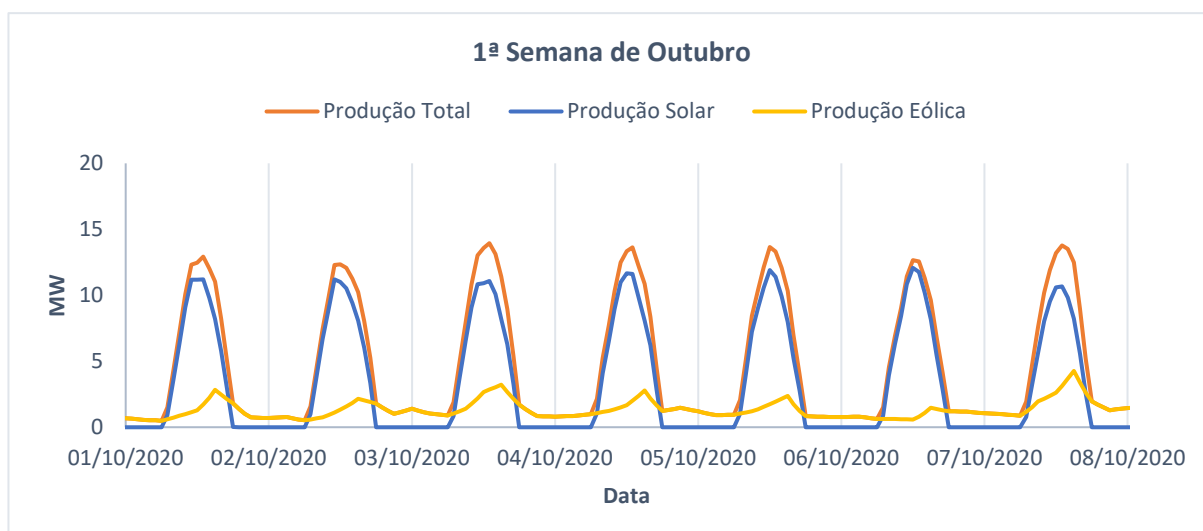


Figura 45 - Variação da produção total de energia e dos subsistemas solar e eólico para a 1ª semana de outubro.

Como é possível verificar, a produção de energia elétrica é superior nos meses de verão, não só pelo maior número de horas de exposição solar, mas também devido à maior produção relativa ao subsistema eólico. Os valores máximo e mínimo ao longo do ano, do presente modelo, foram, respetivamente, 19,16 e 0,22 MWh.

A integração de energias renováveis em Sines estará associada à instalação de turbinas eólicas e painéis fotovoltaicos. Assim sendo, será necessário estimar a área ocupada pelo sistema de forma a avaliar a viabilidade da sua integração. Contudo, as duas tecnologias apresentam regras diferentes quanto à distância de segurança entre cada equipamento, sendo necessário obter a área ocupada por cada subsistema, individualmente.

Em relação às turbinas eólicas, como abordado na secção 2.3.3.2, a distância mínima de segurança entre duas turbinas é entre 5 e 10 vezes o diâmetro do rotor [33]. O modelo de turbina eólica selecionado, apresenta um diâmetro de rotor de 100 metros [52]. Nesse sentido, é possível assumir que os aerogeradores seriam colocados na forma de um quadrado, correspondendo os vértices a 4 aerogeradores e ainda, um último equipamento no meio do quadrado. Nesse sentido, assumindo uma distância entre eles de 5 vezes o diâmetro de rotor, teríamos uma ocupação de terreno representada por um quadrado com 500 metros de lado. A presente representação pode ser observada na Figura 46, onde cada ponto representa uma turbina eólica.

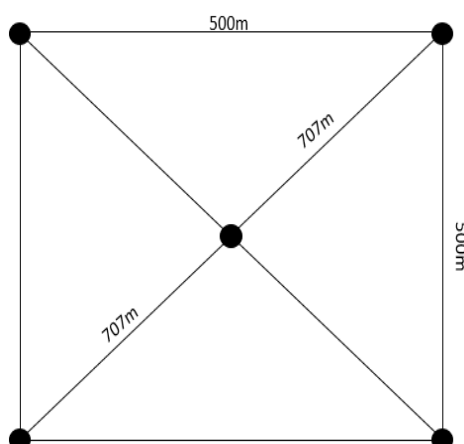


Figura 46 - Representação esquemática da posição das turbinas eólicas.

Em relação aos módulos fotovoltaicos, não existe nenhuma regra que especifique a distância mínima de segurança entre dois equipamentos. Contudo, a colocação de painéis solares deve ser minuciosamente estudada e a distância mínima entre os equipamentos deve ser obtida de forma a maximizar as horas de exposição solar, ou seja, de forma a reduzir, na medida do possível, a sombra que um módulo possa provocar em outro. Esta distância depende da posição geográfica onde os módulos serão colocados e da posição de cada módulo [53].

De forma a facilitar a estimativa de uma área para a colocação dos módulos fotovoltaicos, recorreu-se ao parque solar de Alcoutim. A presente central fotovoltaica ocupa 320 hectares com 661500 painéis solares. Aplicando, uma regra de 3 simples, teremos uma área de cerca de 17 hectares para o presente subsistema [54].

Para além da área, será necessário estimar o investimento que terá de ser realizado na integração de ambos os subsistemas.

Em relação aos aerogeradores, segundo [55], o preço de cada equipamento varia entre 1 e 2M€ por cada MW de potência instalada. No mesmo sentido, em [56], é definido que o custo típico de uma turbina eólica, em 2021, ronda os 1,3M€ por MW. Consequentemente, o investimento associado ao presente subsistema será de 13M€.

Para o cálculo do subsistema fotovoltaico, foi mais uma vez utilizado como referência o valor de investimento do parque solar de Alcoutim que corresponde a 170M€. Sabendo o investimento capital e o número de equipamentos, é possível então saber o investimento inicial necessário a fazer para o subsistema em estudo, a partir da regra de Williams, baseada no princípio das economias de escala [57], descrita pela equação 27.

$$\frac{I_1}{I_2} = \left(\frac{C_1}{C_2}\right)^\alpha \quad (27)$$

O valor de α corresponde ao coeficiente utilizado, e varia de equipamento para equipamento. No presente exemplo, foi utilizado o valor de 0,6 visto ser o valor *standard* da regra de Williams.

Na Tabela 39, estão compilados os valores da área ocupada e do investimento capital estimado para cada subsistema.

Tabela 39 - Área ocupada e investimento capital estimado para cada subsistema.

Painel Fotovoltaico		Turbinas Eólicas	
Grandeza	Valor	Grandeza	Valor
Área (hectares)	17	Área (hectares)	25
Investimento (M€)	29	Investimento (M€)	13

É importante referir, mais uma vez, que o número de aerogeradores e de módulos fotovoltaicos utilizados, foi arbitrário, servindo apenas para estudar, ao nível da produção, área ocupada e investimento, a sua integração em Sines. Nesse sentido, os resultados obtidos poderão servir como base para a elaboração de um modelo de otimização que incorpore fontes de energia renovável na refinaria.

No mesmo âmbito, os valores obtidos para a área ocupada e investimento capital de cada subsistema são valores estimados, tendo de ser reavaliados, caso, no modelo de otimização, seja confirmada a sua utilização.

7. Conclusões e Trabalho Futuro

A presente dissertação propôs-se a identificar e sugerir opções de flexibilidade a incorporar na unidade de cogeração da refinaria de Sines, sendo este tema de extrema importância em virtude dos crescentes preços de eletricidade, gás natural e das taxas de carbono. Desta forma, pretende-se contribuir para a elaboração de um novo modelo operacional da unidade, resultando de uma descarbonização sem prejuízo da eficiência económica.

Na revisão bibliográfica realizada foi, primeiramente, apresentado o panorama energético a nível mundial, tendo-se dado um especial destaque à realidade portuguesa. Seguidamente, foram introduzidos os conceitos teóricos do modelo operacional de uma unidade de cogeração, tendo-se refletido sobre eventuais alterações aos ciclos de *Brayton* e de *Rankine*, de modo a aumentar a eficiência do processo. Analisaram-se ainda temas como a flexibilidade operacional e de produto, tendo estes conceitos servido de base para a dissertação. No mesmo âmbito, introduziram-se tecnologias de *power-to-heat*, como caldeiras elétricas, e energias renováveis, como solar e eólica, adicionando opções de flexibilidade à refinaria. Por fim, efetuou-se uma revisão dos conceitos de vários modelos de otimização, permitindo selecionar o modelo que melhor se ajusta ao projeto.

O primeiro passo, de forma a atender ao objetivo da presente dissertação, foi modelizar a unidade de cogeração, em *Aspen*. Nesse sentido foram modelizados, de forma individual, todos os equipamentos que constituem a unidade, turbinas a gás, caldeiras de recuperação, turbinas de vapor, válvulas redutoras e turbobombas. A validação do modelo foi conseguida pela comparação dos resultados obtidos, em *Aspen*, com os dados reais, que foram fornecidos pela Galp. Todos os equipamentos, à exceção das turbinas de vapor, descreveram um comportamento fortemente enquadrado com a realidade, nunca se obtendo desvios padrão superiores a 5% para nenhuma das variáveis consideradas (temperatura e pressão das correntes e produção de energia elétrica). Em relação às turbinas de vapor, foi sempre necessário ajustar as eficiências dos equipamentos, para cada simulação realizada. Ainda assim, a modelização efetuada foi bem-sucedida, obtendo resultados confiáveis em cada simulação.

Finalizada a modelização da unidade de cogeração, foram identificadas alternativas de flexibilidade, tendo-se simulado a possibilidade de eliminar o sistema de pós-combustão das caldeiras de recuperação. Desta forma, a quantidade de vapor sobreaquecido (523°C) e a alta pressão (83barg) produzido nas caldeiras de recuperação diminuiu. Nesse sentido, foram efetuados dois tipos de simulação com vista à integração de caldeiras elétricas de forma a compensar as necessidades de vapor da refinaria: integração de uma caldeira elétrica de 83barg; integração de caldeiras descentralizadas de 3,5 e 24barg.

A integração de uma caldeira elétrica para a produção de vapor a 83barg (Simulação 1) permitiu compensar as necessidades de vapor de alta pressão por parte da refinaria, mantendo dessa forma o normal funcionamento da unidade de cogeração, preservando a alimentação de vapor de alta pressão aos turbogeradores, válvulas redutoras e turbobombas. Por outro lado, a opção de incorporar caldeiras elétricas de 3,5 e 24barg (Simulação 2), apenas permitiu compensar o vapor nas respetivas gamas de pressão. Nesse sentido, a quantidade de vapor de alta pressão produzido foi inferior. Assim sendo, e por indicação da Galp, nesta segunda simulação o grupo de turbogeradores foi desconsiderado, sendo o vapor de alta pressão apenas alimentado às

válvulas redutoras e turbobombas. Ambas as opções foram simuladas no modelo *Aspen* previamente desenvolvido, para diversas datas ao longo do ano e diferentes horas ao longo do dia, de forma a obter uma conclusão o mais global possível. Verificou-se, em ambas as simulações que as necessidades de eletricidade sofrem um aumento. Nesse sentido, foi necessário estudar a viabilidade económica dos casos de estudo, tendo-se obtido os preços de eletricidade limite para os quais é possível obter lucro. Seguidamente, de forma a avaliar o lucro efetivo de cada simulação, foram dados vários preços de eletricidade com os quais foi possível estabelecer comparações entre ambas as simulações e o caso real. A Simulação 2 apresentou sempre melhores resultados que a Simulação 1, ainda que, os preços limite da eletricidade não sejam superiores a 35€/MWh. Nessa perspetiva, é possível concluir que a incorporação de caldeiras elétricas de um gama de pressão mais baixa se revela mais rentável que a opção de integrar uma caldeira elétrica para a produção de vapor de alta pressão (mesmo sem turbogeradores).

A pedido da Galp foi ainda abordada uma terceira opção (Simulação 3) com vista a estudar a flexibilidade existente nas turbinas a gás. Nesta alternativa pretendeu-se identificar opções de flexibilidade da unidade de cogeração ao regular a alimentação de gás natural a ser alimentado às turbinas a gás e às caldeiras de recuperação. As simulações efetuadas dividem-se em 3 tipos: GT1 a 80%, sem turbogeradores e ajustar o caudal de gás natural alimentado à BR1 de forma a produzir o vapor necessário nas várias gamas de pressão; eliminar o sistema de pós-combustão da BR1 e ajustar o caudal alimentado à GT1, para produzir todo o vapor necessário; ajustar o caudal de gás natural alimentado à GT1, para produzir todo o vapor necessário, existindo sistema de pós-combustão na BR1. Neste âmbito, o objetivo centrou-se em direcionar o modelo operacional da unidade de cogeração para produzir vapor nos vários níveis de pressão, sem dar importância à produção de energia elétrica. Pela análise de rentabilidade efetuada à Simulação 3, foi possível obter preços limite de eletricidade mais elevados, cerca de 40€/MWh. Concluiu-se que o melhor modelo operacional requer uma combinação de caldeiras elétricas descentralizadas de média/baixa pressão e a turbina gás a funcionar abaixo da capacidade base (Simulações 2 e 3). Assim sendo, ter-se-á de lidar com o facto de que uma alteração no funcionamento das turbinas a gás poderá alterar de forma imprevisível as emissões de NO_x e CO. Nesse sentido, é cada vez mais imperativo, face à atual situação climática, que os equipamentos permitam a maior flexibilidade operacional possível, permitindo, no caso das turbinas a gás, reduzir gás natural e emissões de CO₂, sem que tal interfira com o limite máximo estabelecido para as emissões de NO_x e CO.

Finalizando o estudo da flexibilidade da unidade de cogeração, é necessário situar os preços limite da eletricidade obtidos em cada simulação, com os preços correntes da eletricidade no mercado ibérico (secção 2.1). A realidade é que vivemos num período que impossibilita a incorporação de uma opção de descarbonizar a unidade de cogeração da refinaria de Sines e que tem levado muitas unidades de cogeração a fechar portas pelo país fora. Com a presente dissertação é possível verificar o problema existente, em que tanto os preços de gás natural, de eletricidade e as taxas de carbono, se encontram em valores nunca antes vistos.

Por conseguinte, foi ainda estudada a integração de energias renováveis (solar e eólica) na refinaria de Sines, com o objetivo de minimizar as importações, através da elaboração de um modelo que permite obter a produção horária de ambos os subsistemas em função das condições atmosféricas. No modelo, desenvolvido em Excel, foram consideradas 5 turbinas eólicas com potência unitária de 2MW e ainda 35000 módulos fotovoltaicos

com uma potência de 400W. Com o presente modelo foi possível obter um valor máximo de produção de 19,16MWh, o que resultaria numa diminuição ainda considerável das importações da refinaria, tendo-se ainda verificado uma maior produção renovável, em Sines, nos meses de verão. Foi ainda estimado o investimento em capital de cada subsistema tendo-se obtido o valor de 29M€, para o subsistema solar, ocupando uma área estimada de 17 hectares, e 13M€ para o subsistema eólico, com uma área associada de 25 hectares.

Como trabalho futuro sugere-se:

1. O desenvolvimento de um modelo de otimização multiperíodo que permita obter o modelo operacional ótimo em cada período. Os parâmetros do presente modelo serão os preços de eletricidade, gás natural e as taxas de carbono.
2. Caso o modelo confirme a utilização de caldeiras elétricas e energias renováveis, sugere-se uma avaliação dos investimentos associados a cada tecnologia (CAPEX), de forma a reavaliar os investimentos obtidos na secção 6.3.
3. Com os investimentos de cada tecnologia e os resultados do modelo de otimização, sugere-se uma análise com rigor e detalhe dos custos de operação e manutenção de cada tecnologia (OPEX). Desta forma, será possível avaliar a rentabilidade do sistema, estimando o *Pay-Back Time* (PB).

Referências Bibliográficas

- [1] Internacional Energy Association, Energy Data and Statistics, Int. Energy Assoc. (2019). <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tables?country=PORTUGAL&energy=Balances&year=2019>. (Acedido em Setembro, 2021)
- [2] S. Taqvi, A. Almansoori, A. Elkamel, Optimal renewable energy integration into the process industry using multi-energy hub approach with economic and environmental considerations: Refinery-wide case study, *Comput. Chem. Eng.* 151 (2021) 107345.
- [3] The World Bank, Carbon Pricing Dashboard, (2021). https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/map_data. (Acedido em Setembro, 2021)
- [4] J. Beiron, R.M. Montañés, F. Normann, F. Johnsson, Flexible operation of a combined cycle cogeneration plant – A techno-economic assessment, *Appl. Energy.* 278 (2020).
- [5] X. Chen, C. Kang, M. O'Malley, Q. Xia, J. Bai, C. Liu, R. Sun, W. Wang, H. Li, Increasing the Flexibility of Combined Heat and Power for Wind Power Integration in China: Modeling and Implications, *IEEE Trans. Power Syst.* 30 (2015) 1848–1857.
- [6] M. Alnifro, S.T. Taqvi, M.S. Ahmad, K. Bensaida, A. Elkamel, Optimal Renewable Energy Integration into Refinery with CO₂ Emissions Consideration: An Economic Feasibility Study, *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.* 83 (2017).
- [7] Instituto Nacional de Estatística, Consumo de Energia Primária na Habitação, (2021). https://www.ine.pt/bddXplorer/htdocs/minfo.jsp?var_cd=0009721&lingua=PT. (Acedido em Setembro, 2021)
- [8] United Nations Climate Change, The Clean Development Mechanism, (n.d.). <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-kyoto-protocol/mechanisms-under-the-kyoto-protocol/the-clean-development-mechanism>. (Acedido em Setembro, 2021)
- [9] K.H. Holsen, The clean development mechanism's contribution to sustainable development: a review of the literature, *Clim. Change.* (2007). (Acedido em Setembro, 2021)
- [10] A. Mele, E. Paglialonga, G. Sforina, Climate cooperation from Kyoto to Paris: What can be learnt from the CDM experience?, *Socioecon. Plann. Sci.* 75 (2021) 100942.
- [11] M. Doepfert, R. Castro, Techno-economic optimization of a 100% renewable energy system in 2050 for countries with high shares of hydropower: The case of Portugal, *Renew. Energy.* 165 (2021) 491–503.
- [12] Direção Geral da Energia e Geologia, Indicadores Energéticos, (2019). <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/indicadores-energeticos/>. (Acedido em Setembro, 2021)
- [13] ROTEIRO PARA A NEUTRALIDADE CARBÓNICA 2050, (2019). (Acedido em Setembro, 2021)
- [14] IISD, Policy Brief: EU Unveils Planned Carbon Tax on Imports Amid U.S., Japanese Concerns, (2021). <https://sdg.iisd.org/commentary/policy-briefs/eu-unveils-planned-carbon-tax-on-imports-amid-u-s-japanese-concerns/> (Acedido em Outubro, 2021)
- [15] Reuters, EU proposes world's first carbon border tax for some imports, (2021).

- <https://www.reuters.com/business/sustainable-business/eu-proposes-worlds-first-carbon-border-tax-some-imports-2021-07-14/> (Acedido em Outubro, 2021)
- [16] OMIP, Market today , (n.d.). <https://www.omip.pt/en/plazo-hoy> (Acedido em Outubro, 2021)
- [17] Internacional Energy Association, What is behind soaring energy prices and what happens next?, (2021). <https://www.iea.org/commentaries/what-is-behind-soaring-energy-prices-and-what-happens-next>. (Acedido em Outubro, 2021)
- [18] Edmundo Gomes de Azevedo, Termodinâmica Aplicada, 3ª edição, 2011.
- [19] Saddiq HA, Perry S, Ndagana SF, Mohammed A, Modelling of Gas Turbine and Gas Turbine Exhaust and Its Utilisation As Combined Cycle in Utility System, *Int. J. Sci. Eng. Res.* 6 (2015) 925–933.
- [20] I. Dimoukias, M. Amelin, F. Levihn, District heating system operation in power systems with high share of wind power, *J. Mod. Power Syst. Clean Energy.* 5 (2017) 850–862.
- [21] A.E.P. - Therm INC. Acmetherm, High Voltage Electrode Steam Boilers, n.d.
- [22] PARAT, Caldeira de Eléctrodo de Alta Tensão, n.d.
- [23] Internacional Energy Association, Renewables, (2021). <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2021/renewables>. (Acedido em Outubro, 2021)
- [24] Energy Saving Trust, Generating Renewable Electricity - Solar Panels, (2021). <https://energysavingtrust.org.uk/advice/solar-panels/>. (Acedido em Outubro, 2021)
- [25] M. El Haj Assad, M. Alhuyi Nazari, M.A. Rosen, Applications of renewable energy sources, *Des. Perform. Optim. Renew. Energy Syst.* (2021) 1–15.
- [26] EcoWatch, Monocrystalline Vs. Polycrystalline Solar Panels: What's Best?, (2021). <https://www.ecowatch.com/monocrystalline-vs-polycrystalline-solar-panels-2654716551.html>. (Acedido em Outubro, 2021)
- [27] Solar Design Guide, STC and NOCT – Solar Panel Test Conditions Explained, (n.d.). <https://solardesignguide.com/stc-and-noct-solar-panel-test-conditions-explained/>. (Acedido em Abril, 2021)
- [28] European Commission, PVGIS User Manual, (2020). <https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/docs/usermanual>. (Acedido em Abril, 2021)
- [29] J.F. Manwell, Hybrid Energy Systems, *Encycl. Energy.* (2004) 215–229.
- [30] Internacional Renewable Energy Agency, Wind Energy, (n.d.). <https://www.irena.org/wind>. (Acedido em Outubro, 2021)
- [31] M. Junginger, A. Louwen, Technological learning in the transition to a low-carbon energy system: Conceptual issues, empirical findings, and use in energy modeling, *Technol. Learn. Transit. to a Low-Carbon Energy Syst. Concept. Issues, Empir. Find. Use, Energy Model.* (2019) 321–326.
- [32] S. Rehman, M. Mahbub Alam, L.M. Alhems, M. Mujahid Rafique, Horizontal Axis Wind Turbine Blade Design Methodologies for Efficiency Enhancement A Review, *Energies.* 11 (2018).
- [33] Union of Concerned Scientists, Environmental Impacts of Wind Power, (2013). <https://www.ucsusa.org/resources/environmental-impacts-wind-power> (Acedido em Outubro, 2021)
- [34] Y. Chuanwei, L. Hui, J. Jiuchun, Modeling and simulation of AC-DC-AC converter system for MW-level

- direct-drive wind turbine grid interface, PESC Rec. - IEEE Annu. Power Electron. Spec. Conf. (2006).
- [35] M. Nishio, J. Itoh, K. Shiroko, T. Umeda, A Thermodynamic Approach to Steam-Power System Design, *Ind. Eng. Chem. Process Des. Dev.* 19 (1980) 306–312.
- [36] S.A. Papoulias, I.E. Grossmann, A structural optimization approach in process synthesis-I. Utility systems, *Comput. Chem. Eng.* 7 (1983) 695–706.
- [37] R.R. Iyer, I.E. Grossmann, Synthesis and operational planning of utility systems for multiperiod operation, *Comput. Chem. Eng.* 22 (1998) 979–993.
- [38] Galp, Processo de refinação do petróleo | Galp, (n.d.). <https://www.galp.com/corp/pt/sobre-nos/os-nossos-negocios/refinacao-e-distribuicao/aprovisionamento-refinacao-e-logistica/fundamentos-de-refinacao> (Acedido em Outubro, 2021)
- [39] Galp, Manual Descritivo da Fábrica de Utilidades, 2019.
- [40] Aspen Technology Inc, Aspen Plus V11, (2021). <https://www.aspentech.com/en/products/engineering/aspen-plus/aspen-plus-v11-messaging>. (Acedido em Dezembro, 2021)
- [41] General Electric, General Electric Equipment Supply Specification, 2006.
- [42] General Electric, GE Gas Power, (n.d.). <https://www.ge.com/gas-power> (Acedido em Maio, 2021)
- [43] Foster Wheeler, GALP SINES REFINERY. Cogeneration Project. 2xHRSG, 2006.
- [44] João M.N.A. Fareleira, Notas sobre Permutadores de Calor - Fenómenos de Transferência II, n.d.
- [45] LUMMUS, Desing, supply and delivery of four turbo generator sets together with auxiliary equipment, 1973.
- [46] M.A. Gonzalez-salazar, T. Kirsten, L. Prchlik, Review of the operational flexibility and emissions of gas- and coal-fired power plants in a future with growing renewables, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 82 (2018) 1497–1513.
- [47] NASA, Boundary Layer, (2021). <https://www.grc.nasa.gov/www/k-12/airplane/boundlay.html> (Acedido em Outubro, 2021)
- [48] A. Malheiro, P.M. Castro, R.M. Lima, A. Estanqueiro, Integrated sizing and scheduling of wind/PV/diesel/battery isolated systems, *Renew. Energy.* 83 (2015) 646–657.
- [49] Q.A.H. Al-naser, N.M.A. Al-barghoothi, N.A.S. Al-ali, The Effect of Temperature Variations on Solar Cell Efficiency, *Int. J. Eng. , Bus. Enterp. Appl.* (2013) 108–112.
- [50] European Commission, JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) , (n.d.). https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVP (Acedido em Abril, 2021)
- [51] GoGreenSolar, Easy DIY Solar Panel Kits, (n.d.). <https://www.gogreensolar.com/> (Acedido em Outubro, 2021)
- [52] Vestas, wind turbine solutions and services, (n.d.). https://www.vestas.com/en/products/2-mw-platform/v100-2_0_mw#!options-available (Acedido em Outubro, 2021)
- [53] easysolar, How to calculate the minimum distance between PV panels?, (2021). <https://easysolar-app.com/en/ufaq/how-to-calculate-the-minimum-distance-between-pv-panels/>. (Acedido em Outubro, 2021)

- [54] Barlavento, Central Fotovoltaica de Alcoutim quer revolucionar o panorama energético, (2021). <https://barlavento.sapo.pt/ambiente/central-fotovoltaica-de-alcoutim-quer-revolucionar-o-panorama-energetico>. (Acedido em Outubro, 2021)
- [55] Conserve Energy Future, Cost of Wind Energy, (2024). <https://www.conserve-energy-future.com/windenergycost.php>. (Acedido em Outubro, 2021)
- [56] Weather Guard, Wind Turbine Cost: How Much? Are They Worth It in 2021?, (2021). <https://weatherguardwind.com/how-much-does-wind-turbine-cost-worth-it/>. (Acedido em Outubro, 2021)
- [57] M.A. Tribe, R.L.W. Alpine, Scale economies and the “0.6 rule,” Eng. Costs Prod. Econ. 10 (1986) 271–278.

Anexos

Anexo A – Modelização da Unidade de Cogeração em Aspen

Tabela 40 - Composição do gás natural.

Componente	Fração Molar (%)
Metano	93,296
Etano	4,646
Propano	1,337
Butano	0,567
Pentano	0,009
Azoto	0,145
Total	100

Tabela 41 - Inputs para o dia 1 de janeiro às 00h.

Dado	Valor
Temperatura GN (°C)	46,95
Pressão GN (bar)	23,01
Caudal GN (m3/h)	613,44
Pressão OUT válvula (bar)	20,69
Temperatura Ar (°C)	13,24
Caudal Ar (kg/s)	140,621
Pressão COMP e COMB (bar)	11,54
Caudal de Exaustão (kg/s)	143,297

Tabela 42 - Área de transferência de calor de cada permutador de calor.

Equipamento	Área de Transferência de Calor (m2)
Economizador	32604
Evaporador	16812
Sobreaquecedor Primário	2521
Sobreaquecedor Final	999
Ecrã	316

Anexo B – Estudo da Flexibilidade da Unidade de Cogeração

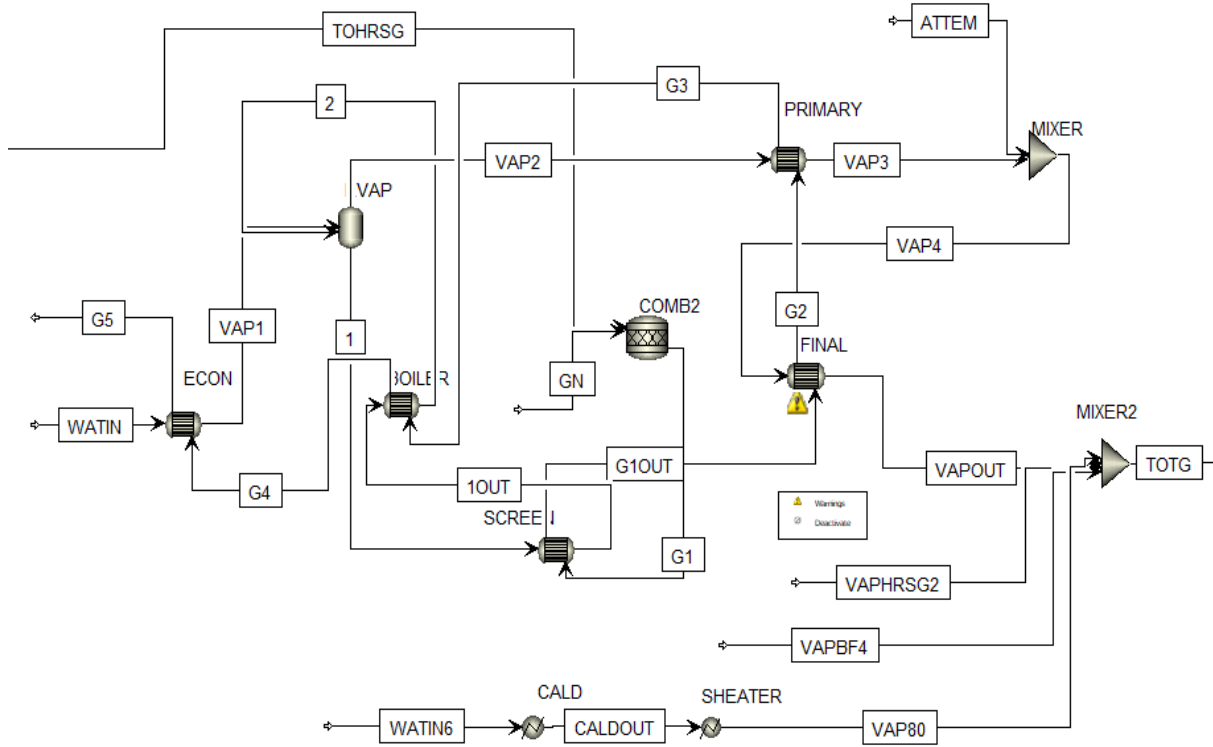


Figura 47 - Alterações ao modelo da caldeira de recuperação devido à incorporação de uma caldeira elétrica de 83barg.

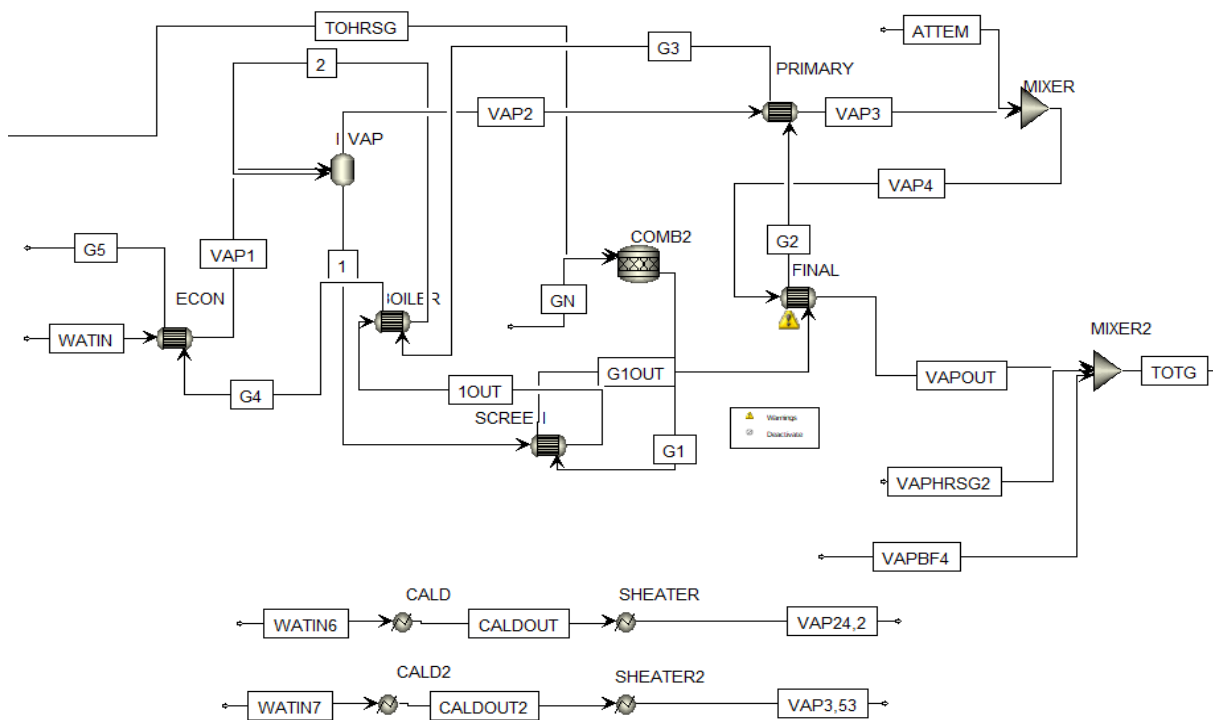


Figura 48 - Alterações ao modelo Aspen devido à incorporação de caldeiras elétricas de 24 e 3,5barg.

Tabela 43 - Emissões de CO₂ com e sem sistema de pós-combustão para todas as datas/horas simuladas.

Emissões de CO ₂ (ton)						
Caso	Cogeração 1			Cogeração 2		
	Funcionamento Normal	Sem Sistema de Pós-Combustão	Diferença	Funcionamento Normal	Sem Sistema de Pós-Combustão	Diferença
1/1 00h	32,49	26,64	-5,85	32,17	26,33	-5,84
1/1 10h	31,76	26,32	-5,44	30,76	26,1	-4,66
1/1 11h	31,65	26,22	-5,43	30,42	26,03	-4,39
2/1 13h	31,69	25,94	-5,75	30,16	25,81	-4,35
8/5 07h	29,05	25,47	-3,58	28,88	25,32	-3,56
24/7 16h	28,34	24,43	-3,91	29,74	24,47	-5,27
10/9 20h	30,45	24,78	-5,67	29,27	24,82	-4,45
20/11 21h	35,06	25,38	-9,68	34,87	25,17	-9,70
20/11 23h	33,43	25,41	-8,02	33,07	25,15	-7,92

Tabela 44 - Emissões de CO₂ obtidas para todas as simulações (Simulação 3).

Caso	Cogeração 1		Cogeração 2		Total	
	Emissões de CO ₂ (ton)	Diferença para o Caso Real (Δ ton)	Emissões de CO ₂ (ton)	Diferença para o Caso Real (Δ ton)	Emissões de CO ₂ (ton)	Diferença para o Caso Real (Δ ton)
Caso Real	30,30	-	28,46	-	58,76	-
Simulação 3.1	20,67	-9,63	28,46	0	49,13	-9,63
Simulação 3.2	21,53	-8,77	28,46	0	49,99	-8,77
Simulação 3.3	13,33	-16,97	28,46	0	41,76	-16,97
Simulação 2.1	25,33	-4,97	28,46	0	53,79	-4,97
Simulação 2.2	25,33	-4,97	24,85	-3,61	50,18	-8,58

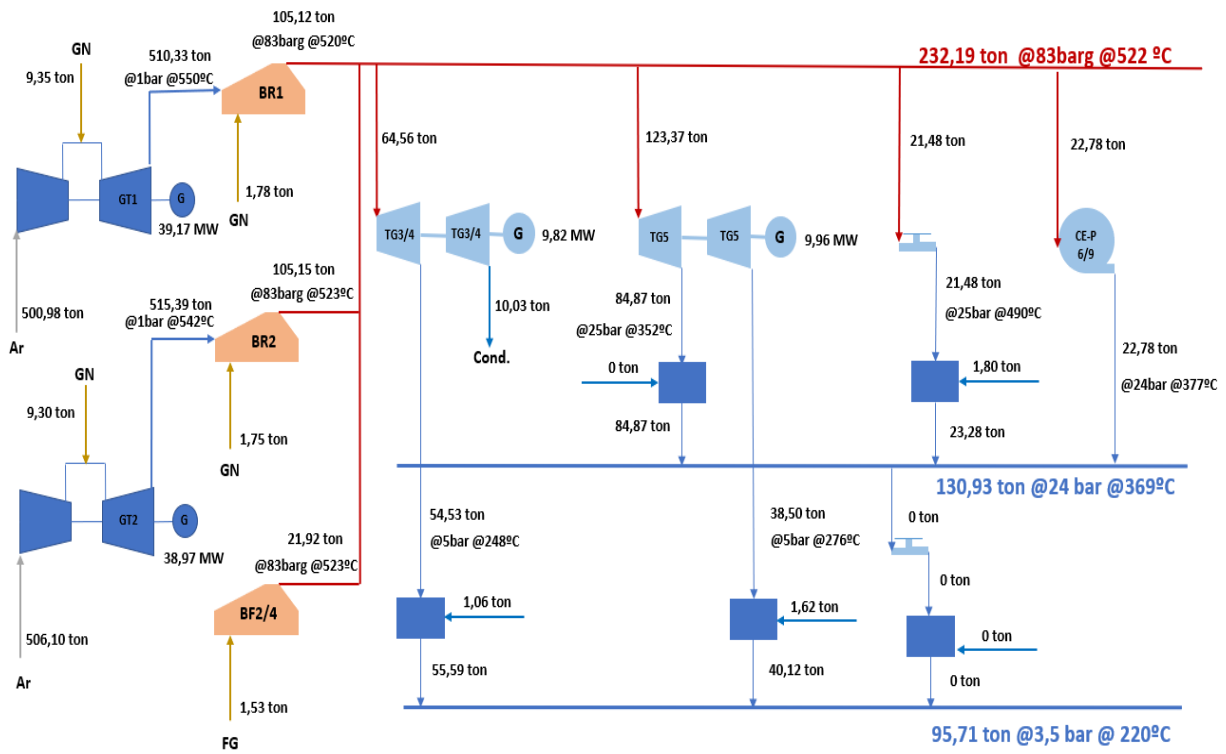


Figura 49 - Funcionamento normal da unidade de cogeração para o dia 22 de novembro às 12h.

Anexo C – Introdução de Energia Solar e Eólica

Tabela 45 -Valores dos coeficientes do modelo da turbina eólica.

Coeficiente	Valor
a ₁	0,9729
b ₁	25,27
c ₁	8,299
a ₂	0,7818
b ₂	11,9
c ₂	4,428
a ₃	0,4365
b ₃	17,57
c ₃	4,418