FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Modelo de otimização operacional das centrais térmicas da Refinaria de Sines no mercado diário do MIBEL

Diogo da Cunha e Castro Faria

MESTRADO EM ENGENHARIA ELETROTÉCNICA E DE COMPUTADORES

Orientador: Cláudio Monteiro

27 de julho de 2022

© Diogo Faria, 2022

Resumo

O contexto de pandemia seguido do clima de instabilidade consequente da guerra na Ucrânia fazem com que todas as previsões sobre o futuro comportamento dos mercados de eletricidade e gás natural sejam uma autêntica incógnita. Face a este problema, no âmbito das instalações de produção de eletricidade da Refinaria de Sines, existe a necessidade de adaptar o funcionamento das centrais térmicas às possíveis evoluções que possam surgir daqui em diante. Para além disso, os problemas ambientais são uma questão que está no centro da atualidade e para a qual devem surgir soluções o mais rápido possível.

Posto isto, foi feita uma análise económica ao funcionamento das centrais térmicas da Refinaria de Sines. Esta análise foca-se na diminuição dos custos de funcionamento, nomeadamente no que toca a emissões de CO_2 e ao consumo de gás natural, dois ativos que são taxados de acordo com os respetivos mercados. A operação das centrais térmicas deve estar alinhada com o comportamento dos mercados de eletricidade, licenças de dióxido de carbono e gás natural, de forma a permitir a redução de custos desejada.

Para proceder ao estudo que foi proposto, foi desenvolvido um modelo de otimização que permite calcular quais os custos de funcionamentos das centrais térmicas da Refinaria de Sines. Este modelo tem por base o comportamento do sistema: como e onde é feita a produção de eletricidade e vapor, quais as ligações existentes responsáveis por estabelecer conexões entre a diversa maquinaria, qual a utilidade dada à energia elétrica e térmica existente no sistema. O modelo desenvolvido permite determinar os despachos dos grupos de cogeração, das turbinas a vapor e das caldeiras para os quais é obtida a solução ótima de exploração do sistema.

Elaboraram-se cenários distintos, caraterizados pelo preço de mercado do gás natural, eletricidade e licenças de CO_2, consumo de eletricidade na refinaria e regime de exploração desta. Os resultados obtidos comprovam que a operação das centrais térmicas deve ser adaptada às condições externas, exigindo assim uma certa flexibilidade.

Por fim, espera-se que este trabalho seja útil para a fábrica de utilidades da Refinaria de Sines, representada pela empresa Galp, no sentido em que o despacho real das centrais térmicas seja adaptado às conclusões retiradas deste trabalho, permitindo atingir o principal objetivo proposto, uma diminuição dos custos para a empresa.

Palavras-chave

Autoconsumo, Centrais Térmicas, Cogeração, Despacho, Eletricidade, Gás Natural, Refinarias, Viabilidade Económica

Abstract

The pandemic and the instability caused by the war in Ukraine make all electrical and natural gas markets' future extremely uncertain. This issue requires the need to adapt the thermal power plants' operation based on the possible outcomes that might emerge; in which Refinaria de Sines' electrical production facilities take a huge part. Not to mention the urge to find solutions to environmental problems that are so discussed nowadays.

First, it has been made an economic analysis of the Refinaria de Sines thermal power plants' operation. The main focus of this research was on minimising operation costs, in particular CO_2 emissions and natural gas consumption, which are taxed in each market. Thermal power plants' operation must be according to electrical, carbon dioxide and natural gas markets to provide a reduction in the costs as wanted.

The development of an optimization model is important to understand the operation costs of Refinaria de Sines' thermal power plants; this was relevant to answering the main goal of this study. This model is based on the system behaviour: how and where is done the electrical and thermal energy production, the connections between the machinery and the utility given to the electrical and thermal energy existing in the system. The developed model determines the cogeneration, steam turbines and boilers dispatch which is given the optimal solution for the system exploration.

Has been made different scenarios characterized by the natural gas, electricity and CO_2 licenses price markets, Refinaria de Sines electrical consumption and exploration regime. The obtained results prove that the thermal power plants' operation must be applied to the external conditions, demanding flexibility to the system.

Finally, this project claims to be useful for Fábrica de Utilidades da Refinaria de Sines, represented by Galp, making the thermal power plants' real dispatch adapted to the conclusions of this thesis. All of this is to accomplish the main goal of this project: to reduce the operating costs of the company.

Keywords

Self-Consumption, Thermal Power Plants, Cogeneration, Dispatch, Electricity, Natural Gas, Refineries, Economic Viability

Agradecimentos

Em primeiro lugar queria agradecer ao orientador desta dissertação, o Professor Cláudio Monteiro, por ter sido incansável no apoio prestado. Tenho em grande consideração as dúvidas que me esclareceu, conselhos e ensinamentos que me prestou e acima de tudo toda a disponibilidade demonstrada. Sem a sua ajuda, este trabalho não seria possível.

Agradeço à minha namorada Joana pela paciência que teve comigo, por ter percebido o porquê de ser "segunda opção"nas semanas finais da realização do trabalho. Para além disso, pela tranquilidade, positivismo, palavras encorajadoras, carinho e compreensão que fizeram com que este percurso fosse mais fácil. Sem dúvida foi o meu grande pilar durante estes anos, que me permitiu que nunca desistisse.

A toda a minha família pelo interesse em como estavam a correr as coisas, pelas dicas e conselhos que me deram. Em especial aos meus pais, Cecília e Ricardo, e ao meu irmão, Pedro, por conviverem comigo todos os dias e lidarem com os meus bons e maus momentos. Aos meus avós, Rosa Maria e José, pelo orgulho que demonstraram em mim e que me motivou a dar por concluído o meu curso. A eles, juntamente com a Joana, dedico-lhes este trabalho.

Aos meus amigos pelos momentos de convívio e companheirismo. Em especial ao pessoal de energias da FEUP, por me fazerem sentir que estávamos todos no mesmo barco, pelas sessões de estudo coletivo e pela ajuda dada durante os últimos anos do nosso curso. Estamos todos de parabéns.

Por fim, uma palavra de agradecimento à equipa da Fábrica de Utilidades da Refinaria de Sines pela oportunidade em elaborar esta dissertação e pela disponibilidade durante a visita à instalação. Na pessoa do Engenheiro António Ferreira dos Santos, uma palavra de especial agradecimento pela documentação confidencial partilhada, o esclarecimento de alguns aspetos técnicos e por me fazer sentir à vontade para contactá-lo sempre que precisasse.

Diogo Faria

"It is better to fail in originality than to succeed in imitation."

Herman Melville

Conteúdo

1 Introdução **1**
- 1.1 Contextualização e Motivação . . . 1
- 1.2 Questões de Investigação . . . 3
- 1.3 Objetivos . . . 3
- 1.4 Estrutura da Dissertação . . . 4
- 1.5 Contexto de realização do trabalho . . . 4

2 Revisão Bibliográfica **7**
- 2.1 Preços de eletricidade e gás natural . . . 7
  - 2.1.1 Mercado de eletricidade . . . 7
  - 2.1.2 Mercado de gás natural . . . 12
  - 2.1.3 Evoluções dos preços . . . 15
  - 2.1.4 Contratação de eletricidade e gás natural para a refinaria . . . 21
- 2.2 Cogeração e autoprodução em ambiente industrial . . . 22
  - 2.2.1 Tipos de cogeração . . . 26
  - 2.2.2 Turbinas a gás . . . 26
  - 2.2.3 Caldeira de recuperação de calor . . . 27
  - 2.2.4 Turbina a vapor . . . 28
  - 2.2.5 Ciclo Combinado . . . 29
  - 2.2.6 Enquadramento legal da cogeração em Portugal . . . 29
- 2.3 Transição energética na indústria de produção elétrica . . . 35
- 2.4 Serviços de flexibilidade e eficiência energética . . . 37

3 Análise do caso de estudo **39**
- 3.1 Caraterização da instalação . . . 39
- 3.2 Consumos e produções . . . 44

4 Metodologia de simulação e otimização **51**
- 4.1 Parâmetros de entrada . . . 53
- 4.2 Variáveis do modelo . . . 53
- 4.3 Restrições . . . 54
- 4.4 Curvas de funcionamento das turbinas . . . 54
- 4.5 Construção do modelo de otmização . . . 57
  - 4.5.1 Central de cogeração . . . 58
  - 4.5.2 Central térmica . . . 60
- 4.6 Função objetivo . . . 66

5 Simulação de cenários de operação **69**
5.1 Cenários de exploração 69
5.2 Cenário de produção em modo de autoconsumo 71
5.3 Cenário de operação com a cogeração em mercado 78
5.4 Cenário de operação com a cogeração em *feed-in-tariff* 85
5.5 Análise comparativa dos cenários 94

6 Conclusões e Trabalhos Futuros **97**

Referências **99**

Lista de Figuras

2.1 Exemplo de ofertas de compra e venda de eletricidade 8
2.2 Produtos existentes no MIBEL 8
2.3 Produtos derivados do MIBEL 11
2.4 Produtos derivados do MIBEL 11
2.5 Origem do gás natural que chega a Portugal 14
2.6 Evolução do preço médio anual da eletricidade em Portugal desde 2017 15
2.7 Evolução do preço médio mensal da eletricidade em Portugal desde 2019 16
2.8 Evolução do preço médio mensal do gás natural TTF desde 2019 16
2.9 Evolução do preço da eletricidade em Portugal desde 2019 17
2.10 Evolução do preço do gás natural TTF desde 2019 17
2.11 Preços horários registados em 2022 19
2.12 Variâncias mensais dos anos de 2019 e 2020 19
2.13 Variâncias mensais dos anos de 2021 e 2022 20
2.14 Padrão diário do preço da eletricidade em Portugal 20
2.15 Preços da eletricidade em Portugal dias úteis vs fim-de-semana 21
2.16 Rendimento da produção de eletricidade e calor vs Rendimento da cogeração . . 23
2.17 Emissões de dióxido de carbono, resultantes das produções separada de eletricidade e calor 24
2.18 Emissões de dióxido de carbono, resultantes da cogeração 24
2.19 Esquema representativo da turbina a gás 27
2.20 Esquema representativo da caldeira de recuperação de calor 27
2.21 Esquema representativo da turbina a vapor 28
2.22 Esquema representativo do ciclo combinado 29
2.23 Tecnologias de gestão de consumo 38

3.1 Caraterização da central termoelétrica 40
3.2 Turbinas a vapor da Refinaria de Sines 41
3.3 Produção e distribuição dos vários níveis de vapor na Refinaria 42
3.4 Cogeração da Refinaria de Sines 43
3.5 Valores de produção, consumo e importação no ano de 2021 44
3.6 Consumo na refinaria ao longo dos 4 anos 45
3.7 Produção em cogeração ao longo dos 4 anos 46
3.8 Relação entre produção interna e importação de eletricidade em 2018 46
3.9 Relação entre produção interna e importação de eletricidade em 2019 47
3.10 Relação entre produção interna e importação de eletricidade em 2020 47
3.11 Relação entre produção interna e importação de eletricidade em 2021 47
3.12 Potências de TG4 e TG5 registadas em 2021 48
3.13 Padrão horário de produção, consumo e importação no ano de 2021 48

3.14 Padrão semanal de produção, consumo e importação no ano de 2021 49

4.1 Esquema representativo do processo de cálculo incorporado no modelo 52
4.2 Curvas de potência da turbina TG4 55
4.3 Curvas de potência da turbina TG5 55
4.4 Consumo específico da turbina TG4 56
4.5 Consumo específico da turbina TG5 57
4.6 Curva de potência das turbinas de cogeração 57
4.7 Consumo específico das turbinas de cogeração 58
4.8 Parâmetro a de TG4 64
4.9 Parâmetro b de TG4 64
4.10 Parâmetro a de TG5 65
4.11 Parâmetro b de TG5 65

5.1 Mercado Gás Natural vs Mercado Eletricidade em 2021 70
5.2 Mercado Gás Natural vs Mercado Licenças CO_2 em 2021 70
5.3 Custos obtidos para os vários cenários simulados em autoconsumo 78
5.4 Custos obtidos para os vários cenários simulados em venda da cogeração em mercado 85
5.5 Custos obtidos para os vários cenários simulados em venda da cogeração por *feed-in-tariff* 93
5.6 Comparação dos diferentes regimes para cada caso de preço de gás e de consumo elétrico 94

Lista de Tabelas

2.1 Produtos MIBGAS Derivatives SPOT 13
2.2 Produtos MIBGAS Derivatives Prazo 13
2.3 Países que exportam gás natural para Portugal 14
2.4 EP/EE para os vários tipos de instalação 31

4.1 Parâmetros de entrada do modelo 53
4.2 Variáveis do modelo 54
4.3 Restrições do modelo de otimização 54
4.4 Carga vs Vapor de admissão TG4 56
4.5 Carga vs Vapor de admissão TG5 56
4.6 Limites de produção das caldeiras BR1 e BR2 60
4.7 Consumo específico das caldeiras convencionais 61
4.8 Emissões CO_2 por tipo de combustível 61
4.9 Limites de potência da refinaria 63
4.10 Limites do vapor a extrair em cada uma das turbinas 63
4.11 Tarifas de acesso às redes para importação de eletricidade 67
4.12 Tarifas de acesso à rede para exportação de eletricidade 67

5.1 Maquinaria considerada para as simulações 69
5.2 Preços médios, mínimos e máximos do MIBGAS para os últimos 4 anos 71
5.3 Cenários de preços considerados 71
5.4 Cenários simulados 72
5.5 Funcionamento das turbinas para o cenário 1 em autoconsumo 72
5.6 Funcionamento das caldeiras para o cenário 1 em autoconsumo 72
5.7 Custos para o cenário 1 em autoconsumo 73
5.8 Funcionamento das turbinas para o cenário 2 em autoconsumo 73
5.9 Funcionamento das caldeiras para o cenário 2 em autoconsumo 73
5.10 Custos para o cenário 2 em autoconsumo 74
5.11 Funcionamento das turbinas para o cenário 3 em autoconsumo 75
5.12 Funcionamento das caldeiras para o cenário 3 em autoconsumo 75
5.13 Custos para o cenário 3 em autoconsumo 75
5.14 Funcionamento das turbinas para o cenário 4 em autoconsumo 76
5.15 Funcionamento das caldeiras para o cenário 4 em autoconsumo 77
5.16 Custos para o cenário 4 em autoconsumo 77
5.17 Resultados obtidos para o sistema em autoconsumo 78
5.18 Funcionamento das turbinas para o cenário 1 de cogeração em mercado 79
5.19 Funcionamento das caldeiras para o cenário 1 de cogeração em mercado 79
5.20 Custos para o cenário 1 de cogeração em mercado 79

5.21 Funcionamento das turbinas para o cenário 2 de cogeração em mercado 80
5.22 Funcionamento das caldeiras para o cenário 2 de cogeração em mercado 80
5.23 Custos para o cenário 2 de cogeração em mercado 81
5.24 Funcionamento das turbinas para o cenário 3 de cogeração em mercado 81
5.25 Funcionamento das caldeiras para o cenário 3 de cogeração em mercado 82
5.26 Custos para o cenário 3 de cogeração em mercado 82
5.27 Funcionamento das turbinas para o cenário 4 de cogeração em mercado 83
5.28 Funcionamento das caldeiras para o cenário 4 de cogeração em mercado 83
5.29 Custos para o cenário 4 de cogeração em mercado 84
5.30 Resultados obtidos para o sistema com venda da cogeração em mercado 84
5.31 Funcionamento das turbinas para o cenário 1 de cogeração em *feed-in-tariff* . . . 86
5.32 Funcionamento das caldeiras para o cenário 1 de cogeração em *feed-in-tariff* . . 86
5.33 Custos para o cenário 1 de cogeração em *feed-in-tariff* 86
5.34 Funcionamento das turbinas para o cenário 2 de cogeração em *feed-in-tariff* . . . 87
5.35 Funcionamento das caldeiras para o cenário 2 de cogeração em *feed-in-tariff* . . 87
5.36 Custos para o cenário 2 de cogeração em *feed-in-tariff* 87
5.37 Funcionamento das turbinas para o cenário 3 de cogeração em *feed-in-tariff* . . . 88
5.38 Funcionamento das caldeiras para o cenário 3 de cogeração em *feed-in-tariff* . . 89
5.39 Custos para o cenário 3 de cogeração em *feed-in-tariff* 89
5.40 Funcionamento das turbinas para o cenário 4 de cogeração em *feed-in-tariff* . . . 90
5.41 Funcionamento das caldeiras para o cenário 4 de cogeração em *feed-in-tariff* . . 90
5.42 Custos para o cenário 4 de cogeração em *feed-in-tariff* 91
5.43 Funcionamento das turbinas para o cenário 6 de cogeração em *feed-in-tariff* . . . 91
5.44 Funcionamento das caldeiras para o cenário 6 de cogeração em *feed-in-tariff* . . 92
5.45 Custos para o cenário 6 de cogeração em *feed-in-tariff* 92
5.46 Resultados obtidos para o sistema com venda da cogeração por via de *feed-in-tariff* 93
5.47 Alteração do melhor cenário de *feed-in-tariff* para autoconsumo 95
5.48 Alteração do segundo melhor cenário de *feed-in-tariff* para mercado 95

Abreviaturas e Símbolos

€	Euro
η	Rendimento
γ	Razão calor/trabalho
AT	Alta Tensão
AVB	Armazenamento Virtual de Balanço
BAT	*Best available technologies*
BFW	*Boiled Feed Water*
BTE	Baixa Tensão Especial
BTN	Baixa Tensão Normal
CIEG	Custos de Interesse Económico Geral
CO_2	Dióxido de carbono
CUR	Comercializador de Último Recurso
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DSM	*Demand Side Management*
EEGO	Entidade Emissora de Garantias de Origem
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
GEE	Gases Efeito Estufa
GNL	Gás natural liquefeito
Hz	Hertz
IIE	Indústrias intensivas de energia
INE	Instituto Nacional de Estatística
$kgCO_2$	Quilograma CO_2
kV	Kilovolt
LUGAT	Aquecedor rotativo regenerativo do tipo *Ljungstrom*
MAT	Muito Alta Tensão
MCP	*Market Clearing Price*
MCQ	*Market Clearing Quantity*
MIBEL	Mercado Ibérico da Energia Elétrica
MIBGAS	Mercado Ibérico de Gás Natural
MT	Média Tensão
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
MWht	Megawatt-hora térmico
OMIE	Operador do mercado Ibérico, polo espanhol
OMIP	Operador do mercado Ibérico, polo português
OTC	*Over the counter*
PDBC	Programa Diário Base
PDBF	Programa Diário Base de Funcionamento
PDVP	Programa Diário Viável Provisional

PHF	Programa Horário Final
PHO	Programas Horários Operativos
PHOF	Programa Horário Operativo Final
PPR	Programa Provisional de Reserva
PVB	Ponto Virtual de Balanço
REN	Redes Elétrica Nacional
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SNGN	Sistema Nacional de Gás Natural
t	Tonelada
tCO_2	Tonelada CO_2
TTF	*Title Transfer Facility*
TVB	Tanque Virtual de Balanço
VTP	*Virtual Trading Point*

Capítulo 1

Introdução

Neste capítulo é feita uma breve descrição de todo o documento. São abordados os principais contextos em que este tema se insere e a motivação para a obtenção de soluções de operação das centrais térmicas adaptadas à evolução dos mercados dos quais a refinaria de Sines está dependente. Além disso, expõem-se as questões de investigação que no final do trabalho deverão ser respondidas e tidas em conta durante a realização das simulações, para além dos objetivos principais do trabalho. Por último, é apresentado a estrutura final do documento e as condições de realização do trabalho.

1.1 Contextualização e Motivação

Visto que esta dissertação se baseia na criação de um modelo operacional que otimiza os custos de produção das centrais térmicas da refinaria de Sines, uma análise da evolução dos custos de gás natural e eletricidade são importantes para a obtenção deste modelo, uma vez que serão simulados vários cenários para os preços de mercado a curto prazo, obtidos a partir do que ocorreu nos últimos anos. Os preços do gás natural e da eletricidade têm-se mostrado muito instáveis, sendo que, semanas antes do início da realização do trabalho, foram atingidos máximos históricos no que toca ao preço de mercado da eletricidade em Portugal. [1] No ano de 2019, segundo dados do Operador de Mercado Ibérico Espanhol (OMIE), o preço médio da eletricidade em Portugal foi de 47,87 €/MWh. No ano seguinte, devido ao aparecimento da pandemia COVID-19 que levou a uma diminuição da procura, dado o confinamento decretado pelo governo, para além de uma diminuição do preço do gás natural, o preço médio registado no MIBEL foi de 33,99 €/MWh. [2] Comparativamente com período homólogo de 2019, o consumo de eletricidade diminui 12% em abril de 2020 e 8% em maio de 2020, explicando o decréscimo registado. [3] Em 2021, registou-se um aumento abrupto do preço do gás natural no mercado diário, devido essencialmente à crescente procura por parte dos mercados asiáticos, mas também à baixa oferta provocada pelos constrangimentos ambientais na obtenção do carvão. [4, 5] Consequentemente, e aliado a um aumento do preço das licenças de CO_2, o preço da eletricidade aumentou, registando-se um preço médio de 112,01 €/MWh. [6, 2] Mais recentemente, devido ao conflito armado entre a Ucrânia

e a Rússia iniciado dias antes da elaboração deste trabalho, estes preços não pararam de crescer, resultando num preço no mercado spot histórico de 442,54 €/MWh, devido ao facto de a Rússia ser um dos maiores produtores e exportadores de gás natural do mundo. [1] Para a produção interna e autoconsumo, a compra de gás natural é essencial, funcionando como combustível para algumas das turbinas existentes na instalação. O preço da eletricidade é especialmente importante devido à possibilidade de importar e exportar eletricidade de e para a rede elétrica nacional.

Adicionalmente, o modelo de otimização tem em conta as emissões de CO_2, ainda que com menor importância relativamente aos custos de produção. A produção de energia elétrica, durante muitos anos, era feita a partir de combustíveis fósseis, tal como o carvão e o gás natural, provocando elevadas emissões de CO_2 para a atmosfera terrestre. As políticas nacionais passam por incentivar a produção de energia utilizando recursos renováveis, fazendo com que o gás natural (e o carvão noutros países) sejam despachados em último recurso e quando as condições meteorológicas não são favoráveis ao uso do recurso renovável em questão. Estas políticas resultam em impostos acrescidos para as empresas que utilizem os combustíveis fósseis, para além do pagamento das licenças de CO_2, criadas para que haja um controlo das emissões destes gases e taxadas com custos cada vez mais elevados. [6]

Por último, interessa fazer uma contextualização à empresa alvo deste estudo e respetiva instalação. A Galp é uma empresa portuguesa com mais de 100 anos, responsável pela exportação, produção e distribuição de petróleo e gás natural. Além disso, também produz e comercializa eletricidade, a área de foco desta dissertação. Para além da Península Ibérica, também está presente no Brasil e nalguns países do continente africano, entre os quais os países de língua portuguesa. Nos últimos anos, a Galp está cada vez mais preocupada com a sustentabilidade do planeta, juntando à exploração petrolífera, a penetração em vertentes da transição energética, com o principal objetivo de chegar a 2050 com zero emissões líquidas de CO_2. [7] A Galp demonstra nos últimos meses uma mudança de orientação e modelo de negócio. A sua visão está cada vez mais direcionada para o meio ambiente e prova disso são os diversos projetos existentes para a Refinaria de Sines a curto e longo prazo, entre os quais a refinaria de lítio, a central de hidrogénio e a incorporação de sistemas de energia renovável. Uma melhoria na eficiência das suas instalações e a procura de novas tecnologias e soluções são objetivos que a empresa quer ver atingidos nos próximos anos. [8, 9] No que toca à produção de energia elétrica, neste momento, na refinaria de Sines, a energia elétrica é produzida em duas centrais térmicas, uma de cogeração e a outra de produção convencional recorrendo a vapor. A energia térmica produzida na cogeração é posteriormente aproveitada para diversos processos da refinaria e para as turbinas a vapor situadas na central convencional. Dado que as centrais térmicas da refinaria estão ligadas à rede elétrica, existe a possibilidade de importar e exportar eletricidade dependendo das necessidades. Relativamente aos consumos existentes na instalação, esta necessita de eletricidade e vapor que devem ser devidamente satisfeitos para que não hajam interrupções do funcionamento das várias máquinas existentes, funcionando como restrições ao modelo desenvolvido.

A eficiência dos sistemas de produção existentes na refinaria também será alvo de estudo. Atualmente, não é feito um controlo dinâmico da operação das turbinas, ou seja, esta ou funciona à

carga máxima, ou é desligada, não existindo uma otimização do consumo específico do combustível das máquinas. Também serão elaborados vários cenários para perceber qual o melhor regime de carga de cada uma das máquinas e analisar a possível implementação de um sistema de controlo das mesmas.

Uma das grandes motivações para a investigação e realização desta dissertação centra-se, sobretudo, na necessidade da redução da fatura elétrica aliado, se possível, a uma diminuição das emissões de gases efeito estufa na refinaria de Sines.

Além disso, a diversidade e complexidade da instalação são de realçar, permitindo trabalhar com um vasto leque de cenários de exploração que poderão ser simulados. O desafio desta dissertação passa por dar resposta a estas questões e formular uma solução que seja benéfica para a empresa para um curto prazo, tendo em conta os custos de produção e as restrições associadas às necessidades da refinaria.

1.2 Questões de Investigação

Neste subcapítulo pretende-se expor as principais questões que deverão estar respondidas na presente dissertação. Muitas delas vão servir de base para a aceitação ou rejeição dos vários cenários desenvolvidos, para além de remeterem para uma reflexão sobre o tema. São estas:

- A cogeração contratualizada para a refinaria de Sines será viável? Qual o preço de gás que torna inviável a cogeração?
- Para os vários cenários de evolução de preços a curto prazo, qual a evolução que será de esperar no custo de produção de eletricidade?
- Quais são os melhores perfis de produção das centrais térmicas? Como é que estes variam com os padrões de consumos, custos do gás, CO_2 e eletricidade?
- Como é que estas centrais competem com os preços de eletricidade da rede? Qual a resposta aos vários cenários de evolução dos preços de eletricidade da rede?
- Qual a melhor configuração das unidades de produção de eletricidade existentes na refinaria?
- Quais os benefícios ambientais da incorporação das soluções encontradas?

1.3 Objetivos

O principal objetivo desta dissertação é encontrar uma configuração de operação otimizada de produção elétrica para as centrais térmicas da Refinaria de Sines, tendo em conta as várias variáveis de entrada. Para além deste, existem objetivos mais específicos relacionados com as questões de investigação apresentadas em 1.2:

- Analisar detalhadamente a operação energética da instalação;
- Propor cenários de evolução das variáveis necessárias para o modelo (preços do gás natural, preços da eletricidade, consumos);
- Definir vários cenários de exploração das centrais térmicas;
- Desenvolver algoritmos de otimização para aplicar aos cenários definidos;
- Analisar as soluções propostas em termos de sensibilidade e risco;

1.4 Estrutura da Dissertação

Este documento será constituído por 6 capítulos.

O presente capítulo, o 1, terá presente a contextualização, a motivação e os principais objetivos do trabalho a desenvolver. Além disso, também estão presentes as questões que deverão ser levantadas e respondidas, bem como o modo em que o trabalho será desenvolvido, dado que se trata de uma dissertação em ambiente empresarial.

Para o capítulo 2 será feito um levantamento do estado da arte, ou seja, serão referidos e devidamente explicados os conteúdos mais relevantes da dissertação. Os conceitos expostos funcionarão como base de todo o trabalho que será efetuado. A cogeração, a autoprodução e a análise de preços de eletricidade assumem-se como as principais temáticas que devem ser abordadas.

No capítulo 3 é apresentado e devidamente analisado o caso de estudo, ou seja, as centrais térmicas da Refinaria de Sines. Complementarmente, é feita uma caraterização dos consumos e produções da instalação para os últimos anos.

Relativamente ao capítulo 4, toda a metodologia é descrita pormenorizadamente, incluindo os modelos matemáticos e os algoritmos utilizados. A simbologia é descrita ao detalhe, facilitando a interpretação do modelo.

O capítulo 5 define os cenários de exploração das centrais térmicas e aplica a metodologia desenvolvida em 4 a estes mesmos cenários, tendo em conta as previsões efetuadas para as variáveis de entrada do modelo. É feita uma análise económica e técnica detalhada dos resultados obtidos, com vista à obtenção das melhores soluções possíveis. Este capítulo é considerado o mais importante de todo o documento.

Por último, o capítulo 6 apresenta as conclusões que poderão ser retiradas do trabalho desenvolvido. Os melhores resultados obtidos pelo modelo são apresentados e devidamente fundamentados, através de uma análise de riscos para os vários cenários desenvolvidos. Além disso, as respostas às questões de investigação são resumidamente expostas.

1.5 Contexto de realização do trabalho

O trabalho foi maioritariamente realizado na Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP), para além de terem sido feitas visitas às instalações da Refinaria de Sines.

Como suporte para o estudo desenvolvido, foi utilizada documentação e informação da Galp, seguindo sempre que possível, as recomendações e estratégias já utilizadas na empresa. Alguns dos dados utilizados são confidenciais da empresa, outros são do conhecimento público. Foi importante perceber o ponto de partida do trabalho para que este estivesse alinhado com o que estava a ser feito na empresa. Para além disso, os planos existentes para um futuro próximo foram tidos em conta, tornando as soluções propostas adequadas.

Após finalizado o trabalho, espera-se que este aborde algumas clarificações e analise soluções de otimização que possam ser úteis para o plano estratégico a curto prazo da Galp.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

Este capítulo apresenta uma síntese da pesquisa bibliográfica efetuada, com vista à recolha de informação que servirá de base para o estudo em questão e realização da dissertação. A pesquisa incidiu essencialmente em dissertações, relatórios e notícias sobre as várias temáticas. Inicialmente é abordado o tema da evolução dos preços da eletricidade e gás natural, dada a sua importância no modelo a simular, para além de uma breve descrição do mercado em funcionamento em Portugal. Seguidamente são feitas referências à autoprodução em ambiente industrial, focando o estudo na cogeração, dada a existência deste sistema na refinaria. A transição energética na indústria petrolífera também é alvo de uma breve pesquisa para perceber quais as soluções que têm surgido neste tipo de instalações. Por último, a temática dos serviços de flexibilidade e eficiência energética é estudada com o objetivo da eventual implementação destes nos modelos a desenvolver.

2.1 Preços de eletricidade e gás natural

2.1.1 Mercado de eletricidade

Os preços de eletricidade em Portugal são definidos pelo respetivo mercado de eletricidade, MIBEL, e pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). O MIBEL - Mercado Ibérico da Energia Elétrica resultou de um processo de cooperação entre os governos espanhol e português e foi criado a 1 de julho de 2007 com o objetivo de integrar os sistemas elétricos dos dois países. [10] A sua configuração foi estabelecida em outubro de 2004, num acordo assinado em Santiago de Compostela, determinando que a entidade gestora do mercado diário e intradiário seria o operador do mercado ibérico, polo espanhol — OMIE, enquanto que o responsável pelo mercado a prazo seria o operador do mercado ibérico, polo português — OMIP. O MIBEL, tal como outros mercados de eletricidade europeus, funciona com base na apresentação de propostas de compra pelos comercializadores ou consumidores e venda pelos produtores de energia. No modelo em *pool*, o operador de mercado é responsável pelo despacho da energia elétrica e pelo preço final de cada negociação. Para tal, necessita de organizar todas as propostas e perceber qual a quantidade de energia requerida. [11]

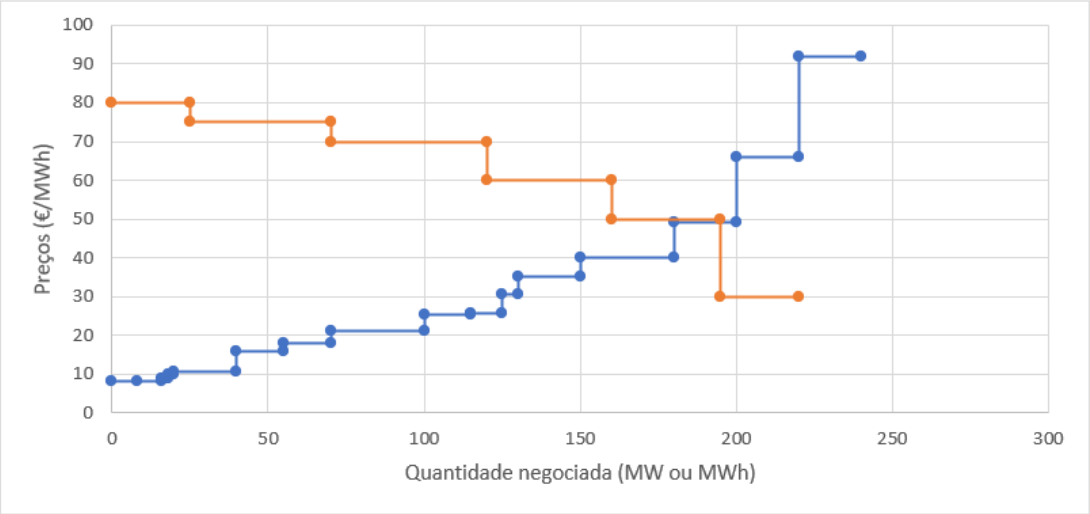


Figura 2.1: Exemplo de ofertas de compra e venda de eletricidade

O MIBEL apresenta diversas formas de contratação de energia elétrica. Para além do mercado spot, também existem os mercados de produtos derivados e os contratos bilaterais. Para o estudo a efetuar é essencial ter presente o funcionamento dos vários modelos de negócio e quais as interligações entre eles.

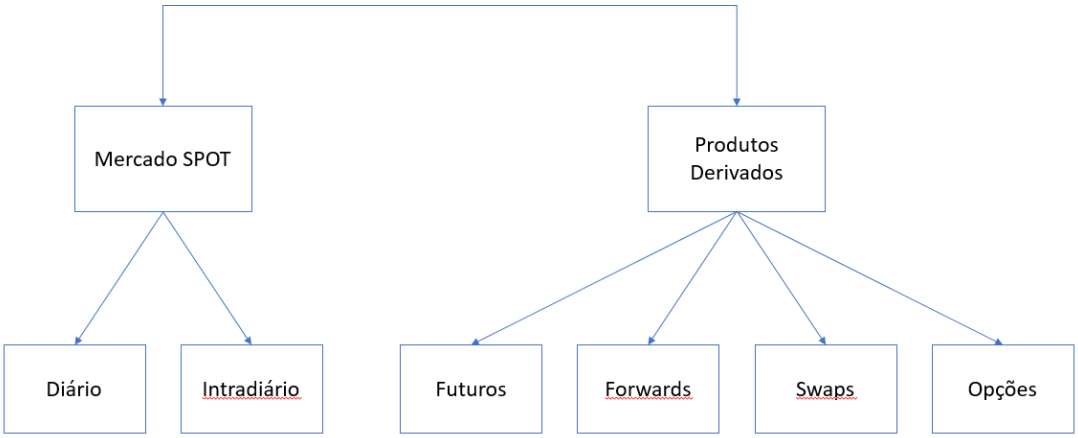


Figura 2.2: Produtos existentes no MIBEL

2.1.1.1 Mercado SPOT

No mercado diário são feitos maior parte dos negócios de compra de eletricidade. A sessão é feita para o despacho do dia seguinte e decorre diariamente e simultaneamente para os vários mercados europeus de eletricidade. No caso de Portugal, a hora de fecho da sessão do mercado diário é às 9h. Até lá, são recebidas informações relativas ao mercado a prazo e à execução

dos leilões regulados, paralelamente com a comunicação dos contratos bilaterais existentes por via dos Agentes de Mercado. Às 11h é publicado o Programa Diário Base de Funcionamento (PDBF) proveniente do Programa Diário Base (PDBC), mas com a incorporação dos contratos bilaterais concretizados. Posteriormente, exige-se uma análise das restrições técnicas que possam existir no PDBF elaborado. Esta é feita a partir das 13h, gerando um novo programa onde estarão incorporadas as modificações para a resolução das restrições técnicas mencionadas anteriormente, o Programa Diário Viável Provisional (PDVP), sendo a sua publicação feita às 15h de cada dia. A partir deste momento, o processo do mercado diário encerra e dá-se início ao mercado intradiário de eletricidade. [12, 13]

Os mercados intradiários permitem ao operador de mercado fazer um ajuste relativamente ao programa obtido para o mercado diário através da apresentação de ofertas de compra e venda de energia, tendo em conta as necessidades esperadas em tempo real. Existem dois tipos de mercados intradiários: o mercado intradiário de leilões, composto por seis sessões de leilões, e o mercado intradiário contínuo. Estes são iniciados após o operador do sistema verificar se o programa do mercado diário é tecnicamente viável.

O mercado intradiário de leilões gere, para além dos preços da eletricidade de Portugal e Espanha, a capacidade livre das interligações Portugal-Espanha, Espanha-Marrocos e Espanha-Andorra. O seu objetivo passa por ajustar o Programa Diário Variável Definitivo, por meio da apresentação de ofertas de venda e compra de energia elétrica por parte dos agentes de mercado.

O mercado intradiário contínuo funciona de forma ligeiramente diferente ao mercado intradiário de leilões, uma vez que acede ao mercado a nível continental e procura ofertas noutros países, tendo em consideração a existência de capacidade de transporte transfronteiriço, para além do ajuste poder ser realizado até uma hora antes da entrega de energia ao consumidor. Este mercado facilita a compra e venda de energia entre várias zonas da Europa, para além de contribuir para um aumento da eficiência das transações nos diversos mercados intradiários. [14]

Após o fecho de cada sessão do mercado intradiário e resolução das respetivas restrições técnicas, é constituído o Programa Horário Final (PHF). O Programa Horário Operativo Final (PHOF), obtido no final do horizonte diário de programação, incorpora os vários Programas Horários Operativos (PHO) obtidos e contém informações acerca das transações realizadas no mercado organizado e através de contratos bilaterais, para além de todas as mobilizações resultantes do Programa Provisional de Reserva (PPR) e todas as alterações à programação realizadas devido aos processos de resolução de restrições técnicas e serviços de sistema. [12]

Ambos os mercados funcionam com base na apresentação de propostas por parte dos compradores e dos vendedores. O operador de mercado fica responsável pela organização destas propostas e posterior construção das curvas de procura e oferta, similares à figura 2.1. O *Market Clearing Price* (MCP), correspondente ao preço de mercado spot, advém da interseção entre as propostas de compra e venda de energia. Ao MCP vai estar associado o *Market Clearing Quantity* (MCQ), que corresponde à quantidade de energia negociada. Os produtores que tenham submetido propostas mais altas que o MCP vendem a sua energia ao preço do MCP, os compradores que tenham propostas de compra mais baixas que o MCP acabam por comprar a energia ao preço de MCP.

[15] Posteriormente é feita uma análise técnica por parte do Operador de Sistema para perceber se o despacho obtido é tecnicamente viável. [14]

2.1.1.2 Mercado a prazo

O mercado a prazo é útil para mitigar eventuais volatilidades que possam existir no preço da energia. Assim, os preços são negociados para períodos mais longos, o que também permite satisfazer a procura com caraterísticas de maior previsibilidade e estabilidade. [16] A eletricidade é contratada para uma janela temporal de meses ou até anos e existe um contacto mais próximo entre o consumidor e o fornecedor, contacto esse feito por via de contratos bilaterais. Os contratos bilaterais são uma variante do modelo em *pool* que permite evitar as oscilações do preço da energia em mercado spot e garante a entrega de energia elétrica contratada ao consumidor. Para este tipo de contratos, o Operador de Sistema apenas necessita de verificar a viabilidade técnica do conjunto de contratos efetivados em simultâneo nas redes elétricas, desconhecendo o preço da energia acordado. [11] Os contratos bilaterais físicos destacam-se dos demais visto que são modelos rígidos que fixam o preço da eletricidade e duração do contrato. Uma das desvantagens destes contratos é a fixação do preço da eletricidade, ou seja, não é ajustável consoante a variação do preço diário de mercado bem como dos preços dos combustíveis. Assim, poderá acontecer que o consumidor esteja a comprar eletricidade a um preço mais elevado do que o mercado diário, caso haja um decréscimo acentuado neste mesmo preço. [17] Para além dos contratos bilaterais físicos existem os financeiros, também designados por produtos derivados. Os 4 produtos derivados presentes no MIBEL, tal como representado no esquema da figura 2.2, são:

- Contratos Futuros - Contrato que incorpora a compra e venda de uma certa quantidade de eletricidade para uma data futura estipulada, cujo preço deve ser acordado aquando da celebração do contrato. Ambas as partes devem operar conforme a plataforma de negociação em que estão inseridas, facilitando a transação. Além disso, comparativamente com outros contratos, os contratos futuros apresentam comissões mais baixas. Estas transações são feitas anonimamente e com uma transparência do preço fixado para o comprador e vendedor; [18, 19]

- Contratos *Forward* - Contrato bilateral entre o comprador e o vendedor para a entrega de energia elétrica no futuro a um preço combinado entre as duas partes, preço esse que pode ser fixo ou variável. Os contratos efetuados normalmente são do tipo OTC (*over the counter*), ou seja, negociados diretamente através de corretores e fora da plataforma do mercado de derivados; [18, 19]

- Contratos *Swaps* - Contrato que permite trocar do mercado de preço variável spot para um preço fixo, ou vice-versa, a compra e venda de uma quantidade previamente definida de energia durante um certo intervalo de tempo. Estes contratos tendem a ser OTC e minimizam o risco financeiro; [18]

- Opções - Os agentes participantes nestes contratos têm o direito de comprar/vender a energia elétrica que anteriormente venderam/adquiriram a um preço fixo no futuro. Caso seja a compra de uma ativo que venderam dá-se o nome de *call option*, caso contrário *put option*. Os compradores destes contratos têm de pagar uma quantidade acrescida para terem acesso a este benefício. Todas as opções são compostas por um preço de exercício (*strike price*), uma data de vencimento, metodologia de funcionamento e o preço a pagar por esta designado por *premium.* Caso sejam adquiridas, não é obrigatório que sejam ativadas. Este tipo de contratos podem ser negociados multilateralmente através do Operador de Mercado ou bilateralmente. [18, 19, 20]

Para além destes, existem outros contratos como é o caso dos Contratos às Diferenças, os *Spreads* e os EPADs que não estão incluídos no portefólio de produtos do MIBEL.

Underlying Area	SPAIN								PORTUGAL		
Product Name	Mibel SPEL Futures					SPEL Swaps	MIBEL SPEL Forwards	MIBEL SPEL Options	MIBEL PTEL Futures		PTEL Mini Swaps
Load Shape	Base	Base	Peak	Peak	Solar	Base	Base	Base	Base	Base	Base
Delivery	Financial	Physical	Financial	Physical	Financial	Financial	Physical	Spanish Power Future	Financial	Physical	Financial
External Index	SPEL Base	SPEL Base	SPEL Peak	SPEL Peak	SPEL Solar	SPEL Base	SPEL Base	SPEL Base	PTEL Base	PTEL Base	PTEL Base
Exchange Trading (Continuous/Auction)	Yes	No	Yes	No	Yes	No	No	Yes	Yes	No	No
OTC Registration (bilateral trades)	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Option Style	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	European	n/a	n/a	n/a
Contract Maturities	D, We, Wk, M, Q, Y	Wk, M, Q, Y	D, Wk, M, Q, Y	Wk, M, Q, Y	D, We, Wk, M, Q, Y	D, We, Wk, M, Q, Y	Wk, M, Q, Y	M, Q, Y	D, We, Wk, M, Q, Y	Wk, M, Q, Y	D, We, Wk, M, Q, Y
Max. Maturity	Y+10	Y+10	Y+10	Y+10	Y+10	Y+10	Y+10	Y+1	Y+10	Y+10	Y+10
Tick Volume	1 MW	1 MW	1 MW	1 MW	1 MW	1 MW	1 MW	1 MW	1 MW	1 MW	0,1 MW
P&L in trading period (MtM/VM)	MtM Cash setted	MtM Cash setted	MtM Cash setted	MtM Cash setted	MtM Cash setted	Collaterazed (VM)	Collaterazed (VM)	n/a	MtM Cash setted	MtM Cash setted	Collaterazed (VM)
Cash Payments Frequency	Daily	Daily	Daily	Daily	Daily	Monthly (DSV)	Monthly (DSV)	Daily (Option Premium)	Daily	Daily	Monthly (DSV)
Cascading	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	n/a	Yes	Yes	Yes
VAT (P&L)	No	No	No	No	No	No	Yes (DSV)	No	No	No	No

Figura 2.3: Produtos derivados do MIBEL
[21]

Underlying Area	GERMANY	FRANCE
Product Name	DEEL Futures	FREL Futures
Load Shape	Base	Base
Delivery	Financial	Financial
External Index	DEEL Base	FREL Base
Exchange Trading (Continuous/Auction)	No	Yes
OTC Registration (bilateral trades)	Yes	Yes
Option Style	n/a	n/a
Contract Maturities	D, We, Wk, M, Q, Y	D, We, Wk, M, Q, Y
Max. Maturity	Y+7	Y+7
Tick Volume	1 MW	1 MW
P&L in trading period (MtM/VM)	MtM Cash setted	MtM Cash setted
Cash Payments Frequency	Daily	Daily
Cascading	Yes	Yes
VAT (P&L)	No	No

Figura 2.4: Produtos derivados do MIBEL
[21]

2.1.2 Mercado de gás natural

Em Portugal, o mercado de gás natural em funcionamento é o MIBGAS - Mercado Ibérico de Gás Natural, que determina o preço spot a que o gás é comercializado, mediante a ocorrência de alguns fatores. A quantidade de gás natural produzido e armazenado, bem como os volumes de importações e exportações verificados são fatores tidos em conta do lado da oferta. Relativamente à fação da procura, as estações do ano, o crescimento da economia e o preço de outros combustíveis são situações que têm influência na obtenção do preço spot. [22]

O MIBGAS é responsável pelas várias sessões de negociação dos preços do gás natural na Península Ibérica, através de uma listagem dos produtos negociáveis, análise e gestão das ofertas de compra e venda recebidas. [23] A sua criação ocorreu de uma forma similar ao MIBEL, ou seja, através de uma parceria entre Portugal e Espanha. Esta parceria teve início a 8 de março de 2007 com a assinatura do compromisso "Plano de Compatibilização da regulação do setor energético entre Espanha e Portugal", servindo de base para a projeção do MIBGAS por parte das entidades reguladoras dos dois países. [24] Posteriormente, depois de discutido e elaborado o princípio de funcionamento do mercado, foi definido um "Plano de ação para a criação e desenvolvimento do MIBGAS"que estipulou tarefas e objetivos a serem cumpridos, essencialmente o aumento da segurança de fornecimento e concorrência, simplificação do quadro regulatório dos dois países e incentivo à transparência do mercado e à eficiência das atividades reguladas e liberalizadas. [25]

Foi com base neste processo que o MIBGAS assumiu o modus operandi de hoje, dividindo-se em MIBGAS SPOT e MIBGAS Derivatives.

2.1.2.1 MIBGAS SPOT

No MIBGAS SPOT, os vários produtos de gás são negociados no Ponto Virtual de Balanço (PVB) para diversos horizontes temporais. Para além deste também existem o Tanque Virtual de Balanço (TVB) e o *Virtual Trading Point* (VTP). Para este processo é essencial a participação do operador de mercado, que será responsável por assegurar o fornecimento e verificar o balanço energético. Para além disso, acumula a função de análise de propostas de compra e venda com vista à definição do preço de mercado e formalizar e aceitar a admissão de agentes.

A participação no MIBGAS pode ser feita diretamente, chamando-se a estes Agentes, ou através de representantes, as Entidades Representantes, em que uma empresa ou instalação celebra um contrato com outra empresa que lhe permite negociar e participar no mercado. [26]

Relativamente às sessões de negociação, existem as sessões de negociação diária e intradiária. Na negociação diária estão incluídos os produtos Diário, Fim de Semana, Resto do Mês e Mês Seguinte, enquanto que na negociação Intradiária está incluído o produto Intradiário. Para cada uma das sessões de negociação existem dois tipos de negociação:

- Leilões - os agentes enviam as suas ofertas de compra e venda de gás natural. O operador de mercado analisa e junta todas com vista a estabelecer as curvas de compra e venda, obtendo-se o preço marginal do leilão;

- Mercado Contínuo - as ofertas são processadas à medida que entram na plataforma. Se uma nova oferta é melhor que as já existentes no Livro de Ofertas, a oferta cessa-as sendo firmada a transação. [27]

2.1.2.2 MIBGAS Derivatives

A MIBGAS Derivatives é responsável, desde 2018, pela negociação dos produtos de gás natural a prazo (futuros), gás natural liquefeito (GNL) e armazenagem subterrânea na Península Ibérica. A criação deste segmento permite reforçar o mercado do gás natural ao possibilitar o acesso de novos produtos aos agentes que operam no MIBGAS. [28, 29] A entrega física dos produtos contratados pode ser mensal, trimestral, semestral ou anual. [29] Dentro do MIBGAS Derivatives existem duas fações distintas:

- MIBGAS Derivatives SPOT - mercado de produtos de transferência de titularidade de gás natural em pontos virtuais de redes de transporte e armazenamento subterrâneo básico, e de gás natural liquefeito nas unidades de regaseificação, com um horizonte temporal até o último dia do mês seguinte ao da conclusão da transação;

- MIBGAS Derivatives Prazo - mercado de produtos de transferência de titularidade de gás natural em pontos virtuais de redes de transporte com um horizonte temporal superior ao do último dia do mês seguinte ao da conclusão da transação. [30]

Os agentes a operar neste mercado seguem a mesma ideologia do MIBGAS SPOT. Relativamente aos produtos que cada um dos segmentos de mercado dispõe, estes estão representados nas seguintes figuras retiradas da referência [28]:

Tabela 2.1: Produtos MIBGAS Derivatives SPOT

Produtos com entrega no "Tanque Virtual de Balanço" (TVB)	**Produtos com entrega no "Armazenamento Virtual de Balanço" (AVB)**
Intradiário (WD)	Intradiário (WD)
Diário D+1	Diário D+1

Tabela 2.2: Produtos MIBGAS Derivatives Prazo

Produto mês com entrega no PVB	**Produto trimestre com entrega no PVB**	**Produto semestre com entrega no PVB**	**Produto ano com entrega no PVB**
M+2	Q+1	Verão	Y+1
M+3	Q+2	Inverno	Y+2
	Q+3		
	Q+4		

2.1.2.3 Origem do gás natural que chega a Portugal

A exploração da rede pública de gás natural em Portugal é da responsabilidade do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN). Dado que em Portugal não existem reservas de gás natural, ou seja, não existe produção local, a sua chegada é feita por interligações transfronteiriças por gasoduto e pelo terminal portuário de Sines GNL (Gás Natural Liquefeito). As interligações são maioritariamente asseguradas por contratos com existência de obrigações de aquisição de quantidades pré-acordadas. Normalmente estes contratos apresentam uma duração de 20 anos. [31] Neste momento, o gás natural é importado essencialmente de 5 países representados no seguinte gráfico:

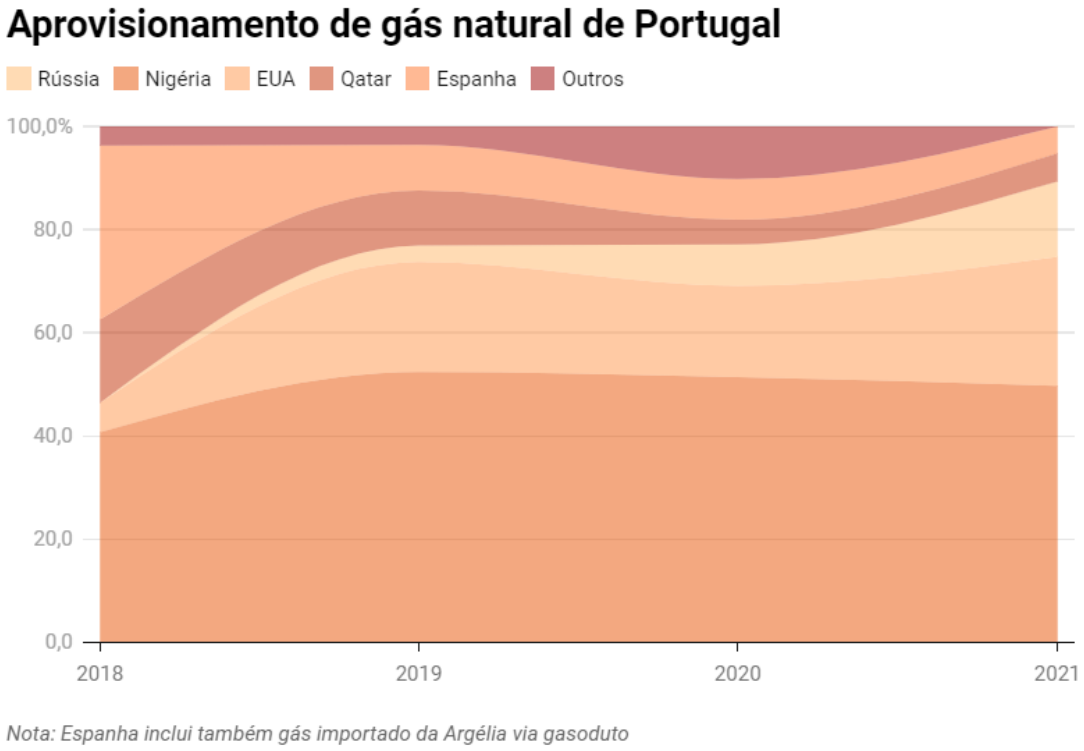


Figura 2.5: Origem do gás natural que chega a Portugal
[32]

Os dados da figura 2.5 estão representados em mais detalhe na tabela 2.3:

Tabela 2.3: Países que exportam gás natural para Portugal

Ano	Nigéria	EUA	Rússia	Qatar	Espanha	Outros
2018	40,7%	5,7%	0%	16,1%	33,8%	3,7%
2019	52,4%	21,3%	3,2%	10,7%	8,8%	3,6%
2020	51,4%	17,7%	8%	4,8%	7,9%	10,2%
2021	49,7%	25%	14,6%	5,5%	5,2%	0%

A maior parte do gás natural importado por Portugal é originário da Nigéria. No entanto, nos próximos anos prevê-se que vários contratos firmados com este país terminarão, abrindo a vaga

para um reforço das importações provenientes dos Estados Unidos da América. [32, 33] Para além disso, dadas as sanções aplicadas pela União Europeia à Rússia devido à guerra com a Ucrânia, prevê-se que a importação de gás natural russo seja cada vez menor, não só em Portugal como em toda a Europa. [34]

2.1.3 Evoluções dos preços

Os preços de gás natural e eletricidade na Europa têm sofrido muitas oscilações nos últimos meses, devido essencialmente ao clima de instabilidade que se verifica um pouco por todo o continente europeu. Os preços da eletricidade no mercado spot português, desde 2017, apresentaram o seguinte comportamento:

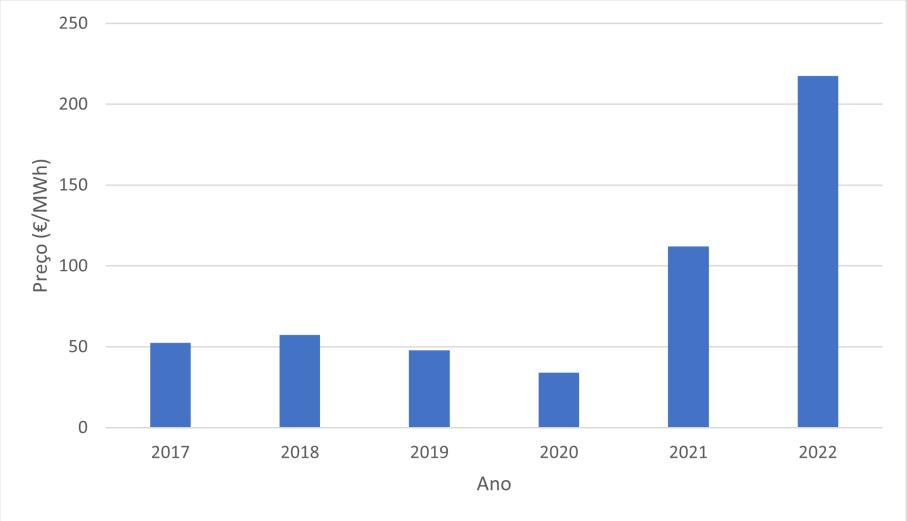


Figura 2.6: Evolução do preço médio anual da eletricidade em Portugal desde 2017 [35]

Analisando o gráfico apresentado, verifica-se que nos 3 primeiros anos o preço da eletricidade foi relativamente estável. Posteriormente, é de destacar essencialmente os baixos preços obtidos no início de 2020 e a subida abrupta dos mesmos a meio do primeiro semestre de 2021. Em 2022, foram obtidos máximos históricos, com o preço médio para já a situar-se acima dos 200€/MWh.

De forma a analisar detalhadamente os dois fenómenos reportados acima, a janela temporal foi reduzida para os últimos três anos e meio, ou seja, desde o início de 2019. Juntou-se a estes dados os preços do gás natural TTF de forma a estabelecer uma ligação entre os dois. A evolução dos dois preços foi a seguinte:

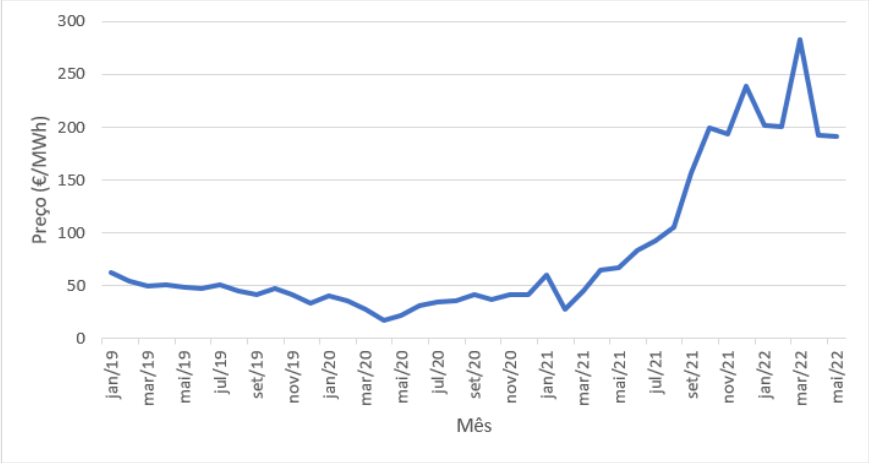


Figura 2.7: Evolução do preço médio mensal da eletricidade em Portugal desde 2019 [35]

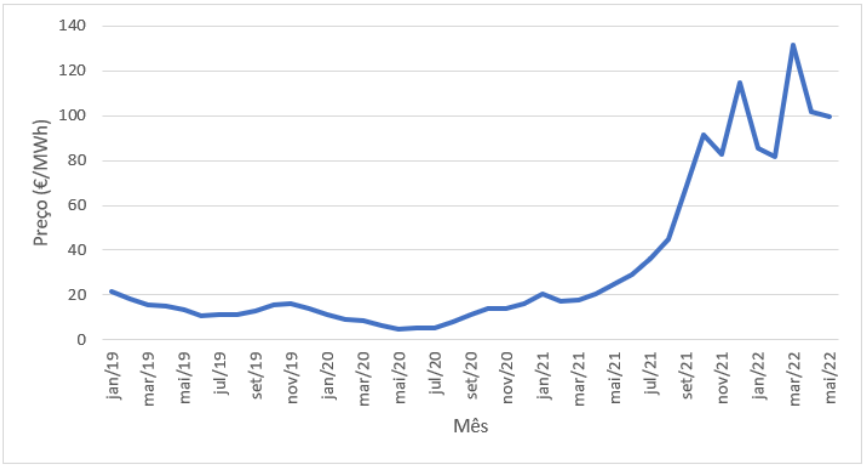


Figura 2.8: Evolução do preço médio mensal do gás natural TTF desde 2019 [36]

De realçar que para o preço do gás natural usou-se como referência o gás natural TTF transacionado nos Países Baixos, uma vez que este é usado também pelas empresas energéticas europeias. [37]

Comparando os gráficos das figuras 2.7 e 2.8, verificam-se algumas semelhanças entre os dois, o que perspetiva uma relação de proximidade que seria de esperar visto que o gás natural, desde 2000, é a segunda maior fonte de energia utilizada na produção de eletricidade, superado apenas pelo carvão. Em 2020, 22,8% da eletricidade produzida em todo o mundo teve como combustível o gás natural. [38] Para além disso, as ofertas de venda por parte dos cogeradores e das centrais a ciclo combinado são normalmente as últimas a serem aceites pelo operador de mercado, uma vez que em Portugal as energias renováveis não são suficientes para cobrir toda a procura e a produção de eletricidade a partir do carvão foi proibida, funcionando as centrais térmicas como *backup*.

Posto isto, em caso de aumento do preço do gás natural, as ofertas de venda de energia por parte destas entidades também terão custos mais elevados, fazendo com que o MCP seja superior.

De forma a destacar a diferença de escala dos valores obtidos nos vários anos, foram construídos os seguintes gráficos:

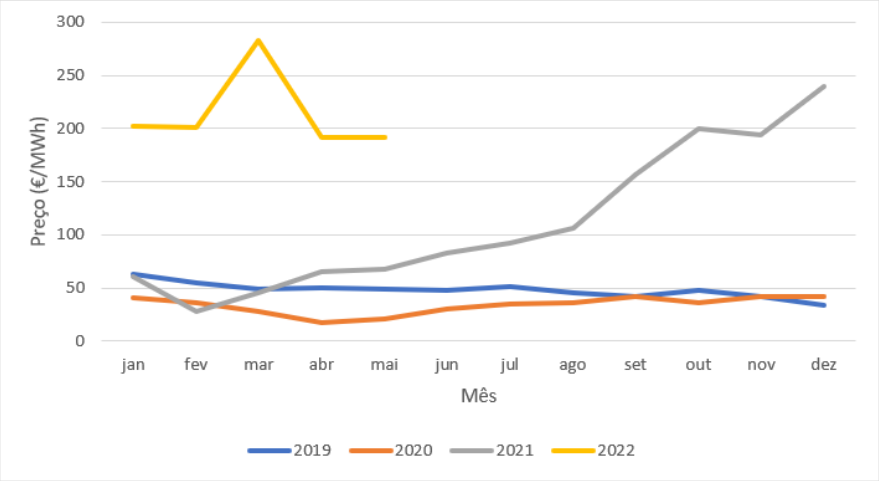


Figura 2.9: Evolução do preço da eletricidade em Portugal desde 2019 [35]

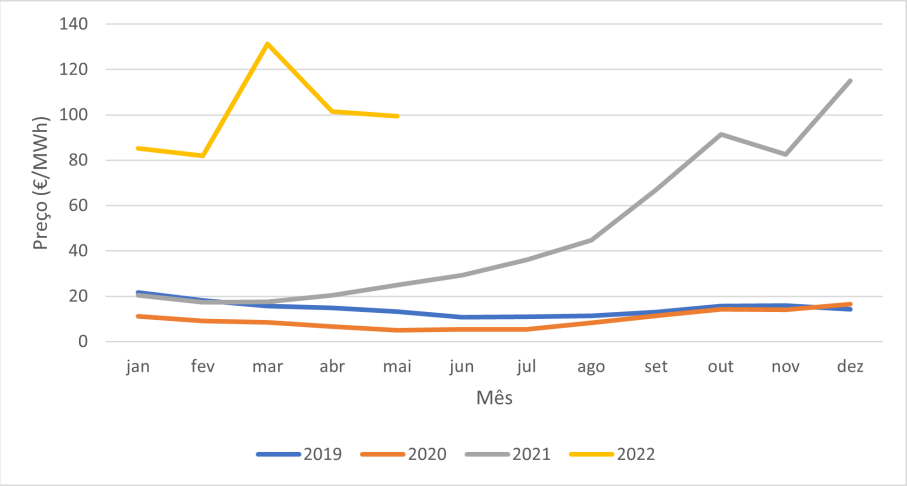


Figura 2.10: Evolução do preço do gás natural TTF desde 2019 [36]

Analisando detalhadamente os gráficos das figuras 2.9 e 2.10, destacam-se 3 fenómenos cujo estudo é necessário e relevante, podendo ser tidos em conta na formulação dos cenários de operação das centrais térmicas. Numa primeira fase, em todo o ano de 2020 verificam-se preços extremamente baixos quando comparados com os dados de 2019, o nível de 50 €/MWh nunca foi ultrapassado. Estes valores explicam-se sobretudo pela descida nos consumos energéticos motivada pelo confinamento derivado da pandemia COVID-19, para além de uma elevada disponibilidade de recursos renováveis e um baixo preço do gás natural. De realçar que em março de 2020,

altura em que começaram a aparecer os primeiros casos de pessoas infetadas no país, registou-se uma queda de quase 23% face ao preço médio de fevereiro. [39]

O segundo período a destacar situa-se entre abril de 2021 e o final desse mesmo ano. Neste período registaram-se máximos históricos dia após dia, onde se sobrepõem os meses de outubro e dezembro com registos em média, respetivamente, de 199,92 €/MWh e 239,27 €/MWh. Este fenómeno replicou-se um pouco por toda a Europa e são lhe atribuídas várias causas. A que salta mais à vista é a subida do preço do gás natural observável no gráfico da figura 2.10, que iniciou o ano nos 20 €/MWh e acabou-o quase nos 120 €/MWh. Além disso, os níveis de armazenamento de gás encontravam-se baixos à entrada para um Inverno que se previa frio e o preço das licenças de CO_2 aumentou, o que implicou um maior custo de produção para estas centrais. Face a esta situação, seria de esperar que pudessem ser utilizadas outras fontes de energia para a produção de eletricidade, no entanto nestes meses foi decretado o início do fecho das centrais a carvão na Europa e houve uma limitação no uso das energias renováveis, essencialmente devida à falta de vento. [40, 41] Aliado a tudo isso, dada a paragem de inúmeras empresas e indústrias, houve um aumento da procura de eletricidade para garantir mais produção, como tentativa de acelerar a recuperação económica das mesmas, compensando os confinamentos decretados anteriormente. [4, 42, 43, 44]

Recentemente, face à já referida invasão russa à Ucrânia, o preço da eletricidade voltou a disparar, atingindo novamente um máximo histórico de 542 €/MWh, registado no dia 8 de março de 2022. O facto de a Rússia ser um dos maiores exportadores de gás natural explica esta subida, bem como as sanções europeias aplicadas a Moscovo. Além disso, neste período registou-se um período de seca extrema em Portugal, o que fez com que as barragens cobrassem mais pela sua eletricidade devido ao acréscimo do valor da água. [45, 46, 47]

Assim, os últimos 4 anos são uma amostra do que pode acontecer aos preços da eletricidade, uma vez que existe um caso favorável (2020), um caso dito normal e de exemplo (2019) e dois anos desfavoráveis e pessimistas (2021,2022).

Para observar com mais pormenor as variações registadas no preço da eletricidade em Portugal, analisaram-se os preços horários e verifica-se que para um mesmo dia podem ser registados valores completamente distintos. Tomou-se como exemplo o ano de 2022. No seguinte gráfico é possível analisar as elevadas oscilações ocorridas até 12 de maio de 2022:

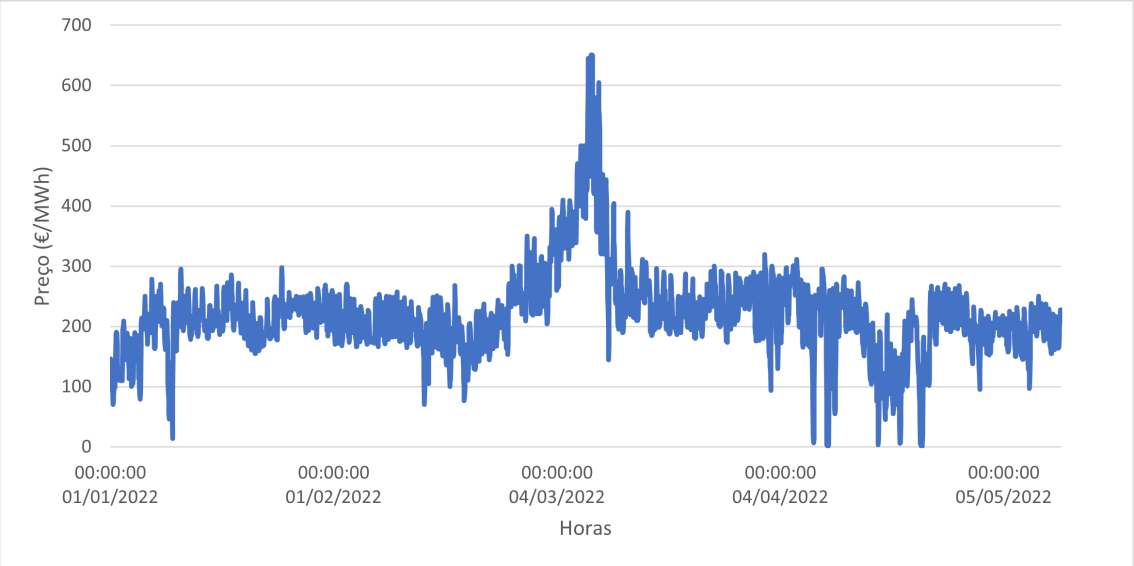


Figura 2.11: Preços horários registados em 2022

Posto isto, torna-se interessante analisar as volatilidades dos preços do mercado spot de eletricidade durante um mês. Para tal foi feito o cálculo das variâncias dos preços horários face ao preço médio mensal. Dada a grande diferença de escalas que se verificou no período estudado, estes valores foram divididos em dois gráficos, um deles com os anos de 2019 e 2020 e outro com os anos de 2021 e 2022.

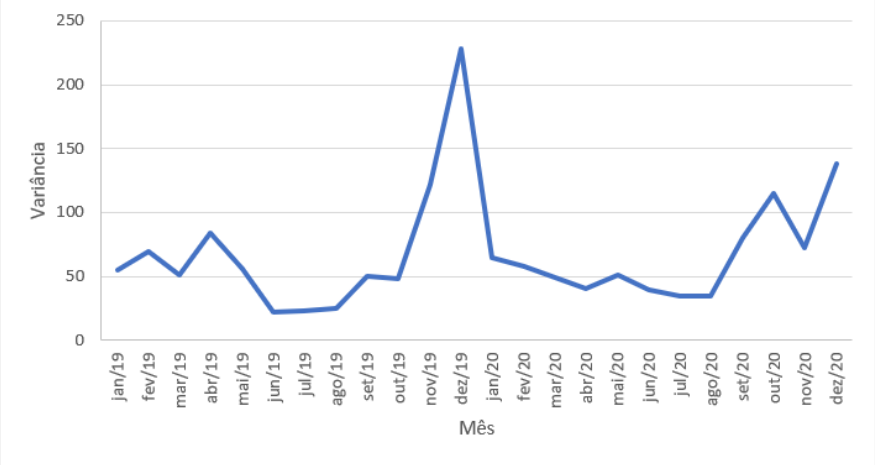


Figura 2.12: Variâncias mensais dos anos de 2019 e 2020

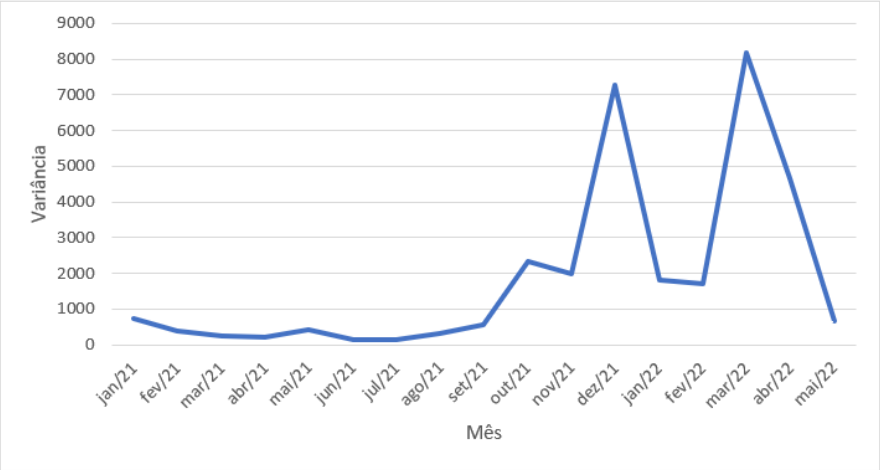


Figura 2.13: Variâncias mensais dos anos de 2021 e 2022

Enquanto que no gráfico da figura 2.12 as variâncias não ultrapassam os 250, no gráfico da figura 2.13 a variância chega aos 8000 no mês de maio de 2022, altura em que se iniciou o confronto armado entre a Rússia e a Ucrânia e que provocou uma subida repentina no preço do gás natural, resultando numa subida no preço da eletricidade. Para além disso, nos meses de verão registam-se poucas volatilidades no preço spot, enquanto que se obtiveram maiores volatilidades nos meses de fevereiro, abril e dezembro de 2019, o último ano que pode ser considerado normal dada a inexistência de fenómenos anormais e influenciadores.

Para aprofundar o comportamento do mercado da eletricidade em Portugal nos últimos anos, com vista à procura de informações que possam ser relevantes para o modelo de otimização a elaborar, foi feita uma análise ao padrão diário nos vários anos de estudo.

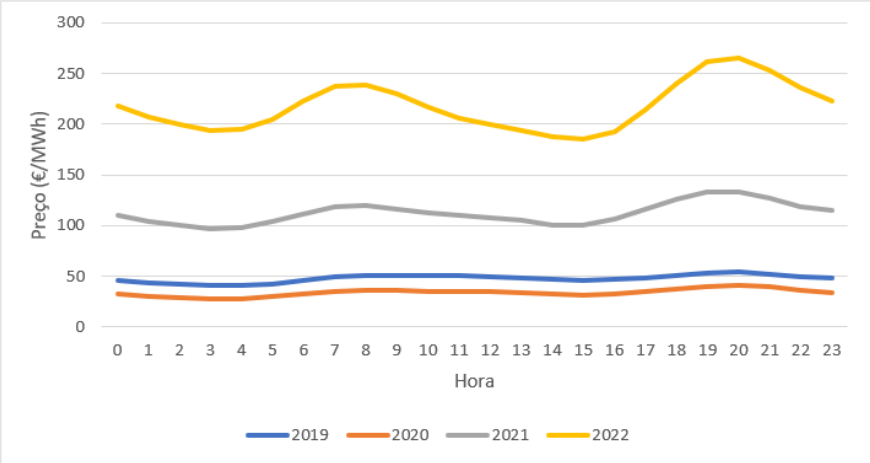


Figura 2.14: Padrão diário do preço da eletricidade em Portugal [35]

Verifica-se que o comportamento é similar para os 4 anos considerados, apesar das diferenças de escala dos valores. Por norma o preço spot da eletricidade é mais alto ao início da manhã e ao

final da tarde, onde é de esperar um maior consumo por parte dos consumidores domésticos. De madrugada, entre a 1 e as 5 e ao início da tarde, o preço é mais baixo, devendo-se a um menor consumo de energia e maior aproveitamento dos recursos renováveis.

Outro estudo que se pode tornar interessante e útil no trabalho a realizar é o comportamento do preço do MIBEL nos dias da semana, comparando o fim-de-semana com os dias úteis.

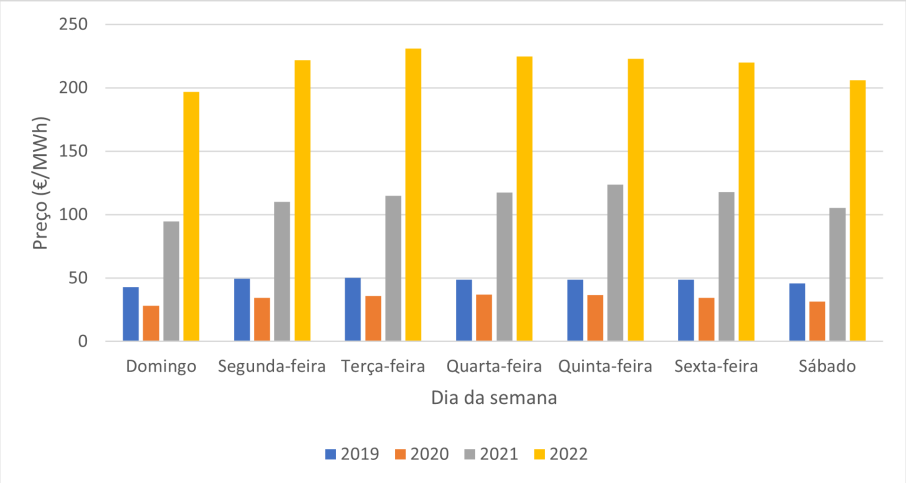


Figura 2.15: Preços da eletricidade em Portugal dias úteis vs fim-de-semana [35]

Mais uma vez, dado o menor consumo energético aos fins de semana, o preço da eletricidade diminui. De salientar também que, por norma, às terças, quartas e quintas o preço é idêntico.

Face ao clima de instabilidade, volatilidade e vulnerabilidade registado nos últimos 4 anos, onde se registaram subidas e descidas abruptas nos preços do gás natural e da eletricidade, poucos são os autores e entidades que se atrevem a elaborar uma previsão futura para o comportamento dos dois mercados, dada a elevada possibilidade de errarem nas mesmas. Assim, para o modelo de otimização das centrais térmicas da refinaria de Sines, foram utilizados os dados e valores presentes nos gráficos acima expostos para a simulação e construção dos vários cenários de evolução dos preços spot da eletricidade e do gás natural, adaptando o funcionamento da central a estes mesmos cenários. Enquanto a guerra entre a Ucrânia e a Rússia perdurar, os preços do gás natural continuarão altos, arrastando consigo os preços da eletricidade.

2.1.4 Contratação de eletricidade e gás natural para a refinaria

A contratação de energia elétrica e de gás natural pela Refinaria de Sines é feita de forma semelhante. Nos dois casos foi efetuado um contrato de nomeação com uma empresa comercializadora, neste caso a Galp Power, que prevê a representação da Refinaria de Sines nos mercados spot de eletricidade e gás natural. O departamento de *Energy Management* da Galp encarrega-se de analisar toda a produção e consumo da empresa e comunicar as previsões ao representante de forma a que este possa ir a mercado com as respetivas ofertas de compra e venda. Assim, o preço

de energia elétrica é o resultante do mercado diário ou intradiário do MIBEL, quanto ao preço do gás natural é o preço definido para o MIBGAS.

Relativamente aos desvios que ocorram na produção e consumo face às previsões enviadas ao comercializador, a refinaria fica encarregue do pagamento destes.

O preço final para a refinaria é composto pelo preço da energia e por tarifas de acesso à rede definidas pela ERSE, para além de outras taxas ou impostos que vêm devidamente identificados na fatura energética. Relativamente a consumos ou fornecimentos de energia reativa suscetíveis de faturação, os pagamentos a realizar pela refinaria à Galp Power são acrescidos do montante que estiver a ser suportado pelo comercializador em resultado da faturação emitida pelo Distribuidor Regulado relativo a este fornecimento/consumo.

A energia elétrica contratada pela refinaria chega à instalação através de ligações com a rede elétrica da REN no nível de 150 kV, muito alta tensão. O gás natural é proveniente de gasodutos da REN e posteriormente sofre uma redução de pressão para que esta seja adequada à pressão de distribuição da refinaria.

2.2 Cogeração e autoprodução em ambiente industrial

A autoprodução em ambiente industrial acontece sobretudo por meio da cogeração ou da produção fotovoltaica. Visto que nos vários pavilhões da Refinaria de Sines existe a necessidade de utilizar vapor nos processos de fabrico, a cogeração apresenta-se como a melhor alternativa, sendo alvo de um estudo mais aprofundado. Para além disso, é o sistema utilizado neste momento na instalação.

A cogeração é um processo de produção simultânea de energia elétrica e térmica a partir de um ou vários combustíveis, de origem renovável ou fóssil, como por exemplo o gás natural, a biomassa e o fuel óleo. Neste caso, a energia produzida no processo de cogeração será utilizada na própria instalação e, relativamente à energia térmica, pode assumir várias formas, dependendo das necessidades da instalação (vapor, água quente, ar quente, óleo térmico...). Adicionalmente, a energia térmica produzida pode ser convertida em frio (5 a 7°C), através de um *chiller*, correspondendo a um processo designado por trigeração. Considera-se que a energia elétrica é um subproduto da cogeração, uma vez que é produzida em menor quantidade que a energia térmica, sendo também de realçar a existência de algumas perdas, no entanto em muito menor proporção do que na situação de os processos serem feitos de forma independente. [48, 49, 50]

O dimensionamento das centrais de cogeração deve ser feito com o maior rigor possível, visto que, caso haja excesso de produção de energia térmica, a utilização alternativa desta é de extrema complexidade, potenciando o desperdício. Relativamente à energia elétrica isto não acontece, uma vez que, dadas as legislações existentes em Portugal relativas à cogeração, existe facilidade em vender o excesso de eletricidade à rede.

Assim, as instalações cuja implementação da cogeração é vantajosa são aquelas onde o consumo de energia térmica é significativo. O setor da refinação, pasta e papel, cerâmica, têxtil e

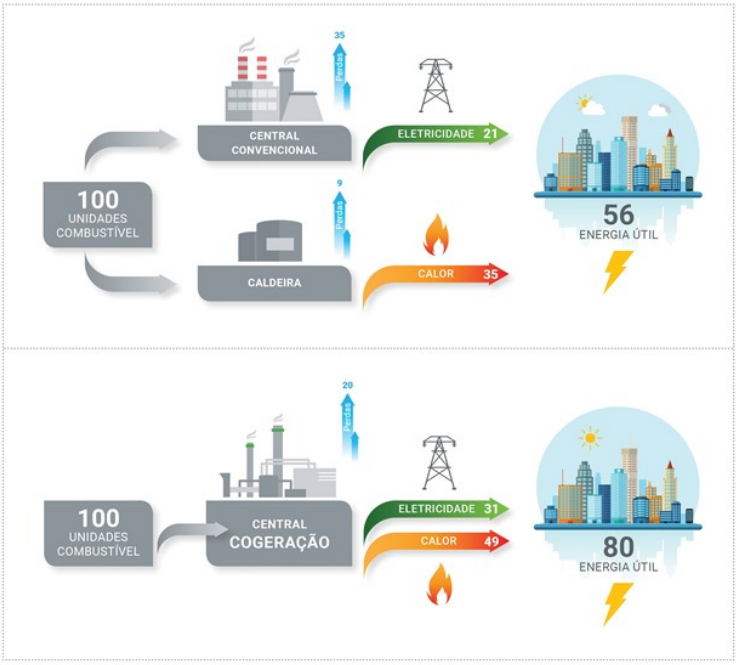


Figura 2.16: Rendimento da produção de eletricidade e calor vs Rendimento da cogeração [49]

química são exemplos em que isto acontece, para além da climatização em edifícios de grande dimensão ou urbanizações (*district heating*). [49]

Tal como é possível observar na figura 2.16, a cogeração é um processo mais eficiente quando comparado com a produção separada de eletricidade e calor, contribuindo assim para um menor consumo de energia primária. O processo de produção de energia térmica pode atingir os 90% de rendimento, um valor próximo do ótimo e muito difícil de ser melhorado. No entanto, a produção e transporte de eletricidade é um processo extremamente ineficiente, visto que dificilmente ultrapassa os 50% de rendimento. Posto isto, poderá ser atingido um rendimento máximo combinado de 70%.

Quanto à cogeração, estas unidades conseguem atingir facilmente rendimentos na ordem dos 75%, superior ao obtido aquando da separação dos processos. Segundo alguns estudos, a poupança de energia primária poderá atingir os 25% com a utilização desta alternativa. [50]

Outra das grandes vantagens da cogeração e que acaba por estar relacionada com a poupança de energia primária é o reduzido impacto ambiental, através da redução das emissões de gases efeito estufa. Nas seguintes figuras estão representadas as emissões de CO_2 obtidas para a produção separada de energia elétrica e térmica e para o processo de cogeração:

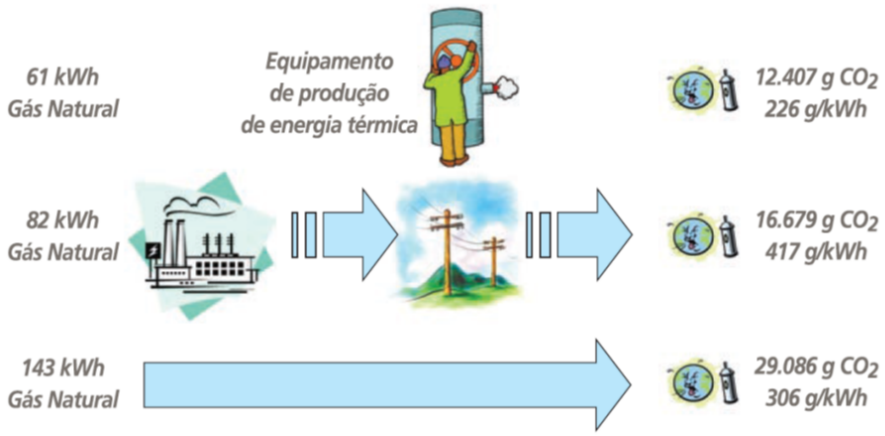


Figura 2.17: Emissões de dióxido de carbono, resultantes das produções separada de eletricidade e calor

[50]

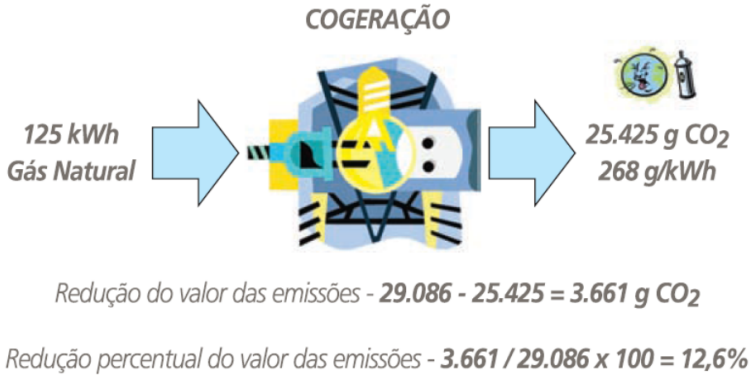


Figura 2.18: Emissões de dióxido de carbono, resultantes da cogeração

[50]

Tal como representado nas figuras 2.17 e 2.18, verifica-se uma redução de 12,6% com a utilização da cogeração, no entanto esta redução pode assumir valores bastante mais altos, até 30% em centrais que utilizem combustíveis fósseis. Para as centrais de cogeração onde sejam utilizados combustíveis renováveis poderá ser atingida a descarbonização, sendo por isso uma solução cada vez mais necessária para o futuro.

Relativamente aos inconvenientes e problemas da cogeração, estes centram-se sobretudo nos custos associados a esta atividade. O preço por unidade de potência é bastante superior quando comparado às centrais de ciclo combinado de gás natural. Adicionalmente, as manutenções e os custos de operação são superiores. Finalmente, esta atividade está muito dependente dos preços de mercado dos combustíveis, o que pode levar a que a cogeração não seja viável, tal como se verifica nos últimos tempos com a subida drástica do preço do gás natural.

Os sistemas de cogeração são caraterizados pelos seus rendimentos, quer térmico, quer elétrico, definidos pelas seguintes expressões [50, 51]:

$$\eta_{eletricoCHP} = \frac{E}{EC} \tag{2.1}$$

$$\eta_{termicoCHP} = \frac{Q}{EC} \tag{2.2}$$

Em que:

- E — Energia elétrica produzida (kWh)
- Q — Energia térmica produzida (kWh)
- EC — Energia disponível no combustível (kWh)

O rendimento total da cogeração é a soma do rendimento elétrico e térmico, ou seja [50, 51]:

$$\eta_{CHP} = \frac{E+Q}{EC} \tag{2.3}$$

Outra variável importante para a caraterização da cogeração é a poupança de energia primária (PEP) que, como o próprio nome indica, é a poupança de energia obtida com um sistema de cogeração. Assim, o PEP é dado pela diferença entre o rendimento da cogeração e o rendimento da produção separada de eletricidade e calor. O último pode ser calculado através da seguinte equação [50, 51]:

$$\eta_{SHP} = \frac{E+Q}{\frac{E}{\eta_{eletrico}} + \frac{Q}{\eta_{termico}}} \tag{2.4}$$

Resultando no seguinte:

$$PEP = \eta_{CHP} - \eta_{SHP} \tag{2.5}$$

$$PEP = 1 - \frac{EC}{\frac{E}{\eta_{eletrico}} + \frac{Q}{\eta_{termico}}} = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_{eletricoCHP}}{\eta_{eletrico}} + \frac{\eta_{termicoCHP}}{\eta_{termico}}} \tag{2.6}$$

Com base nesta última variável, as unidades cogeradoras são consideradas eficientes ou de elevada eficiência, tal como estipulado nas legislações europeia e nacional relativa à cogeração.

Outra variável que poderá ter interesse para o sistema de cogeração é a razão calor/trabalho que estabelece uma relação entre a energias térmica e elétrica produzidas [50]:

$$\gamma = \frac{Q}{E} \tag{2.7}$$

Os parâmetros acima mencionados tornam-se relevantes para a caraterização das várias tecnologias empregues na cogeração, assumindo valores normalizados para cada uma destas.

2.2.1 Tipos de cogeração

Os sistemas de cogeração são classificados em duas classes distintas: tecnologias convencionais e tecnologias emergentes. [51]

As tecnologias convencionais são constituídas pelas turbinas a gás, turbinas a vapor e motores alternativos ou de combustão interna, tanto com ignição por explosão (ciclo de *Otto*) como com ignição por compressão (ciclo de *Diesel*).

Na maior parte das centrais termoelétricas, a produção de energia é feita com base no ciclo de *Rankine*, normalmente utilizando a água como fluído de trabalho. No caso das turbinas a gás e nos motores, o fluido de trabalho passa a ser um gás que vai modificando a sua composição. Este fluído começa por ser um gás que, ao longo do processo, vai-lhe ser adicionado combustível, criando-se a mistura ar-combustível.

Quanto às tecnologias emergentes, destacam-se sobretudo aos microturbinas e as pilhas de combustível. A sua gama de aplicações ainda é bastante reduzida e estão em processo de desenvolvimento. As microturbinas caraterizam-se por ser de reduzidas dimensões e peso, para além de uma baixa poluição. Quanto às pilhas de combustível, também são pouco poluentes, não possuem peças rotativas e apresentam um baixo nível de ruído. As desvantagens são comuns às duas tecnologias, ambas apresentam elevados custos e estão em fase de maturação, sendo que ainda não existem resultados práticos significativos. [50]

Seguidamente serão explicadas mais detalhadamente as tecnologias das turbinas a gás e a vapor, bem como as caldeiras de recuperação de calor e os ciclos combinados. Optou-se por dar uma maior atenção a estas devido à sua presença na instalação em estudo ou por se revelarem mais vantajosas para a atividade em questão, existindo naturalmente a possibilidade da instalação de outro tipo de maquinaria no futuro.

2.2.2 Turbinas a gás

As turbinas a gás são as mais aplicadas em sistemas de cogeração de médias e altas potências e podem funcionar em ciclo simples ou em ciclo combinado. Apesar de serem chamadas turbinas a gás, estas podem funcionar com outros combustíveis que não o gás natural, como é o caso do fuel óleo, gás propano, gasóleo, querosene e biogás, todos estes com menor impacto ambiental comparativamente com o gás natural. Além disso, estas turbinas conseguem arrancar de forma rápida, apresentam elevados rendimentos e têm uma elevada disponibilidade, bem como a produção de calor de elevada qualidade.

O funcionamento das turbinas a gás segue o ciclo de *Brayton*. São constituídas por uma entrada de ar, um compressor, uma câmara de combustão, um sistema de exaustão, uma saída para os gases de escape e pela própria turbina. Assim, o ar atmosférico entra pela entrada de ar sendo encaminhado para o compressor, onde a sua pressão e temperatura serão aumentadas. Posteriormente, na câmara de combustão, o ar mistura-se com o combustível em uso e a combustão é realizada a pressão constante. Os gases resultantes da reação química, que se encontram a altas temperaturas, entram na turbina e expandem-se até à pressão atmosférica, originando trabalho e

fazendo com que a turbina entre em funcionamento. Por sua vez, a turbina estará acoplada a um gerador que produzirá a energia elétrica. O rendimento do processo poderá ser melhorado caso haja um pré-aquecimento do ar comprimido antes de este entrar na câmara de combustão. Relativamente aos gases de exaustão, estes podem ser reaproveitados através da instalação de um recuperador de calor, produzindo vapor ou água quente. [50, 52, 53]

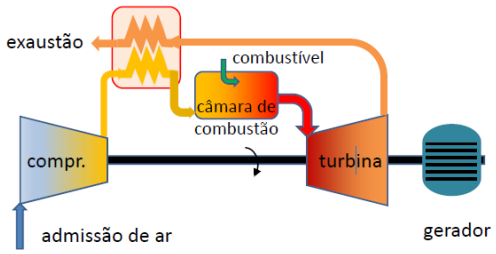


Figura 2.19: Esquema representativo da turbina a gás
[52]

As turbinas a gás também podem funcionar em ciclo fechado. As principais diferenças relativamente ao ciclo aberto centram-se no processo de combustão em que o fornecimento de calor passa a ser proveniente de uma fonte externa, deixando de existir a mistura combustível e passando a ser ar com condições de pressão e temperatura diferentes. A exaustão dos gases também deixa de existir sendo substituída por um processo de saída de calor a pressão constante para o ar ambiente, reaproveitado posteriormente através da sua admissão no compressor. [53]

2.2.3 Caldeira de recuperação de calor

As caldeiras de recuperação de calor, também designadas por *Heat Recovery Steam Generator*, são utilizadas para uma produção extra de vapor de alta pressão proveniente dos gases de exaustão libertados por outras turbinas de produção de eletricidade, como é o caso das turbinas a gás. Esta solução é utilizada não só para os processos industriais mas também para as turbinas a vapor das cogerações a ciclo combinado. [53]

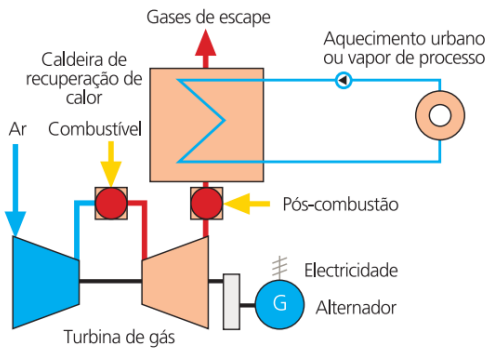


Figura 2.20: Esquema representativo da caldeira de recuperação de calor
[54]

A instalação de uma caldeira deste tipo permite um maior aproveitamento do calor existente nos gases de escape, diminuindo os desperdícios de energia e tornando o processo de cogeração ainda mais eficiente, podendo ser atingidos níveis de 75 a 85% de rendimento. [53]

2.2.4 Turbina a vapor

As turbinas a vapor funcionam com base no ciclo de *Rankine*. Estas são utilizadas em centrais térmicas convencionais e nas centrais de ciclo combinado devido à sua flexibilidade e produção económica de energia. São constituídas por uma fonte de calor (normalmente uma caldeira), a turbina a vapor, um condensador e uma bomba de água. A caldeira, com o auxílio de um combustível, aquece a água presente no seu interior e esta será convertida em vapor de alta pressão. O vapor é encaminhado para a turbina, acoplada axialmente a um alternador, e a sua expansão faz com que a turbina entre em movimento rotativo, acionando o gerador. Para além disso, a turbina possui vários andares que permitem separar o vapor de alta e baixa pressão. O de baixa pressão será rejeitado e encaminhado para o condensador, onde passará ao estado líquido. O vapor condensado regressa à caldeira à pressão devida, através da bombagem, e o ciclo volta a ser repetido. A energia térmica pode ser obtida através da queima de qualquer combustível ou utilizando os gases de exaustão de outro sistema. [50, 53]

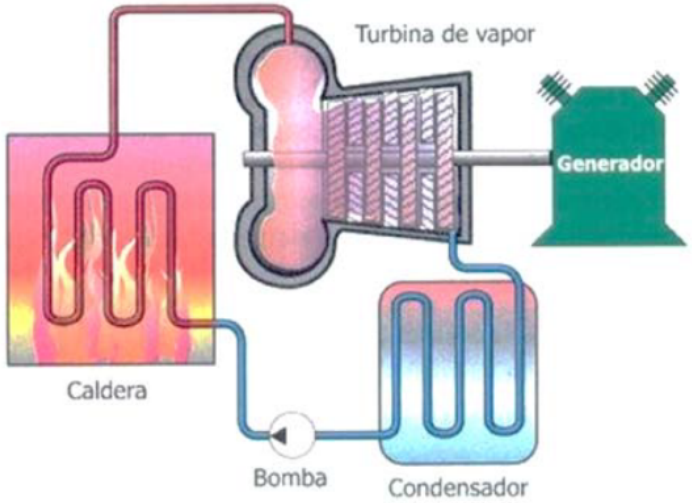


Figura 2.21: Esquema representativo da turbina a vapor
[55]

O tipo de turbinas que normalmente está presente numa unidade de cogeração apresenta algumas diferenças relativas ao que foi explicado anteriormente. Nas unidades cogeradoras utilizam-se turbinas de contrapressão, ao invés das turbinas de extração ou condensação. Neste caso, a principal diferença reside no facto de não existir um condensador, ou seja, o vapor que é exausto da turbina é encaminhado diretamente para o processo industrial, existindo um maior aproveitamento da energia térmica que compensará o menor rendimento elétrico. [50, 53]

2.2.5 Ciclo Combinado

Apresentadas as turbinas a vapor e as turbinas a gás, o ciclo combinado resulta na incorporação dos dois tipos de turbinas no mesmo sistema. Assim, os gases de escape da turbina a gás, normalmente a uma temperatura a rondar os 450-550ºC, são encaminhados para uma caldeira de recuperação de calor, onde serão novamente aquecidos e transformados em vapor de alta pressão. A sua expansão fará com que a turbina a vapor entre em funcionamento, permitindo uma produção adicional de energia elétrica. O vapor que não seja aproveitado na turbina poderá ser utilizado para os processos industriais ou passará por um condensador e será encaminhado novamente para a caldeira. Este processo está representado na seguinte figura:

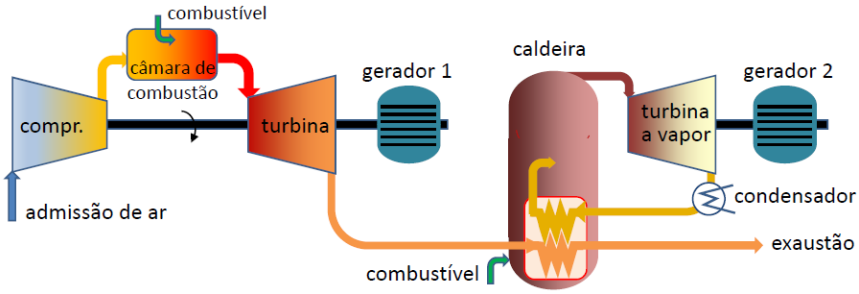


Figura 2.22: Esquema representativo do ciclo combinado [52]

Neste tipo de ciclo existe uma maximização da produção de energia elétrica, com uma produção exclusiva desta. Podem também ser instalados extratores de vapor que tornam este ciclo útil para instalações com necessidades térmicas nos seus processos, maximizando não só o aproveitamento da energia elétrica como também da energia térmica, minimizando as perdas. [50, 53]

2.2.6 Enquadramento legal da cogeração em Portugal

A legislação em vigor em Portugal à data da realização desta dissertação é o Decreto-Lei nº68-A/2015, de 30 de abril, derivado da Diretiva 2004/8/CE, de 11 de fevereiro, do Parlamento Europeu e do Conselho relativa à promoção da cogeração com base na procura de calor útil no mercado interno de energia, criado para modificar alguns aspetos do Decreto-Lei nº 23/2010, de 25 de março. [48]

O decreto-lei nº23/2010 orienta-se para a promoção de cogeração de elevada eficiência, ou seja, com uma poupança de energia primária (PEP) superior a 10% face à produção separada de eletricidade e calor. As centrais que não atinjam este valor são consideradas apenas eficientes. [54]

Além disso, foram criadas duas modalidades distintas de opção para o cogerador que, no entanto, foram modificadas com a entrada em cena do decreto-lei nº68-A/2015. O objetivo passa por reduzir encargos no setor para além de aproximar a legislação que tutela a cogeração com a existente para o autoconsumo. [50]

2.2.6.1 Modalidade Especial

Relativamente à modalidade especial, apenas estão elegíveis a cogerações com potência de injeção inferior a 20 MW. A remuneração da energia térmica a terceiros não obedece a nenhuma regra específica, estando ao encargo das entidades envolvidas no contrato, cogerador e cliente de energia térmica. A remuneração da energia elétrica é feita ao comercializador de último recurso (CUR), através de uma tarifa de referência a fixar trimestralmente pela ERSE e dependente do preço do crude, da taxa de câmbio do euro face ao dólar e do índice de preços do consumidor, sem habitação, no continente, publicado pelo INE. A esta tarifa podem ser acrescentados:

- Um prémio de elevada eficiência, calculado em função da poupança de energia primária realizada na cogeração quando esta seja de elevada eficiência;
- Um prémio de energia renovável, calculado em função dos combustíveis de origem renovável consumidos na cogeração, independentemente da eficiência da instalação.

A tarifa de referência é dada pela seguinte equação:

$$T_{refm} = \frac{\frac{PF_m + PV_m + PA_m}{1 - LEV}}{EEC} \tag{2.8}$$

Onde:

- PF_m - Parcela fixa da remuneração;
- PV_m - Parcela variável da remuneração;
- PA_m - Parcela ambiental da remuneração;
- LEV - Perdas evitadas na rede de transporte;
- EEC - Energia fornecida ao Sistema Elétrico Nacional (SEN)

O valor final da tarifa de referência está dependente do período horário a considerar. Para os períodos de cheia e ponta:

$$T_{ref} = 1,1 \times T_{refm} \tag{2.9}$$

Relativamente aos períodos de vazio e super-vazio, a tarifa de referência obedece ao seguinte cálculo:

$$T_{ref} = 0,87 \times T_{refm} \tag{2.10}$$

Já os prémios de elevada eficiência são calculados seguindo a fórmula seguinte:

$$PE_m = \frac{PC \times PEP}{1 - PEP} \times EEPL_m \times K \times \frac{EP}{EE} \tag{2.11}$$

Em que:

- PC - Custo de referência = 28,71€/MWh
- PEP - Poupança certificada na garantia ou pela EEGO (Entidade Emissora de Garantias de Origem) (%)
- $EEPL_m$ - Energia elétrica produzida pela instalação (MW/h)
- K=0,5 - Elevada eficiência
- K=0,3 - Eficiente
- EP/EE - Relação entre energia primária consumida no ano civil anterior e a energia produzida no mesmo período, que assume diferentes valores dependendo do tipo de instalação:

Tabela 2.4: EP/EE para os vários tipos de instalação

Tipo de instalação	**EP/EE**
Motor alternativo a gás natural	2,86
Turbina a gás natural com potência inferior a 20 MW	3,70
Turbina a gás natural com potência igual ou superior a 20 MW	3,12
Motor alternativo a fuel óleo	2,60
Turbina a vapor	5
Ciclo combinado	2,5
Cogeração renovável	5

Se durante o período de atribuição da tarifa de referência, a instalação passar a utilizar energia primária renovável ou ser considerada de elevada eficiência, poderá receber os prémios mencionados durante o período de tempo restante. Tal como a tarifa de referência, também estes prémios são afixados pela ERSE. Salienta-se que os prémios, individual ou cumulativamente, não podem exceder os 7,5 €/MWh. [56]

2.2.6.2 Modalidade Geral

A modalidade geral é incorporada por duas submodalidades distintas:

- A submodalidade A integra as cogerações com potência de injeção à rede igual ou inferior a 20 MW que operam em modo de autoconsumo da eletricidade produzida, sendo a energia não consumida entregue ao CUR;
- A submodalidade B integra as cogerações que operam em regime de venda, total ou parcial, de eletricidade produzida em mercados organizados ou mediante contratos bilaterais.

Relativamente à submodalidade A, a energia produzida que não seja consumida na unidade de utilização pode ser vendida ao CUR. Caso o produtor não queira vender a eletricidade remanescente ao CUR, preferindo outro tipo de negócio, deve transitar para a submodalidade B.

As instalações destinadas ao autoconsumo ou cujas instalações de utilização associadas consumam a energia produzida pelas unidades de cogeração e que se encontrem ligadas à RESP estão sujeitas ao pagamento de uma compensação mensal fixa nos primeiros 10 anos após a obtenção do título que habilita a entrada em exploração obtida através da seguinte fórmula:

$$CCOG_{\alpha,t} = PCOG \times VCIEG_{\alpha,t} \times K_t \tag{2.12}$$

Em que:

- $CCOG_{\alpha,t}$ - A compensação paga, em euros, no mês m por cada kW de potência instalada, num dado nível de tensão ou tipo de fornecimento, que permita recuperar uma parcela dos CIEG na tarifa de uso global do sistema, relativa ao regime de produção em autoconsumo através de uma instalação de cogeração;
- $PCOG$ - O valor da potência elétrica instalada da instalação de cogeração, constante no respetivo certificado ou licença de exploração;
- $VCIEG_{\alpha,t}$ - O valor que permite recuperar os CIEG da respetiva instalação de cogeração, medido em (euro) por kW, para um dado nível de tensão ou tipo de fornecimento, apurado no ano 't' nos termos do número seguinte;
- K_t - O coeficiente de ponderação, entre 0 % e 50 %, a aplicar ao $VCIEG_{\alpha,t}$ tendo em consideração a representatividade da potência total registada das instalações de cogeração com potência elétrica instalada igual ou inferior a 20 MW no Sistema Elétrico Nacional, no ano 't';
- t - O ano de emissão do título de exploração da respetiva instalação de cogeração;
- α - Nível de tensão ou tipo de fornecimento, podendo ser muito alta tensão (MAT), a alta tensão (AT), a média tensão (MT), a baixa tensão especial (BTE), a baixa tensão normal com potência contratada igual ou superior a 20,7 kVA (BTN(maior que)) e a baixa tensão normal com potência contratada inferior a 20,7 kVA (BTN(menor que)).

O valor que permite a recuperação dos CIEG da cogeração é calculado com base na seguinte equação:

$$VCIEG_{\alpha,t} = \sum_{n=0}^{2} CIEGI^{p}_{i_{t-n}} \times \frac{1}{3} + \sum_{n=0}^{2} CIEGI^{e}_{i,h_{t-n}} \times \frac{1}{3} \times \frac{4500}{12} \tag{2.13}$$

Onde:

- $CIEGI^{p}_{i}$ - somatório do valor das parcelas i dos CIEG, mencionadas no nº 1 do artigo 3º da Portaria nº 322/2012, de 22 de outubro, designadamente na alínea c), para o nível e tensão da respetiva instalação de cogeração, constante nos documentos tarifários publicados pela ERSE para o ano t-n; [€/kW]

- $CIEGI^{e}_{i,h}$ - somatório da média aritmética simples do valor para os diferentes períodos horários h de cada uma parcela i dos CIEG, mencionadas no nº 1 do artigo 3º da Portaria nº 322/2012, de 22 de Outubro, designadamente nas alíneas a), b), d), e), f), g), h), i) e j), para o nível de tensão da respetiva instalação de cogeração, constante nos documentos tarifários publicados pela ERSE para o ano t-n;

- i - cada uma das alíneas do nº 1 do artigo 3º da Portaria nº 332/2012, de 22 de outubro;

- h - período horário de entrega de energia elétrica a clientes finais, tal como definido na Portaria nº 332/2012, de 22 de outubro;

- t - ano de emissão do certificado de exploração da respetiva instalação de cogeração.

Quanto ao coeficiente de ponderação, este assume os seguintes valores consoante a contribuição das instalações de cogeração no SEN:

- 50 % - caso a soma da potência instalada das instalações de cogeração da submodalidade A com a potência instalada das cogerações na submodalidade B que, no todo ou em parte, consumam ou entreguem a instalações de utilização associadas a energia produzida por aquelas exceda 7,5 % do total da potência instalada de centro eletroprodutores do SEN;

- 30 % - caso a soma da potência instalada das instalações de cogeração da submodalidade A com a potência instalada das cogerações na submodalidade B que, no todo ou em parte, consumam ou entreguem a instalações de utilização associadas a energia produzida por aquelas se situe entre os 5 % e 7,5 % do total da potência instalada de centro eletroprodutores do SEN;

- 0 % - caso a soma da potência instalada das instalações de cogeração da submodalidade A com a potência instalada das cogerações na submodalidade B que, no todo ou em parte, consumam ou entreguem a instalações de utilização associadas a energia produzida por aquelas seja inferior a 5 % do total da potência instalada de centro eletroprodutores do SEN.

Na submodalidade B da modalidade geral, a remuneração da energia é feita considerando as seguintes regras: [56]

- Fornecimentos de energia térmica a terceiros, em que o preço de venda é o que resultar dos contratos celebrados entre o cogerador e o cliente ou clientes da energia térmica produzida na instalação de cogeração;

- Fornecimentos de energia elétrica a cliente ou clientes diretamente ligados à instalação de cogeração, em que o preço de venda é o que for livremente estabelecido entre as partes, não incidindo sobre estes fornecimentos tarifas de acesso às redes, com exceção da tarifa de uso global do sistema, nos termos a prever em regulamentação da ERSE;

- Fornecimentos de energia elétrica através da celebração de contratos bilaterais com clientes ou comercializadores, em que o preço de venda é o que for livremente estabelecido entre as partes;
- Fornecimentos em mercados organizados, em que o preço é o que resultar das vendas realizadas nesses mercados.

Na modalidade geral, no decreto-lei nº23/2010, os cogeradores com uma potência elétrica inferior a 100 MW poderiam beneficiar do prémio de participação no mercado. No entanto, com a entrada em cena do decreto-lei nº68-A/2015, este prémio foi extinto. [50]

2.2.6.3 Alteração de modalidade e desqualificação da cogeração

Relativamente à alteração de regime da cogeração, verificam-se dois cenários distintos. Caso a opção seja transitar da modalidade geral para a especial, esta operação apenas é exequível caso a instalação seja de elevada eficiência e necessita de ter permanecido durante pelo menos 3 anos no regime geral. A transição contrária é possível para qualquer cogerador da modalidade especial, no entanto, após consumada a alteração, tem de permanecer 3 anos no novo regime. No entanto, devido à instabilidade existente nos preços da eletricidade e gás natural e às consequências da pandemia COVID-19, o governo português, com a publicação do decreto-lei nº 119-A/2021, permite que o período de permanência na modalidade geral seja apenas de 1 ano. Cumpridas estas condições, o cogerador deve solicitar, através de um pré-aviso de 60 dias, a mudança de regime à DGEG, sem que os períodos de permanência da tarifa de referência e de prémios sejam alterados.[56, 57, 58]

As cogerações renováveis ou de elevada eficiência que beneficiem dos respetivos prémios e deixem de cumprir os requisitos necessários para a obtenção destes prémios, perdem imediatamente o referido prémio, só podendo voltar a adquiri-lo quando comprovarem a recuperação da classificação. Esta recuperação ocorre no mês seguinte à verificação dos requisitos por via de uma auditoria promovida pelo cogerador. Além disso, quando o produtor verificar a perda dos requisitos dos prémios de que beneficia, deve comunicar de imediato à DGEG.

No caso de uma instalação deixar de cumprir os requisitos inerentes à sua qualificação como unidade de produção em cogeração, o cogerador deve informar a DGEG e repor a situação no prazo definido pela entidade, não inferior a 3 meses nem superior a 8 meses. Estes requisitos centram-se sobretudo na poupança de energia primária face à produção separada de calor e eletricidade.

Caso a verificação da falta de condições de operação ocorra numa ação de fiscalização ou auditoria, o cogerador é notificado e solicita-se a reposição da situação. Se nos 3 meses seguintes o cogerador não tenha apresentado nenhum relatório ou ação relativa ao problema, a DGEG promove uma nova ação de fiscalização. Se o incumprimento se mantiver, a instalação deixa de ser qualificada como unidade de produção em cogeração. Os prémios e tarifas deixam de ser pagos imediatamente.

Na situação da perda de requisitos ter sido comunicada antecipadamente pelo cogerador e este declare que esteja a adotar medidas à resolução do problema, a suspensão só será ativada no final

do prazo fixado pela DGEG. Neste caso, o cogerador recebe 75% da tarifa, sendo os restantes 25% pagos no mês seguinte após a recuperação dos requisitos. Se o prazo não for cumprido, o cogerador devolve ao CUR a diferença de entre o montante recebido e o que deveria ter sido tributado dadas as condições.

Em qualquer um dos casos, a continuidade do prazo de duração da modalidade especial de que beneficie o cogerador não é influenciada. [56]

2.2.6.4 Entidade Emissora de Garantias de Origem (EEGO)

A EEGO é uma entidade isenta responsável pela emissão e acompanhamento das garantias e certificados de origem. A sua atividade é alvo de auditorias anuais por parte da DGEG. As garantias de origem destinam-se a comprovar a quantidade de eletricidade produzida em cogerações de elevada eficiência, bem como a certificar a instalação relativamente à sua poupança de energia primária. Os certificados de origem são semelhantes, no entanto aplicáveis a cogerações eficientes.

A EEGO deve realizar auditorias a pelo menos um terço do universo das cogerações, devendo as mesmas estarem auditadas a cada três anos, no mínimo. Nos anos em que não sejam efetuadas auditorias, a garantia e o certificado de origem podem ser emitidos com base nos dados obtidos aquando do licenciamento da cogeração ou da última auditoria realizada. O cogerador está obrigado a fornecer dados informativos sobre a quantidade de energia elétrica e térmica à EEGO, para além de outros dados que podem ser requeridos. [50, 56]

2.3 Transição energética na indústria de produção elétrica

Uma das principais metas estabelecidas no Acordo de Paris é manter o aumento da temperatura média do planeta abaixo dos 2°C. Os especialistas indicam que, para que esta meta seja cumprida, as emissões de gases efeito estufa (GEE) devem ser neutras até 2060–2080 ou até mesmo negativas. Assim, torna-se essencial proceder à descarbonização de todos os setores o mais rápido possível, sendo que já existem algumas tecnologias que tornam isto possível. Espera-se que esta descarbonização não seja simultânea em todos os setores, visto que alguns já começaram a implementar medidas que vão neste sentido, já outros têm enormes dificuldades dados os vários obstáculos existentes na sua implementação, tal como será apresentado posteriormente. [59, 60]

Nos últimos 20 anos já se verificam melhorias relativas a este problema, em resultado do crescimento e desenvolvimento positivo das tecnologias limpas e com baixas emissões. Os setores dos transportes, energia e construção são os que mais têm evoluído, devido essencialmente à introdução das tecnologias dos veículos elétricos, energias renováveis e edifícios verdes. [59] Em contraste, as indústrias intensivas de energia (IIE) não conseguem implementar medidas e tecnologias que reduzam eficazmente as suas emissões, muito devido a questões económicas e de mercado. Neste setor, as melhores tecnologias disponíveis (*best available technologies*-BAT) apenas permitem uma redução de 15% a 30% das emissões de GEE. [60]

A designação de indústria intensiva de energia é dada às indústrias que produzem os materiais mais básicos e estão associadas a 1/3 das emissões totais anuais de gases efeito estufa. A produção

de ferro, cimento, vidro, alumínio, químicos, plásticos, papel e produtos de papel são exemplos de IIE. [59, 60]

Relativamente à Refinaria de Sines, trata-se de uma indústria intensiva de energia visto que produz produtos químicos. No entanto, esta dissertação foca-se sobretudo na produção de eletricidade, podendo a instalação ser considerada também uma indústria do setor da energia. Para este setor o processo de descarbonização já foi iniciado e vai a bom ritmo. O papel das energias renováveis é fundamental nesta temática, visto que se trata de um processo sem emissões associadas. No entanto, as questões da produção de energias secundárias e dos consumidores finais devem ser abordadas, de forma a encontrar soluções sobre os mesmos. Além disso, existe a necessidade de criar políticas e legislações que abordem o lado financeiro da descarbonização, visto que as evoluções requerem elevados custos para os produtores.

As energias secundárias, mais concretamente o setor da eletricidade, apresenta uma elevada parcela de energia renovável e que se perspetiva que evolua ainda mais. A energia solar, a energia eólica *onshore* e *offshore* e a energia hidroelétrica são as que mais se destacam nas renováveis e que mais contribuíram para o crescimento deste setor. Isto deve-se aos esforços que os vários países fizeram na compra e instalação destes produtos, para além da ocorrência de condições ambientais e meteorológicas favoráveis ao seu aproveitamento. No entanto, a produção de eletricidade continua a ser dominada pelo carvão, energia nuclear e gás natural, caraterizados por serem mais prejudiciais para o ambiente. Isto deve-se ao facto de grandes economias mundiais estarem completamente dependentes da transação destes combustíveis, como é o caso do Médio Oriente. Em resultado disto, os esforços para a introdução de energias renováveis são praticamente nulos nalgumas zonas do planeta.

Embora o setor energético seja aquele onde se prevê que a descarbonização chegue mais rápido e onde esta está mais avançada, é primordial que esse patamar seja atingido o mais rápido possível, uma vez que se espera que, no futuro, outros setores como os transportes, a indústria e o aquecimento de edifícios sejam cada vez mais eletrificados. Assim, a descarbonização do setor elétrico contribuirá para um acelerar da descarbonização noutros setores.

Ainda que o papel das energias renováveis seja fundamental para a transição energética, as chamadas centrais de produção convencionais não poderão deixar de existir, para que seja assegurada a produção de eletricidade quando as energias renováveis não estão em funcionamento. Como tal, estas centrais devem ser o mais eficiente possível e, para isso, numa primeira fase as centrais a carvão deverão ser substituídas por centrais a gás natural, tal como já foi discutido e acordado nalguns países, dada a maior sustentabilidade deste combustível. Após este período de transição, deverá existir uma substituição do gás natural por um combustível verde. Todo este processo que implicará uma maior instalação de energias renováveis irá exigir maior flexibilidade às centrais térmicas e constituirá um desafio à segurança e dinâmica do sistema elétrico.

Para além da implementação de produção renovável, os sistemas de captura de carbono revelam-se como uma solução a ter em conta, bem como os reatores de fusão nuclear. Nestes dois casos existem desvantagens assinaladas por diversos autores, essencialmente os problemas ambientais relacionados com o armazenamento e transporte do CO_2, os gastos energéticos necessários no pro-

cesso de captura de carbono que diminuem a eficiência energética da instalação e as questões de segurança e dos resíduos nucleares relacionados com a tecnologia dos reatores de fusão nuclear.

Uma solução já implementada na Refinaria de Sines classificada como ambientalmente benéfica é a cogeração. Para indústrias que requerem energia térmica para os seus processos, para além da produção de eletricidade, a cogeração é uma solução a ter em conta. A cogeração permite a produção de eletricidade e energia térmica a partir da mesma fonte de energia, reduzindo o desperdício de energia e aumentando a eficiência energética. Por enquanto, o combustível utilizado é fóssil, existindo a possibilidade de, no futuro, serem utilizadas fontes de origem renovável, como por exemplo a energia solar, principalmente em sistemas de *district heating networks*. [61]

Concretamente sobre a instalação em estudo, a Refinaria de Sines, existem planos para transformá-la num "centro de energia verde", através da produção do hidrogénio verde e, consequentemente, de combustíveis sintéticos. O plano passa por desenvolver um eletrolisador até 2025 com uma capacidade de 100 MW, com possível posterior expansão para os 0,6-1 GW. [9]

Para além do hidrogénio, a Refinaria de Sines será o local escolhido para a implementação de uma refinaria de processamento de lítio, com o principal objetivo de produzir baterias para os carros elétricos. Esta refinaria conseguirá produzir até 35 mil toneladas de hidróxido de lítio, o suficiente para alimentar até 700 mil automóveis por ano. Um dos possíveis entraves a este projeto é a longa distância a que a mina de lítio dista da refinaria. Visto que a mina situa-se em Boticas, o lítio teria de percorrer quase 600 km até à refinaria, aumentando assim a pegada carbónica do plano. [43]

2.4 Serviços de flexibilidade e eficiência energética

Flexibilidade energética é definida como a capacidade de adaptação da geração ou produção dos recursos do sistema elétrico face a situações externas, quer sejam elas económicas ou físicas. Este conceito surgiu como forma de amenizar as volatilidades e instabilidades criadas pela produção de energia elétrica em fontes renováveis, contribuindo para a estabilidade do sistema elétrico, sendo por isso cada vez mais importante a sua implementação dada a crescente penetração das energias renováveis. Além disso, revela-se como um substituto às centrais térmicas mais poluentes, caso do carvão e gás natural. [62] Assim sendo, olha-se para a flexibilidade como uma ferramenta para atingir as metas ambientais de 2030, uma vez que são uma alternativa às atualizações e alterações nas infraestruturas da rede com a vantagem de serem menos dispendiosas e de rápida implementação. [63]

A flexibilidade pode ser atingida através de diversos métodos. Os sistemas de armazenamento de eletricidade permitem armazenar energia nas horas de menor necessidade e utilizá-la posteriormente. Neste campo existem várias técnicas, como por exemplo baterias, reservatórios de ar comprimido e líquido e reservatórios de água, existentes nas centrais hídricas. Outra tecnologia igualmente eficaz é a gestão do consumo e produção da eletricidade. Assim, será necessária uma coordenação entre os operadores das redes de distribuição e os produtores e consumidores da energia elétrica. Só assim será possível atingir uma flexibilidade energética influente capaz de jogar

com as necessidades da rede: quando exista uma maior necessidade de energia na rede, os consumidores terão de desligar certos aparelhos e poderá ser exigida maior produção de eletricidade; caso contrário, a produção não é tão urgente e poderá ser consumida pelos clientes uma maior quantidade de energia nesse período. A gestão do lado da produção é feita através de uma maior ou menor injeção de combustível nas turbinas, quer seja este gás natural, vapor ou mesmo água, no caso das barragens. [64] Quanto à gestão de consumo de energia, também designada como Demand Side Management (DSM), as suas tecnologias estão representadas na figura seguinte:

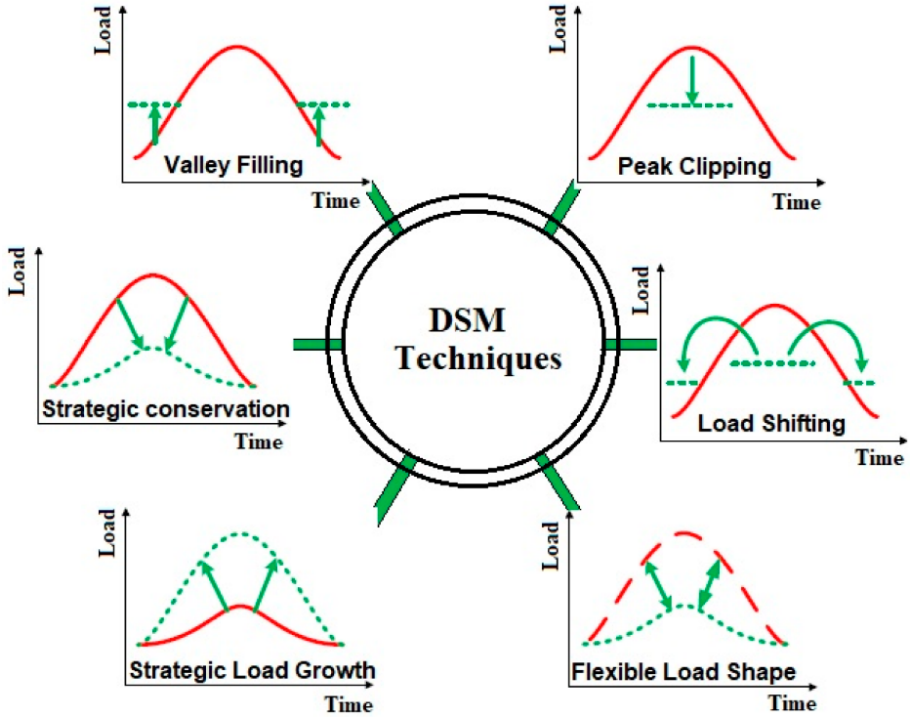


Figura 2.23: Tecnologias de gestão de consumo
[65]

As empresas que participem neste tipo de sistemas são devidamente remuneradas pelo operador de rede. [66] A remuneração deste tipo de sistemas em Portugal, até à data, ainda está a ser alvo de estudo por parte da REN.

Neste momento os mecanismos técnicos, entre os quais as tecnologias de geração e sistemas de armazenamento e controlo, redes de transporte e distribuição e sistemas de gestão de energia, estão a ser explorados e desenvolvidos, uma vez que é necessário ter em consideração que a estabilidade do sistema deve ser garantida sem que hajam perturbações no normal funcionamento e operação das redes onde estão ligados. [62]

Capítulo 3

Análise do caso de estudo

Neste capítulo são caraterizadas as centrais térmicas da Refinaria de Sines. Apresenta-se todo o processo de produção de energia elétrica da instalação e os recursos necessários, as principais caraterísticas de cada um dos grupos que devem ser tidas em conta na parte prática e a configuração atual das centrais térmicas. Para além disso, a instalação em estudo será alvo de uma análise de consumos e produções posteriormente incorporada e que como base para o modelo de otimização de operação da central.

3.1 Caraterização da instalação

Tal como referido anteriormente, o local de estudo deste trabalho foi a central termoelétrica da Refinaria de Sines. Uma vez que as instalações são de grandes dimensões, existe uma distribuição dos processos pelas várias fábricas existentes. Relativamente à produção de energia elétrica, esta é feita, juntamente com outras atividades, na Fábrica de Utilidades, localizada no complexo e responsável por todos os recursos necessários nas outras fábricas para a produção de combustíveis. Estes recursos são essencialmente:

- Água potável;
- Água industrial;
- Água desgaseificada, também designada como *Boiler Feed Water* (essencial para o funcionamento das caldeiras);
- Eletricidade;
- Vapor;
- Ar comprimido.

Assim sendo, a caracterização das infraestruturas elétricas torna-se essencial para a elaboração de um modelo de otimização operacional. A central termoelétrica representada a seguir é constituída por dois grupos distintos de produção de energia, caraterizados por diferentes tecnologias no seu funcionamento.

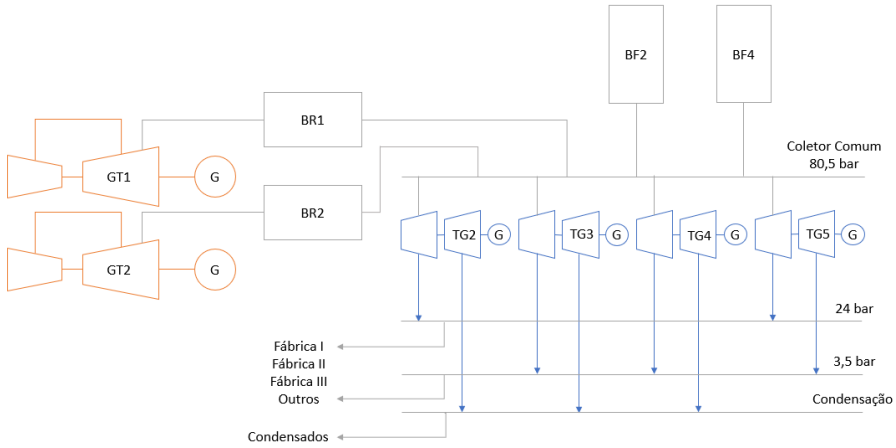


Figura 3.1: Caraterização da central termoelétrica
[67]

Primeiramente, verifica-se a existência de 4 turbinas convencionais a vapor situadas à direita na figura 3.1 (TG2, TG3, TG4 e TG5). Estas turbinas recebem o vapor proveniente das caldeiras (BF2, BF4, BR1 e BR2) a 80,5 bar e a 520°C de temperatura e estão acopladas, cada uma, a um alternador. Para além disso, cada uma destas turbinas está ligada a um barramento de 10 kV e posteriormente a um transformador 10/60 kV. Do barramento de 60 kV existe uma ligação para o barramento de 150 kV por via de um transformador de 60/150 kV, permitindo a interligação com a segunda central.

As caldeiras BF2 e BF4 são do tipo aquatubular e apresentam uma capacidade de produção de 100 t/h a uma pressão no coletor de saída de 80,5 bar e temperatura de 520°C. Recebem a água de alimentação (BFW) por via de um coletor único e comum. Estão equipadas com 4 queimadores que queimam gás natural na BF2 e fuel gás na BF4. Cada uma delas tem equipamento de arranque próprio, onde o ar de combustão chega às caldeiras por via de ventilação forçada. O ar da caldeira BF2 é pré-aquecido num permutador com vapor e posteriormente num aquecedor rotativo regenerativo do tipo Ljungstrom (LUGAT). Após atravessarem o LUGAT, os gases da caldeira são encaminhados através de uma conduta até à chaminé comum. A caldeira BF4 segue o mesmo processo salvo a não existência de pré-aquecimento do ar.

Cada uma das caldeiras tem a seguinte constituição:

- Barrilete - reservatório principal da caldeira;
- Câmara de Combustão - queima da mistura ar-combustível com libertação da entalpia da combustão;

- Sobreaquecedores de vapor, de baixa temperatura e de alta temperatura - aquecimento do vapor já produzido (vapor saturado), aumentado o seu potencial calorífico (vapor sobreaquecido);
- Economizador - aquecimento da água de alimentação através da permuta térmica com os gases de combustão;
- Dessobreaquecedor - mantém a temperatura do vapor sobreaquecido constante através da injeção de BFW atomizada com vapor e posterior injeção desta no coletor de saída do sobreaquecedor de baixa temperatura;
- LUGAT - recuperação de grande parte do calor contido nos gases de combustão para aquecer o ar que servirá de comburente.

Quanto às turbinas a vapor, verifica-se que estas têm dois estágios que permitem a extração de vapor a uma pressão reduzida. Nas turbinas TG2 e TG5 o primeiro estágio é conduzido para o coletor de 25 bar. O caudal do vapor extraído é controlado de forma a manter a pressão constante no coletor. Em TG3 e TG4, o primeiro estágio extrai vapor a 5 bar, sendo posteriormente encaminhado para o coletor devido. O segundo estágio de TG5 é similar. Relativamente ao segundo estágio de TG2, TG3 e TG4, o vapor é condensado nos condensadores dos turbogeradores. O processo de redução de pressão de 80,5 para 25 bar também pode ser feito através das válvulas redutoras mas, dado a distância entre estas e o coletor de alta pressão, a redutora necessita de um caudal mínimo de 11-12 t/h para manter o vapor acima da temperatura de saturação. Assim, estas apenas são utilizadas no caso dos grupos de extração de 25 bar estarem fora de serviço ou para auxiliar essa extração.



Figura 3.2: Turbinas a vapor da Refinaria de Sines

Em 2010, foi incorporada a central com turbinas a gás, funcionando com base em cogeração e representada no lado esquerdo da figura 3.1. Esta central, por ser de cogeração, apresenta uma

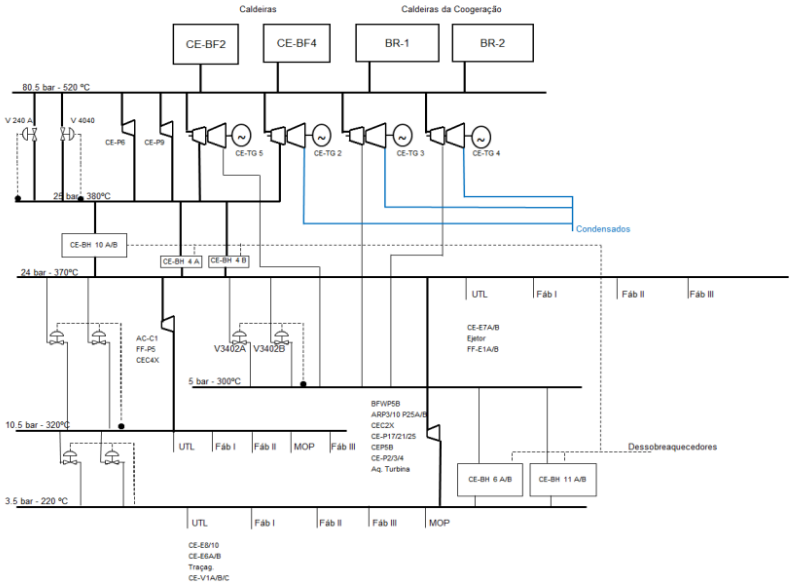


Figura 3.3: Produção e distribuição dos vários níveis de vapor na Refinaria [67]

maior eficiência energética visto que contribui para a poupança de combustível quando comparado com a produção separada de eletricidade e vapor. Assim, esta central apresenta um rendimento global de 72%, segundo dados do fabricante.

As turbinas são constituídas por um compressor de ar, um sistema de queima de gás natural (equipado com queimadores do tipo *Dry Low* NO_x, permitindo baixas emissões de NO_x), caixa redutora e um alternador trifásico de 11,50kV/50 Hz ligado a um barramento de 150 kV. Estas turbinas têm uma potência elétrica em funcionamento contínuo de 40 MW, a uma velocidade nominal de 5163 rpm. Cada uma das turbinas apresenta um rendimento de cerca de 31,9%. Sendo uma central de cogeração, os gases de exaustão das turbinas são aproveitados em caldeiras de recuperação de calor (BR1 e BR2). Estas caldeiras também são do tipo aquatubular, de circulação natural e nível de pressão único. Apresentam um sistema de pós-combustão a gás natural ou *fuel* gás capaz de produzir 125 t/h de vapor sobreaquecido à pressão de 80,5 bar a 520ºC. Assim, a produção de vapor destas caldeiras interliga-se com o coletor de vapor principal, também alimentado pelas caldeiras convencionais anteriormente referidas. As turbinas a vapor estão ligadas ao referido coletor, de onde provém o vapor a ser injetado nestas.

A cogeração apresenta dois modos de funcionamento distintos. O regime de funcionamento normal pressupõe que as duas turbinas funcionem à plena carga, gerando o máximo de energia elétrica possível. Os gases de escape das turbinas são encaminhadas para as caldeiras de recuperação, onde são aproveitados para a produção de vapor para os outros processos a realizar na refinaria. Os gases de exaustão são eliminados pela chaminé de cada um dos grupos.

O outro modo de funcionamento apresenta utilidade quando as turbinas a gás estão em manutenção ou fora de serviço, uma vez que permite que as caldeiras de recuperação continuem a produzir o vapor indispensável à refinaria. Este modo é designado por "ar fresco". Neste caso, a



Figura 3.4: Cogeração da Refinaria de Sines

turbina é desacoplada da caldeira. Em situação de ligamento e desligamento das turbinas, os gases de exaustão são encaminhados para a chaminé de bypass. De salientar que, no processo de arranque das turbinas, as chaminés principais só voltam a ser utilizadas quando as turbinas atingirem uma temperatura pré-definida, até lá são utilizadas as chaminés de bypass para exaustão dos gases.

O gás utilizado para as turbinas GT1 e GT2 chega ao ponto de entrega a 40 bar e temperatura de 0 a 8ºC. No posto de redução e medida dá-se a filtração, aquecimento e redução do gás de forma a atingir os 25 bar. Sofre uma segunda redução para os 3,5 bar para a injeção nas caldeiras. Nas caldeiras de recuperação também pode ser consumido *fuel* gás.

Assim, o processo de produção de eletricidade e vapor inicia-se com a captação de ar ambiente nas turbinas a gás, auxiliado por filtros. Depois o ar é comprimido no compressor da turbina até atingir a pressão determinada pela sua relação de compressão. Posto isto, dá-se a injeção do gás natural a 25 bar que entra em combustão após contacto com o ar. Os gases de combustão expandem-se nas turbinas, acionando o compressor de ar e o gerador acoplado à turbina. Após a expansão na turbina, os gases de escape são conduzidos à caldeira de recuperação a uma temperatura de 550ºC. Nas caldeiras, o calor é transmitido por convecção entre os gases de combustão e a água/vapor que circula no interior dos tubos da caldeira. O vapor produzido é sobreaquecido até aos 520ºC e conduzido para o coletor de alta pressão, onde é distribuído. O vapor de flash, aquele que se perdeu durante o processo, é recuperado e enviado para a linha de vapor de baixa pressão.

O barramento de 150 kV tem 6 painéis: um de interligação com a rede de transporte, um para cada grupo de cogeração GT1 e GT2, um para o transformador TD1 (que alimenta FI, FII, Utilidades e Movimentação de Produtos) e outros dois para os transformadores da Fábrica III (TR55-1A e TR55-1B). Esta última só tem cargas associadas, não tendo, portanto, geração de eletricidade.

Neste momento, nem todas as unidades produtoras estão a funcionar, uma vez que as restantes são suficientes para a normal operação da refinaria. Para além disso, existem alguns equipamentos

que não se encontram disponíveis para operação. Posto isto, consultando a figura 3.1, os equipamentos que, em condições normais, estão em funcionamento são:

- Turbinas a vapor: TG4 e TG5;
- Turbinas a gás (cogeração): GT1 e GT2 (ou CG1 e CG2);
- Caldeiras: BF2, BF4, BR1 e BR2.

Atualmente, apenas a central a vapor funciona em regime de autoconsumo. Desta forma, é necessária uma importação da energia vinda da rede elétrica para garantir os requisitos de funcionamento da refinaria. Quanto à central de cogeração, a energia produzida nesta é vendida à rede, de momento, em regime geral, ao preço do mercado spot.

3.2 Consumos e produções

A energia elétrica da Refinaria de Sines pode ter duas origens distintas: as suas centrais térmicas ou a rede elétrica nacional por meio da importação. Para além disso, a eletricidade produzida dentro de portas pode ser exportada, dependendo do consumo necessário nas fábricas. Para uma análise detalhada dos consumos e produções nas centrais térmicas, foi disponibilizada uma folha de cálculo onde estão incluídos os fluxos de potência na cogeração e na central convencional a cada 15 minutos, entre 2018 e 2021.

Uma vez que a cogeração, nos últimos anos, funcionou sempre em regime exclusivo de exportação, o consumo na refinaria foi assegurado pela importação de energia elétrica da rede elétrica e pela produção interna, ou seja, na central térmica convencional. No seguinte gráfico é possível observar essa situação, bem como a evolução durante o ano de 2021 das produções e consumos.

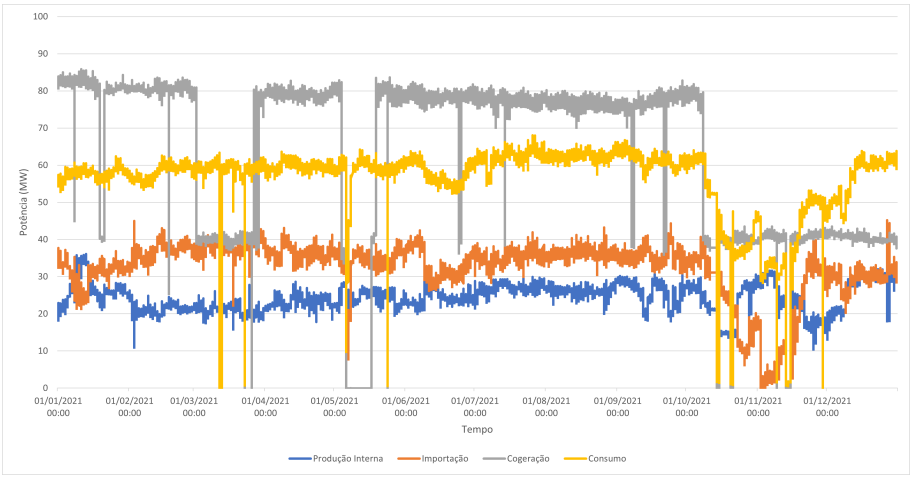


Figura 3.5: Valores de produção, consumo e importação no ano de 2021

Uma nota a referir é o facto de alguns valores serem iguais a 0. Isto trata-se normalmente de erros de leitura, como é o caso de alguns momentos nos meses de março, outubro e novembro.

As principais conclusões a retirar do gráfico 3.5 são a relação pronunciada entre consumo e importação. Mantendo a produção interna relativamente constante, uma vez que toda a energia elétrica produzida na cogeração será exportada, o acerto do consumo da refinaria é feito com a importação. Para além desta relação, verifica-se um comportamento espelhado entre a produção interna e a importação, quando um aumenta o outro diminui e vice-versa.

Além disso, existe uma maior variação no funcionamento das turbinas a vapor (designadas como produção interna) face à cogeração, excetuando dois momentos. Entre março e abril e a partir de outubro, a CG2 teve desligada. O primeiro período crê-se que deverá ter sido por causa de uma reparação, já o segundo está relacionado com os preços de gás que tornavam economicamente inviável a operação de duas cogerações. Nestes dois casos é visível a passagem de 80 MW para cerca de 40 MW, indicando que cada uma funciona por norma à sua carga base de 40 MW.

Por último, outra nota a realçar é o constante consumo que se vai verificando ao longo do ano. Excetuando o final do ano, que conjugou algumas falhas de leitura com paragens de operação nalgumas fábricas, a potência total de funcionamento da refinaria mantém-se por volta dos 60 MW. Em momentos em que o consumo baixou, quando a produção interna assumiu níveis mais altos, verifica-se pouca importação de eletricidade.

Comparando este comportamento com alguns dos anos anteriores, para o caso do consumo de eletricidade verifica-se que este assume uma estreita faixa de valores durante maior parte do tempo.

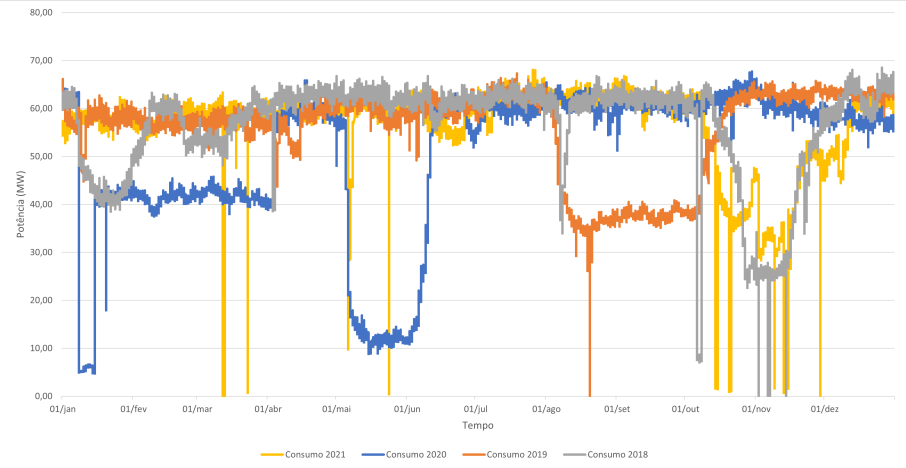


Figura 3.6: Consumo na refinaria ao longo dos 4 anos

Existem algumas exceções a esta regra, como é o caso do período de pandemia em 2020 e de agosto a outubro de 2019, para além do já referido período em 2021, comparável ao que aconteceu em 2018.

Analisando agora a produção em cogeração, os resultados obtidos para os 4 anos foram os seguintes:

Através de uma breve análise a este gráfico, há uma conclusão que facilmente pode ser retirada: a cogeração tem 3 níveis de funcionamento. Estes 3 níveis correspondem à ligação de 2, 1 ou nenhuma turbina CG, correspondendo respetivamente a cargas de 80, 40 e 0 MW. Embora hajam

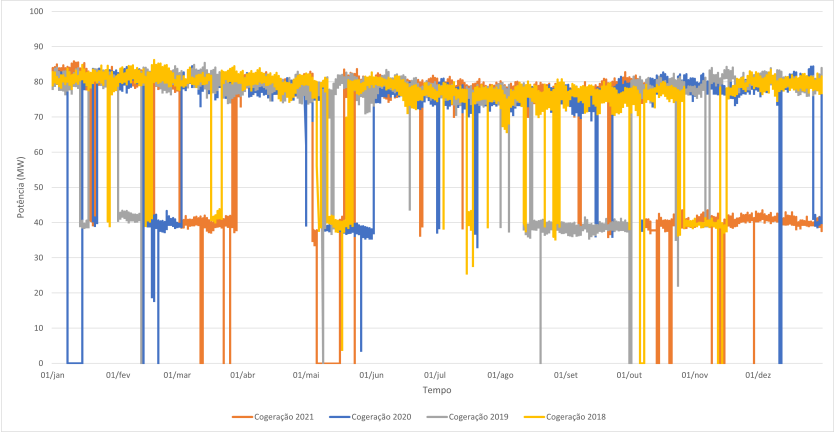


Figura 3.7: Produção em cogeração ao longo dos 4 anos

alguns dados situados nos 0 MW, verifica-se que maior parte das vezes esta situação deveu-se a falhas de leitura que aconteceram em simultâneo nas duas turbinas.

Posto isto, conclui-se que as turbinas de cogeração funcionam sempre à volta da sua potência nominal, estando as ligeiras variações representadas no gráfico 3.7 associadas à temperatura ambiente, tal como se pode verificar com o ligeiro decréscimo da produção nos meses de verão. Para alem disso, pode existir uma necessidade de reduzir ou aumentar um pouco a produção devido a necessidades elétricas da refinaria, no entanto este acerto é normalmente feito pelas turbinas a vapor.

As outras duas medições, produção interna e importação, como são duas variáveis que estão dependentes uma da outra, variam um pouco mais quando comparadas com as duas anteriores. A relação entre estas, já reportada anteriormente, foi explorada para os 4 anos de estudo, resultando nos seguintes comportamentos:

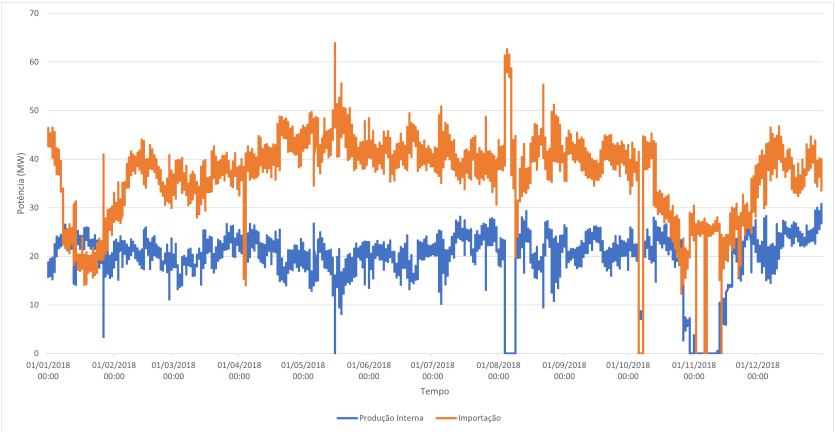


Figura 3.8: Relação entre produção interna e importação de eletricidade em 2018

Para os 4 anos, na maior parte do tempo verificam-se comportamentos contrários entre as duas variáveis. Adicionalmente, a importação é maioritariamente superior à produção interna, situação

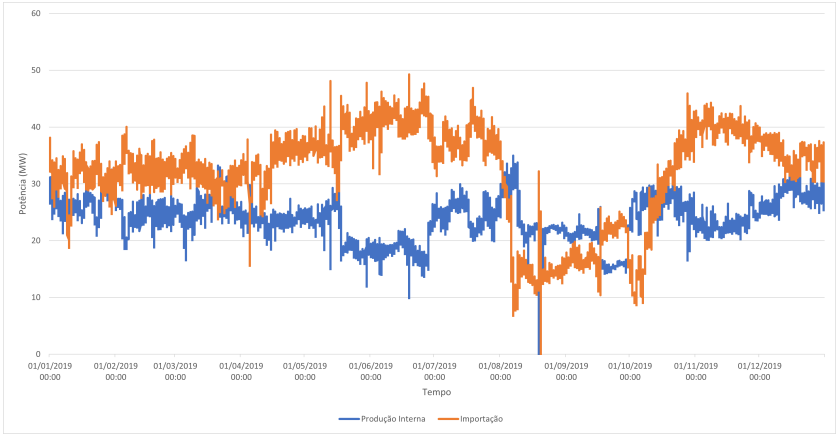


Figura 3.9: Relação entre produção interna e importação de eletricidade em 2019

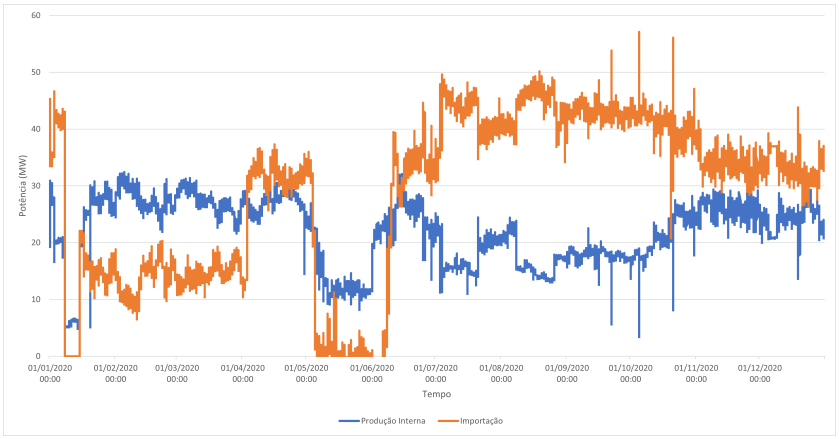


Figura 3.10: Relação entre produção interna e importação de eletricidade em 2020

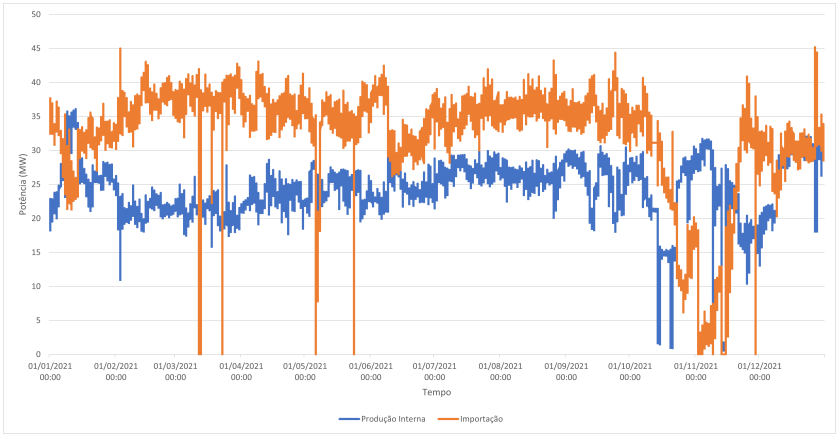


Figura 3.11: Relação entre produção interna e importação de eletricidade em 2021

indesejável mas necessária dado o funcionamento de apenas duas das 4 turbinas a vapor instaladas na refinaria.

Por último, interessa perceber qual das duas turbinas a vapor costuma produzir mais energia

elétrica. Relativamente a este aspeto, verifica-se que normalmente TG5 tem uma carga mais constante quando comparado com TG4, o que seria de esperar visto que esta permite a extração em 2 estágios distintos, um para 25 bar e o outro para 3,5 bar, segundo a figura 3.3. Desta forma as necessidades de vapor são controladas com TG4. Mesmo assim, registam-se grandes variações nas potências de funcionamento de ambas as turbinas, sendo que TG4 variou entre os 4 MW e os 16 MW. Quanto a TG5 registou valores entre os 6 MW e os 16 MW. Em 2021, a distribuição da produção interna foi:

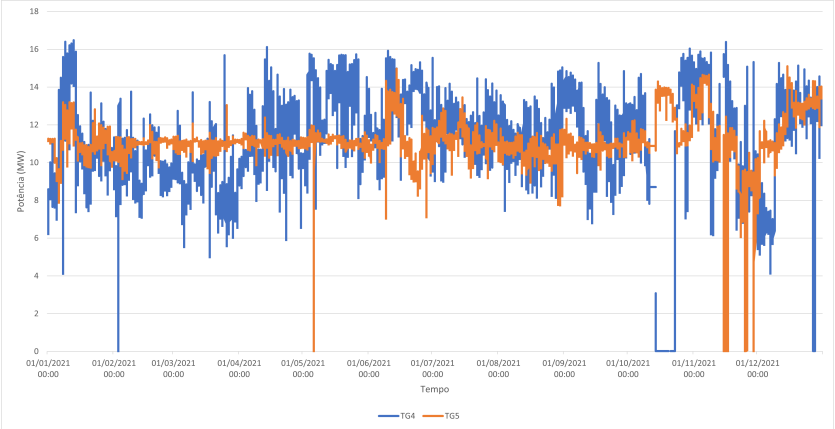


Figura 3.12: Potências de TG4 e TG5 registadas em 2021

Para os restantes anos, a heterogeneidade foi uma constante, por vezes verificados alguns momentos em que as turbinas tiveram de ser desligadas, eventualmente devido a reparações e manutenções efetuadas.

Analisando com mais detalhe os dados fornecidos, procedeu-se a uma análise horária e semanal dos dados fornecidos com o objetivo de identificar eventuais padrões. Assim sendo, e tomando como exemplo o ano de 2021, o gráfico seguinte demonstra as produções, consumos e importação de energia elétrica horários:

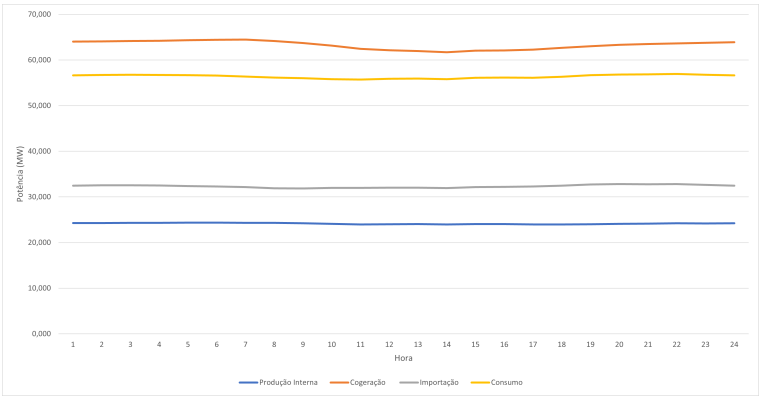


Figura 3.13: Padrão horário de produção, consumo e importação no ano de 2021

No gráfico da figura 3.13 apenas é possível obter conclusões relativas à produção em cogeração: esta é substancialmente menor ao fim da manhã e início da tarde, mais uma vez comprovando

a influência da temperatura no funcionamento destas máquinas. Além disso verifica-se uma ligeira diminuição no consumo ao início da manhã, por volta das 8 horas. Este decréscimo traduz-se em pouco mais de 0,5 MW, algo irrelevante quando comparado com o consumo médio na refinaria.

Relativamente aos restantes anos em estudo, as conclusões a retirar são idênticas.

Quanto à análise semanal dos dados disponibilizados, a mesma pode ser feita com base no seguinte gráfico:

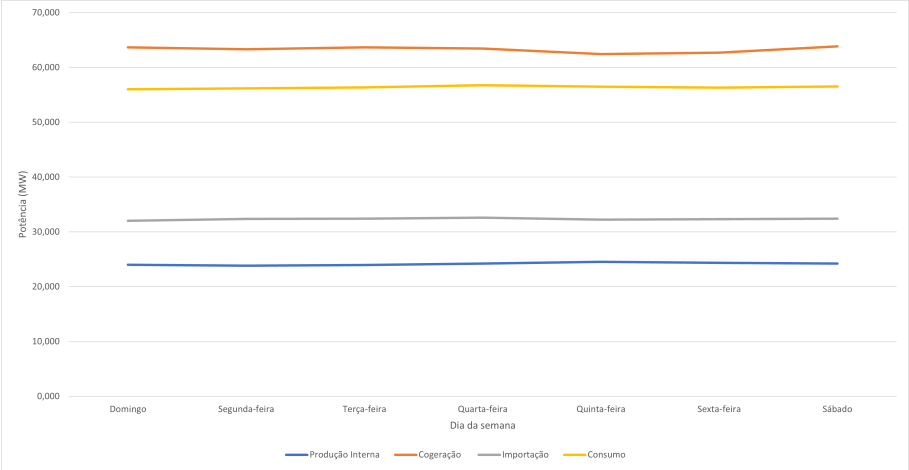


Figura 3.14: Padrão semanal de produção, consumo e importação no ano de 2021

Para os 4 anos analisados, verificam-se produções máximas na cogeração aos sábados e domingos, podendo ser obtidos desníveis superiores aos 2 MW. Relativamente aos restantes parâmetros, não saltam à vista grandes variações.

Como conclusões finais, admite-se que a cogeração apresenta um padrão diário de produção que está relacionado com a temperatura ambiente. Assim, nas horas de maior calor, fim da manhã e início da tarde, a produção é menor. Quanto ao consumo, que se apresenta relativamente estável, uma variação deste tem influência nos níveis de produção interna e importação de eletricidade. Por último interessa salientar que o comportamento dos mercados tem influência na operação das centrais térmicas. Quando os preços de mercado de gás natural e eletricidade subiram, obrigaram à elaboração de um despacho completamente diferente do normal.

Capítulo 4

Metodologia de simulação e otimização

Este capítulo aborda todos os passos efetuados para atingir os resultados pretendidos e posterior análise. É de destacar a presença de equações e manipulação de diversas variáveis para que a análise económica seja o mais detalhada possível. Para além disso, são incluídas caraterísticas de funcionamento da diversa maquinaria que assumem influência no cálculo dos custos de produção.

É importante salientar que o modelo de otimização foi desenvolvido no *Excel*, com o auxílio do *Solver*. Neste caso, uma vez que o problema a resolver é contínuo e não linear, foi selecionado o método de resolução GRG Não Linear.

O objetivo do modelo desenvolvido é determinar o despacho que permite a minimização dos custos de operação horários das centrais térmicas da Refinaria de Sines. O valor obtido estará dependente de variáveis de entrada, são elas os preços de mercado do gás natural, das licenças de CO_2 e da eletricidade bem como do consumo elétrico que se verifica na instalação. Para além disso, a instalação tem restrições de operação que foram implementadas para que a viabilidade técnica fosse atingida. O despacho será dado pelas produções nas turbinas de cogeração e a vapor, bem como das caldeiras convencionais.

Quanto ao modelo desenvolvido, o fluxograma representado na figura 4.1 resume a ordem de trabalhos até ao cálculo do objetivo final.

Descrito resumidamente o processo de cálculo dos custos de operação das centrais térmicas, procedeu-se à sua explicação mais detalhada utilizando equações e simbologia devidamente fundamentada.

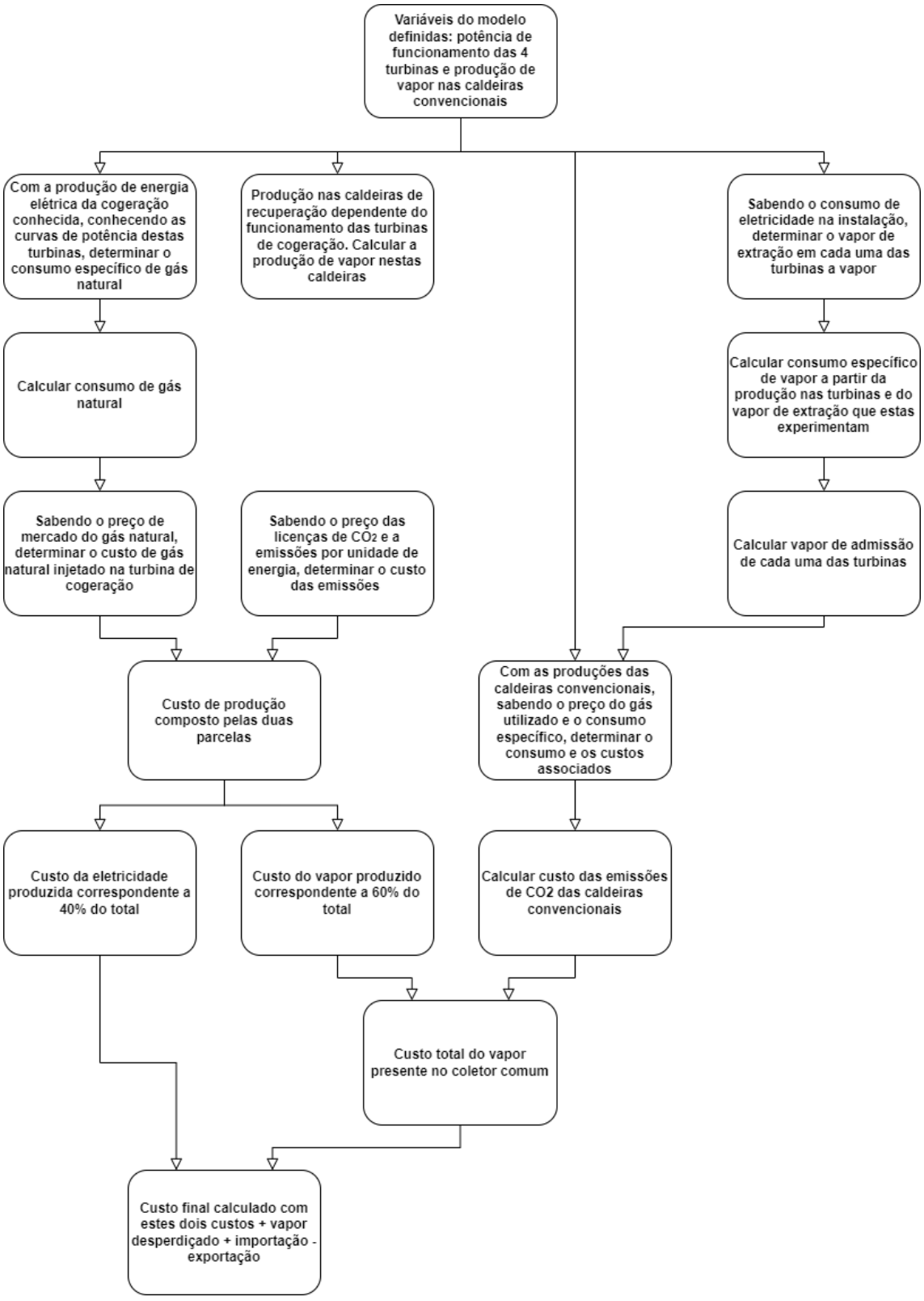


Figura 4.1: Esquema representativo do processo de cálculo incorporado no modelo

4.1 Parâmetros de entrada

Para começar a construção do modelo de otimização é essencial definir quais os parâmetros de entrada, aqueles que se mantêm constantes durante o processo de procura da melhor solução. Estes assentam essencialmente em custos independentes do sistema e o consumo elétrico da refinaria e estão representadas na seguinte tabela, bem como as suas respetivas siglas e unidades:

Tabela 4.1: Parâmetros de entrada do modelo

Parâmetros de entrada	**Sigla**	**Unidades**
Preço de mercado da eletricidade	$Preco_{elet}$	€/MWh
Preço de mercado do gás	$Preco_{gas}$	€/MWht
Preço das licenças CO_2	$Preco_{CO_2}$	€/tCO_2
Consumo de eletricidade	$Potencia_{total}$	MW

A definição dos parâmetros de entrada tem como base os cenários pensados relativamente ao comportamento dos mercados. Para executar os vários testes e cenários estipulados basta modificar o valor destes parâmetros. O seu peso no modelo estará incorporado nos cálculos a efetuar.

De destacar que os consumos de eletricidade estão em potência (MW) e não em energia (MWh), tal como a produção nas turbinas. Em termos quantitativos esta simplificação não traz grandes alterações, apenas tem de ser tido em conta que todos os custos calculados são para uma hora de funcionamento, dado que:

$$P = \frac{E}{\Delta t} \tag{4.1}$$

Assim sendo, quando estiver referido que a instalação tem uma potência de funcionamento de 60 MW, isto quer dizer que vai consumir 60 MWh. Exercício similar pode ser feito para a produção de eletricidade nas turbinas.

4.2 Variáveis do modelo

As variáveis do modelo são as variáveis que são alteradas pelo método de otimização de forma a atingir o objetivo pretendido, ou seja, a ir de encontro à função objetivo. Estas variáveis tratam-se das potências de produção por parte de cada um dos geradores acoplados às respetivas turbinas, bem como as produções de vapor nas duas caldeiras convencionais.

Tabela 4.2: Variáveis do modelo

Variáveis	Sigla	Unidade
Potência CG1	P_1	MW
Potência CG2	P_2	MW
Potência TG4	P_3	MW
Potência TG5	P_4	MW
Vapor produzido BF2	$Vapor_3$	t/h
Vapor produzido BF4	$Vapor_4$	t/h

A estas variáveis estão sujeitas restrições que devem ser cumpridas de forma a tornar a função objetivo num resultado viável e praticável.

4.3 Restrições

Para o modelo de otimização desenvolvido foram aplicadas restrições que implicam as cargas das turbinas e as produções de vapor por parte das caldeiras. Sabe-se que estas máquinas apresentam mínimos e máximos de funcionamento que devem ser respeitados para que seja mantido o bom funcionamento destas, evitando assim cortes de funcionamento e acidentes.

Tabela 4.3: Restrições do modelo de otimização

Variáveis	Mínimo	Máximo
P_1	35 MW	43 MW
P_2	35 MW	43 MW
P_3	2,5 MW	19 MW
P_4	5 MW	17,5 MW
$Vapor_3$	0 t/h	100 t/h
$Vapor_4$	0 t/h	100 t/h
$Vapor_{desperdicado}$	0 t/h	

De salientar que estas restrições são quase todas aplicadas às variáveis do modelo à exceção do $Vapor_{desperdicado}$. A obtenção desta variável será explicada adiante uma vez que está dependente do vapor produzido e consumido. Para além disso, embora as caldeiras convencionais não tenham mínimos de funcionamento, ou seja podem ser desligadas a qualquer momento, essa situação não é ideal dado que o processo de arranque significa o incorrer em elevados custos, para além da refinaria estar mais suscetível às variações nos mercados.

4.4 Curvas de funcionamento das turbinas

Para proceder à análise económica do funcionamento das centrais térmicas da refinaria de Sines é necessário consultar as curvas de funcionamento das turbinas de produção de eletricidade, de forma a conhecer a variação de combustível utilizado em função da potência da máquina e da

quantidade de vapor de baixa pressão que estas extraem por hora. Posto isto, estão seguidamente representadas as curvas de potência para as turbinas a vapor TG4 e TG5:

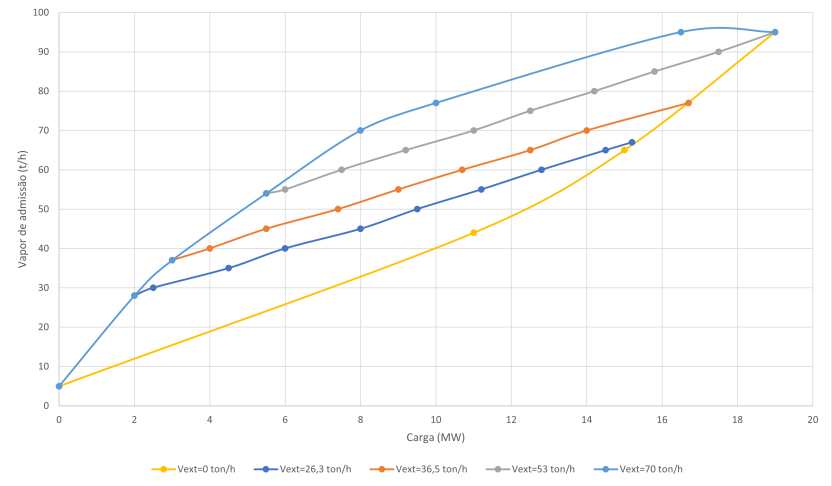


Figura 4.2: Curvas de potência da turbina TG4

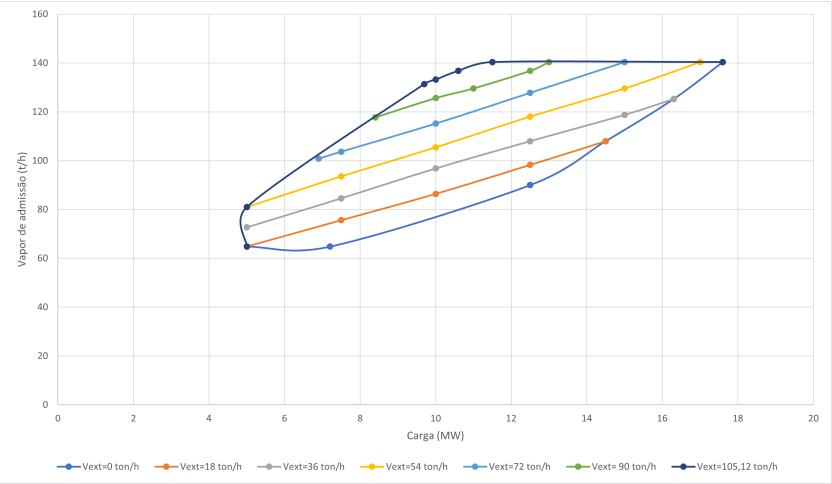


Figura 4.3: Curvas de potência da turbina TG5

Interpretando os gráficos das duas figuras anteriores é possível retirar valores relativos ao consumo de vapor para as diversas cargas e diferentes vapores de extração. Com esses valores conhecidos, o consumo específico pode ser obtido seguindo a seguinte equação:

$$SC_{vapor} = \frac{Vapor_{admissao}}{Carga_{turbina}} \tag{4.2}$$

No caso da TG4 foram obtidos os valores representados na tabela 4.4:

Para TG5, os valores utilizados foram os representados na tabela 4.5. Quanto a estes, foi necessário ter em conta que há dois estágios para extração e que a mencionada no gráfico corresponde ao segundo estágio, ou seja, o de 3,5 bar.

Tabela 4.4: Carga vs Vapor de admissão TG4

Vapor extração = 26,3 t/h			Vapor extração = 36,5 t/h			Vapor extração = 53 t/h		
Carga (MW)	**Vapor de admissão (t/h)**	**Consumo específico vapor (t/MWh)**	**Carga (MW)**	**Vapor de admissão (t/h)**	**Consumo específico vapor (t/MWh)**	**Carga (MW)**	**Vapor de admissão (t/h)**	**Consumo específico vapor (t/MWh)**
2,5	30	12,000	4	40	10,000	6	55	9,167
4,5	35	7,778	5,5	45	8,182	7,5	60	8,000
6	40	6,667	7,4	50	6,757	9,2	65	7,065
8	45	5,625	9	55	6,111	11	70	6,364
9,5	50	5,263	10,7	60	5,607	12,5	75	6,000
11,2	55	4,911	12,5	65	5,200	14,2	80	5,634
12,8	60	4,688	14	70	5,000	15,8	85	5,380
14,5	65	4,483				17,5	90	5,143
						19	95	5,000

Tabela 4.5: Carga vs Vapor de admissão TG5

Vapor extração = 18 t/h			Vapor extração = 36 t/h			Vapor extração = 54 t/h		
Carga (MW)	**Vapor de admissão (t/h)**	**Consumo específico vapor (t/MWh)**	**Carga (MW)**	**Vapor de admissão (t/h)**	**Consumo específico vapor (t/MWh)**	**Carga (MW)**	**Vapor de admissão (t/h)**	**Consumo específico vapor (t/MWh)**
5	64,8	12,96	5	72,72	14,544	5	81	16,200
7,5	75,6	10,08	7,5	84,6	11,280	7,5	93,6	12,480
10	86,4	8,64	10	96,84	9,684	10	105,48	10,548
12,5	98,28	7,8624	12,5	108	8,640	12,5	118,08	9,446
14,5	108	7,4483	15	118,8	7,920	15	129,6	8,640
			16,3	125,28	7,686	17	140,4	8,259
Vapor extração = 72 t/h			**Vapor extração = 90 t/h**			**Vapor extração = 105,12 t/h**		
Carga (MW)	**Vapor de admissão (t/h)**	**Consumo específico vapor (t/MWh)**	**Carga (MW)**	**Vapor de admissão (t/h)**	**Consumo específico vapor (t/MWh)**	**Carga (MW)**	**Vapor de admissão (t/h)**	**Consumo específico vapor (t/MWh)**
6,8	100,8	14,824	8,4	117,72	14,014	9,7	132,84	13,695
7,5	103,68	13,824	10	125,64	12,564	10	133,2	13,320
10	115,2	11,520	11	129,6	11,782	10,6	136,8	12,906
12,5	127,8	10,224	12,5	136,8	10,944	11,5	140,4	12,209
15	140,4	9,360	13	140,4	10,800			

Através dos resultados obtidos para o consumo específico em cada turbina, construiram-se os gráficos que relacionam o consumo específico com a carga das máquinas para os vários níveis de vapor de extração. Foram acrescentadas linhas de tendência do tipo potência para cada uma das séries e apresentada a sua equação:

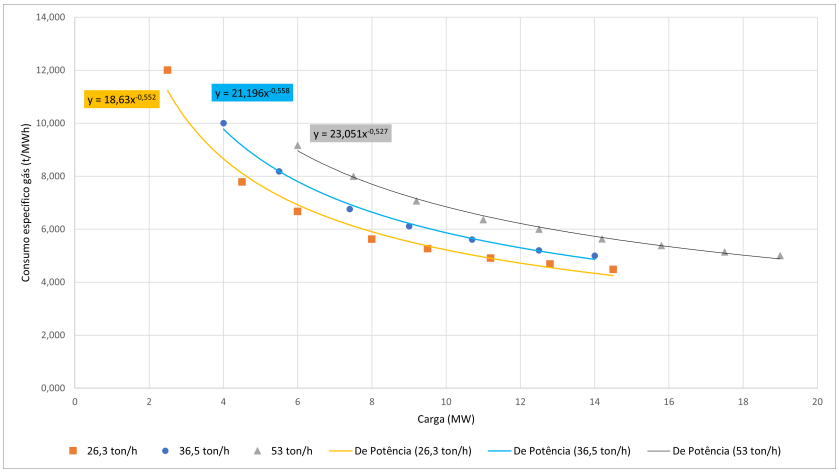


Figura 4.4: Consumo específico da turbina TG4

A partir das equações representadas no gráfico das figuras 4.4 e 4.5 é possível perceber qual a quantidade de vapor gasto para que a máquina funcione àquela carga. O consumo específico das máquinas será importante para o cálculo dos custos de produção, mais concretamente para o custo do vapor que terá implicações no custo de produção.

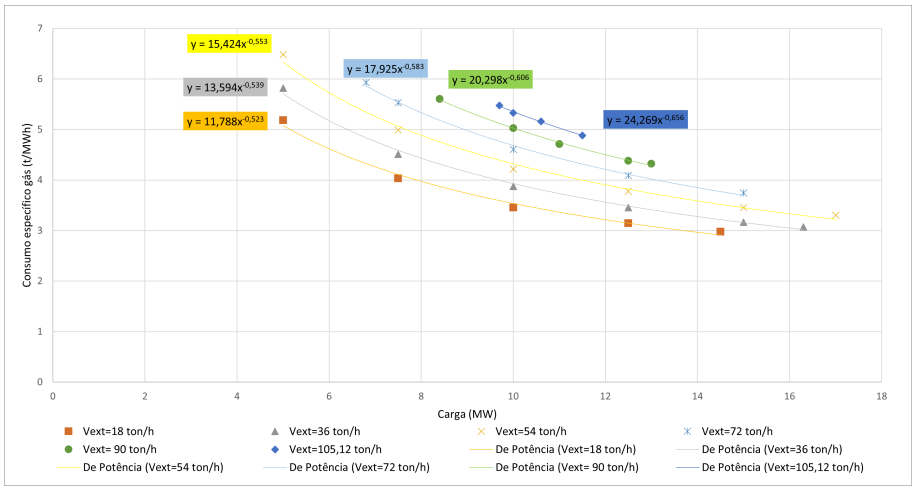


Figura 4.5: Consumo específico da turbina TG5

Relativamente à cogeração, foram deduzidas curvas de funcionamento a partir da informação disponibilizada. Desta forma, o gás consumido em função da potência de funcionamento da máquina é o seguinte:

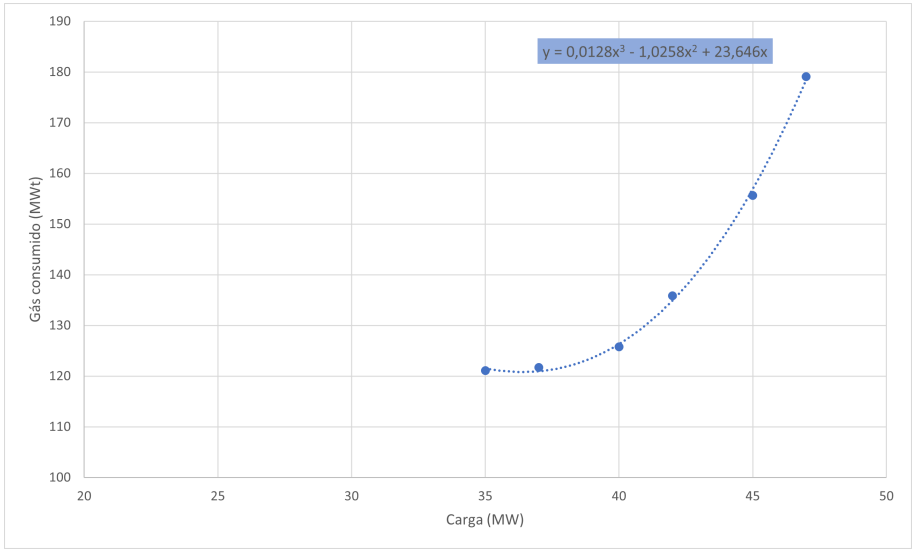


Figura 4.6: Curva de potência das turbinas de cogeração

De modo similar ao efetuado para as turbinas a vapor, também foi gerado um gráfico do consumo específico em função da carga e respetiva linha de tendência do tipo polinomial e de grau 2.

4.5 Construção do modelo de otmização

Tal como já referido diversas vezes anteriormente, a produção de eletricidade na refinaria de Sines é feita em duas centrais distintas: cogeração e convencional. Para calcular o custo de

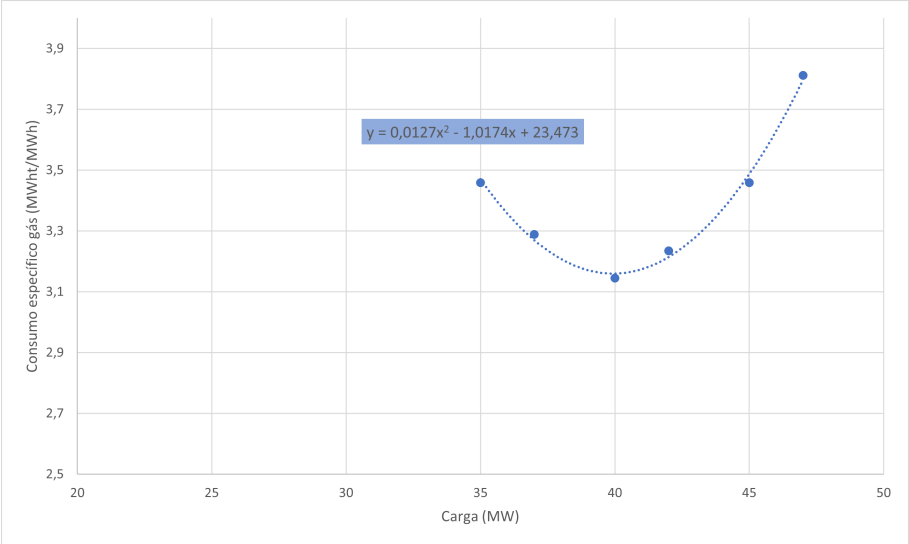


Figura 4.7: Consumo específico das turbinas de cogeração

produção da eletricidade é necessário ter em conta o preço do combustível utilizado em cada uma delas, ou seja, o preço do gás no caso da cogeração e o preço do vapor no caso da central térmica convencional.

O preço do gás utilizado é o do mercado diário em funcionamento em Portugal, o MIBGAS.

Relativamente ao preço do vapor, o processo de obtenção deste valor não é tão simples. A montante das turbinas convencionais estão as caldeiras onde o vapor utilizado nas turbinas é produzido. Estas caldeiras funcionam a *fuel* gás ou a gás natural, estando o preço do vapor produzido dependente do preço destes combustíveis e da produção em cada uma das caldeiras.

Seguidamente são apresentadas todas as equações e simplificações que serviram de base à elaboração do modelo de otimização. O modelo tem em conta 3 configurações possíveis:

- Regime de auto-consumo;
- Cogeração exportada a preço de mercado;
- Cogeração exportado por *feed-in-tariff*, tarifa fixa de 60 €/MWh.

A descrição abaixo assenta num cenário de autoconsumo, ou seja, toda a energia produzida pode ser consumida e o restante é exportado para a rede elétrica nacional. Para os outros dois, a energia elétrica produzida nas turbinas de cogeração deve ser vendida à rede, sendo o custo determinado pela configuração considerada. No caso da venda a mercado, o preço de exportação é baseado no preço de mercado. Se o regime considerado for a venda por *feed-in-tariff*, o preço de exportação é fixo e combinado.

4.5.1 Central de cogeração

O processo de cálculo do custo de produção na cogeração é imediato, bastando consultar as curvas de potência das turbinas e perceber qual a quantidade de gás necessária para cada nível

de carga de funcionamento. Posto isto, o consumo específico de cada turbina pode ser calculado segundo a equação presente na figura 4.7:

$$SC_{gas} = 0,0127 \times Carga^2_{turbina} - 1,0174 \times Carga_{turbina} + 23,473 \tag{4.3}$$

A partir do consumo específico de gás dado em MWht/MWh, facilmente se conhece a quantidade de gás utilizado no processo de cogeração, dada em MWht:

$$Consumo_{gas} = SC_{gas} \times P \tag{4.4}$$

Dado que o preço do gás natural em mercado é definido pelo cenário a simular, o custo de produção das turbinas de cogeração está associado ao custo do gás utilizado como combustível das mesmas. Assim sendo, o custo do gás é dado pelo seguinte:

$$Custo_{gas} = Consumo_{gas} \times Preco_{gas} \tag{4.5}$$

Este custo será dado em €.

O processo de cogeração, segundo o capítulo 2 e as referências bibliográficas consultadas, produz energia elétrica e térmica a partir da mesma fonte de energia primária. Posto isto, o custo de produção pode ser dividido em custo da eletricidade produzida (€/MWh) e custo do vapor produzido (€/t).

Segundo a figura 2.16, numa cogeração existem 20% de perdas. Quanto ao restante é dividido em 31% de produção de energia elétrica e 49% de energia térmica. Assim, a distribuição do gás natural injetado na cogeração é a seguinte:

$$\%Eletricidade = \frac{31\%}{80\%} = 38,75\% \tag{4.6}$$

$$\%Vapor = \frac{49\%}{80\%} = 61,25\% \tag{4.7}$$

Este processo faz com que as emissões de CO_2 sejam mais baixas, no entanto elas existem e devem ser calculadas, pois são custos acrescidos para a refinaria. As licenças de CO_2 tem um mercado próprio e o preço destas é um dos parâmetros de entrada do modelo. Assim, para calcular o custo destas é necessário perceber a quantidade de CO_2 emitido para a atmosfera por parte do sistema de cogeração, sendo que este valor ronda os 374 $kgCO_2$/MWh [68]. Assim:

$$Custo_{emissoes} = \frac{374}{1000} \times P \tag{4.8}$$

O custo de produção na cogeração será dado por:

$$Custo_{cogeracao} = Custo_{gas} + Custo_{emissoes} \tag{4.9}$$

Com base nestes valores e na equação 4.6, existem condições para o cálculo do custo da eletricidade produzida, dado pelo seguinte:

$$Custo_{elet} = \frac{Custo_{cogeracao}}{P} \times 0,3875 \tag{4.10}$$

Para determinar o custo do vapor produzido é essencial saber qual a produção nas caldeiras de recuperação. Supondo que a relação entre a produção de eletricidade e calor mantém-se constante, a produção de vapor por parte das caldeiras de recuperação apresenta uma relação linear com a potência do gerador acoplada à turbina, logo o seu valor pode ser determinado recorrendo a uma interpolação linear, dada pela seguinte equação geral:

$$y = \frac{y_1 - y_0}{x_1 - x_0} \times (x - x_0) + y_0 \tag{4.11}$$

Aplicando a equação 4.11 à relação entre o vapor produzido e a potência do gerador, obtém-se a seguinte equação:

$$Vapor = \frac{Vapor_{max} - Vapor_{min}}{P_{max} - P_{min}} \times (P - P_{min}) + Vapor_{min} \tag{4.12}$$

Relativamente à equação 4.12, apenas os limites das caldeiras de cogeração não estão estabelecidos. Segundo dados da ficha técnica destas máquinas, os limites de funcionamento são:

Tabela 4.6: Limites de produção das caldeiras BR1 e BR2

Variáveis	**Mínimo (t/h)**	**Máximo (t/h)**
$Vapor_1$	105	125
$Vapor_2$	105	125

Sabido o vapor produzido nas caldeiras BR e com base na equação 4.7, o custo deste mesmo vapor é dado pela equação abaixo:

$$Custo_{vapor} = \frac{Custo_{cogeracao}}{Vapor} \times 0,6125 \tag{4.13}$$

A variável acima apresenta como unidades o €/t. O custo horário do vapor produzido pode também ser calculado e é dado pela seguinte equação:

$$Custo_{vaporhorario} = Custo_{vapor} \times Vapor \tag{4.14}$$

4.5.2 Central térmica

A central térmica é constituída pelas duas turbinas a vapor e as caldeiras convencionais. O processo de obtenção dos custos de produção na central térmica é complexo visto que o vapor que será encaminhado para as turbinas TG4 e TG5 provém de caldeiras com modos de funcionamento e caraterísticas distintas. Posto isto, torna-se essencial calcular os custos de produção nestas caldeiras e o vapor proveniente de cada uma delas que entrará no coletor comum. Os custos das caldeiras de recuperação foram calculados no capítulo anterior. Relativamente às caldeiras convencionais, tal como mencionado anteriormente, a produção destas é uma das variáveis do modelo

de otimização. Posto isto, e visto que tanto o combustível utilizado como os consumos específicos são conhecidos, o custo de produção destas caldeiras pode ser obtido.

A caldeira BF2 é alimentada exclusivamente por gás natural, já a BF4 usa apenas *fuel* gás. Sendo o *fuel* gás um resíduo dos combustíveis produzidos nos processos e que, caso não seja utilizado, é queimado na *flare*, o seu custo foi assumido como 5 €/MWht, um valor meramente indicativo. Estes preços são representados por $\text{Preço}_{\text{gás utilizado}}$.

Os consumos específicos destas duas caldeiras ($\text{SC}_{\text{gás caldeira}}$) encontram-se representados na seguinte tabela:

Tabela 4.7: Consumo específico das caldeiras convencionais

Caldeiras	**Consumo específico gás / fuel gás (MWht/t)**
BF2	0,98
BF4	0,9

De salientar que estes são valores estimados pela equipa de gestão da fábrica de utilidades da Refinaria de Sines e podem não corresponder à realidade.

Identicamente ao calculado para as turbinas de cogeração na equação 4.4, o consumo de gás nestas caldeiras também pode ser determinado segundo a seguinte fórmula adaptada:

$$Consumo_{gas} = SC_{gascaldeira} \times Vapor \tag{4.15}$$

Com estas variáveis definidas, o custo do vapor produzido, é dado pela seguinte equação:

$$Custo_{gas} = Preco_{gasutilizado} \times Consumo_{gas} \tag{4.16}$$

O preço do gás utilizado é dado em €/MWht, quanto ao consumo de gás este vem em MWht. Posto isto, as unidades do custo de gás são €.

Ao contrário do que foi feito com a cogeração, para a central térmica foram calculadas as emissões nas duas caldeiras. É importante ter em conta que estas utilizam combustíveis distintos, influenciando a quantidade de CO_2 emitido por cada MWht.

Tabela 4.8: Emissões CO_2 por tipo de combustível [69]

Combustível	**Emissões CO_2 ($kgCO_2$/MWht)**
Gás	201
Fuel Gás	279

As emissões são então calculadas tendo em conta o seu valor por unidade de energia térmica, bem como o consumo espcífico de gás e a produção de vapor:

$$Custo_{emissoes} = Preco_{emissoes} \times \frac{Emissoes}{1000} \times SC_{gascaldeira} \times Vapor \tag{4.17}$$

Assim, o custo total de produção nas caldeiras é o seguinte:

$$Custo_{caldeira} = Custo_{gas} + Custo_{emissoes} \tag{4.18}$$

O custo do vapor produzido, por sua vez, terá em conta a quantidade de vapor produzida, logo a sua unidade é o €/t:

$$Custo_{vapor} = \frac{Custo_{caldeira}}{Vapor} \tag{4.19}$$

Com a obtenção do preço do vapor para cada caldeira é possível obter o custo do total de vapor existente no coletor comum que depois será distribuído pelas duas turbinas convencionais. Este é dado pela seguinte equação:

$$Custo_{totalvapor} = \sum_{i=1}^{4} Custo_{vapor,i} \tag{4.20}$$

A variável i trata-se da caldeira em questão, onde:

- i=1 - BR1
- i=2 - BR2
- i=3 - BF2
- i=4 - BF4

Se a este custo for dividido o total de vapor produzido, obtém-se o custo do vapor por tonelada presente no coletor, o que será útil para posteriormente calcular os custos de produção das turbinas a vapor. Visto que o vapor é todo misturado no coletor comum, este vai ter um custo por tonelada único. Assim:

$$Vapor_{CC} = \sum_{i=1}^{4} Vapor_i \tag{4.21}$$

$$Custo_{vaporCC} = \frac{Custo_{totalvapor}}{Vapor_{coletorcomum}} \tag{4.22}$$

Posto isto, todos os custos relacionados com vapor estão agora calculados, ou seja, é possível passar para a parte da produção de eletricidade encarregue pelas turbinas a vapor.

Para o cálculo dos custos de funcionamento e produção das turbinas a vapor é essencial a consulta das curvas de consumo específico dos respetivos geradores e a sua correta interpretação. Sabe-se que estas estão dependentes dos vapores de extração que a turbina experimenta, portanto começou-se por calcular a quantidade de vapor que será extraído para os processos. Semelhante ao que foi feito para a produção de vapor nas caldeiras de recuperação, estabeleceu-se uma relação entre o vapor extraído e o consumo de eletricidade em toda a refinaria através de uma interpolação,

Tabela 4.9: Limites de potência da refinaria

Potência da instalação	**Mínimo (MW)**	**Máximo (MW)**
P_{total}	25	70

utilizando como base a equação 4.11. Os limites de carga da instalação foram obtidos através da informação disponibilizada e correspondem a:

Quanto aos limites dos vapores de extração correspondem ao mínimo e máximo apresentado nas curvas:

Tabela 4.10: Limites do vapor a extrair em cada uma das turbinas

Vapor Extração	**Mínimo (t/h)**	**Máximo (t/h)**
TG4	26,3	53
TG5	18	105,12

Com as duas tabelas anteriormente apresentadas, o vapor de extração pode ser obtido pela seguinte equação:

$$Vapor_{extracao} = \frac{P_{max} - P_{min}}{Vapor_{extracaomax} - Vapor_{extracaomin}} \times (P - P_{min}) + Vapor_{extracaomin} \tag{4.23}$$

Com os níveis de vapor extraídos por cada uma das turbinas TG já calculados, passa-se para o cálculo do consumo específico de vapor. Inicialmente, consultando as figuras 4.4 e 4.5, retiram-se as linhas de tendência geradas para cada vapor de extração a considerar. A equação geral destas curvas é a seguinte:

$$y = ax^b \tag{4.24}$$

Em que y é o consumo específico de vapor (t/MWh) e x corresponde à potência de funcionamento da turbina (MW).

De forma a elaborar uma curva única aproximada que englobe qualquer nível de extração, é fulcral determinar corretamente os parâmetros a e b das duas novas linhas de tendência a implementar, uma para cada turbina. Como tal, criou-se um gráfico que relaciona os parâmetros a e b das duas turbinas com os vapores de extração e verificou-se a relação entre as duas variáveis:

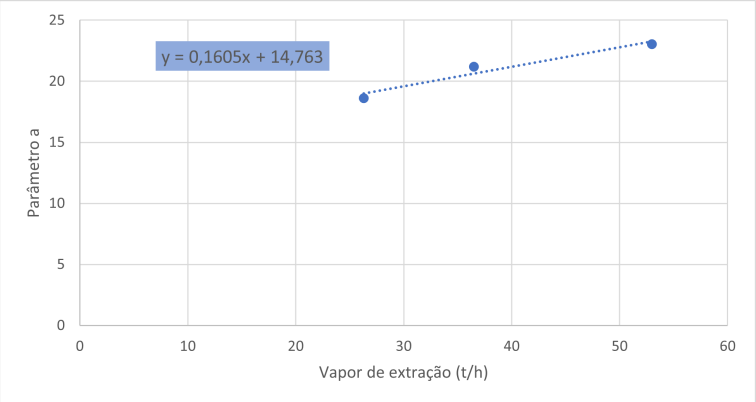


Figura 4.8: Parâmetro a de TG4

Analisando a figura, nota-se uma relação aproximadamente linear, ficando a linha de tendência próxima dos pontos considerados. Assim, está descoberto um dos parâmetros para a curva única de consumo específico de TG4, estando este dependente apenas do vapor de extração.

Relativamente ao parâmetro b, foi feito o mesmo exercício:

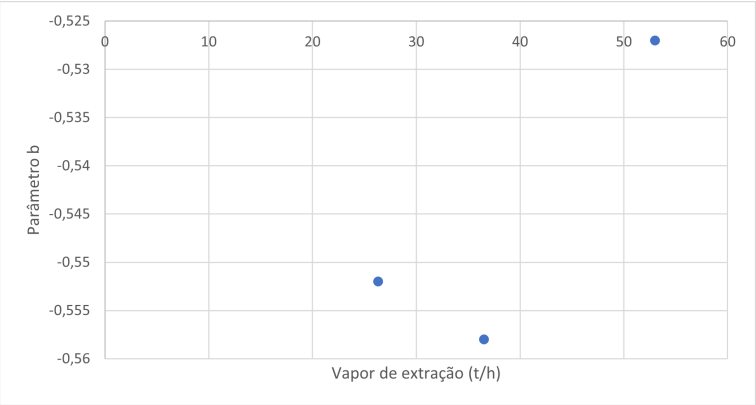


Figura 4.9: Parâmetro b de TG4

Facilmente se percebe que não existe nenhuma proporcionalidade entre as duas variáveis. No entanto, atendendo ao eixo vertical, verifica-se que este sofre um desvio bastante baixo para os vários níveis de vapor de extração, situa-se entre -0,527 e -0,558. Neste caso, optou-se por fazer uma média dos 3 valores, resultando:

$$b = \frac{-0,552 + (-0,558) + (-0,527)}{3} = -0,546 \tag{4.25}$$

Finalmente, a curva de consumo específico para a turbina TG4 é dada pela seguinte equação:

$$SC_{vaporturbina} = (0,1605 \times Vapor_{extracao} + 14,763) \times P^{(-0,546)} \tag{4.26}$$

O consumo específico de vapor na turbina vai ser dado em t/MWht.

Para a turbina TG5 o processo descrito anteriormente foi replicado. Neste caso já existem mais níveis de vapor de extração, o que poderia causar alguma dificuldade na exatidão da linearidade a obter.

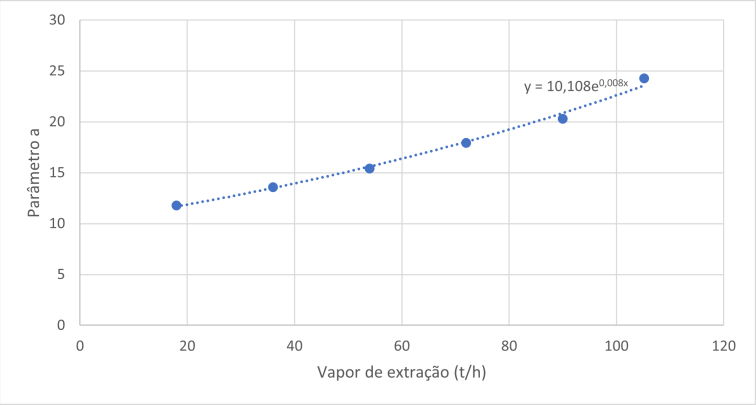


Figura 4.10: Parâmetro a de TG5

A linha de tendência, do tipo exponencial, aproxima-se dos pontos considerados. Assim, o parâmetro a para a curva da turbina TG5 está definido.

Quanto ao parâmetro b, já se verificam diferenças substanciais para os vários níveis de extração. Assim, recorreu-se a um novo gráfico e à respetiva equação:

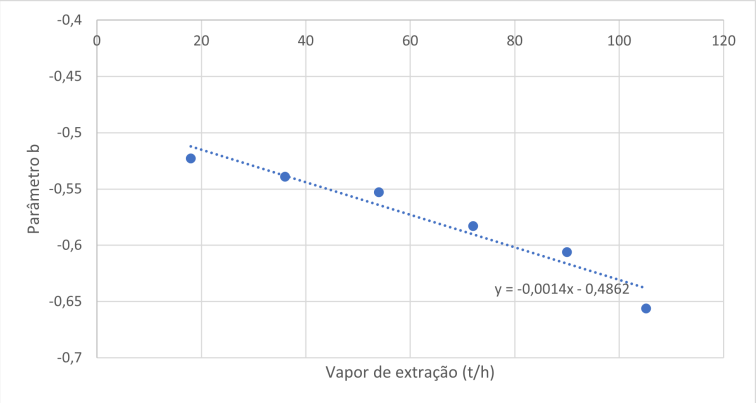


Figura 4.11: Parâmetro b de TG5

Com os dois parâmetros encontrados, existem condições para determinar o consumo específico da turbina TG5. Este cálculo pode ser efetuado segundo a equação abaixo:

$$SC_{vaporturbina} = 10,108 \times e^{0,008 \times Vapor_{extracao}} \times P^{-0,0014 \times Vapor_{extracao} - 0,4862} \tag{4.27}$$

Seguidamente, dado a existência do consumo específico de vapor em t/MWh e a potência da turbina em MW, pode-se proceder ao cálculo do vapor de admissão em cada uma das turbinas:

$$Vapor_{admissao} = P \times SC_{vaporturbina} \tag{4.28}$$

Relativamente ao custo da eletricidade produzida será dada em função do custo do vapor no coletor comum e do vapor efetivo que vai para a turbina para a produção de eletricidade, ou seja, depois do estágio de extração. Assim sendo:

$$Custo_{elet} = Custo_{vaporCC} \times \frac{Vapor_{admissao} - Vapor_{extracao}}{P} \tag{4.29}$$

Assumiu-se que do vapor total produzido, há cerca de 10% de perdas, ou seja, vapor que não chega a ser consumido. Aliado a isso, poderá acontecer que o vapor produzido nas caldeiras seja superior ao vapor de admissão nas duas turbinas, ou seja, ao vapor consumido. Neste caso, existirá um vapor desperdiçado que terá custos associados, de forma a que seja mínimo. Este vapor desperdiçado sai por uma válvula redutora que permite que a pressão baixe de 80,5 bar para 25 bar sem produzir qualquer tipo de trabalho. Assim, o vapor desperdiçado é calculado da seguinte forma:

$$Vapor_{desperdicado} = Vapor_{CC} \times 0,9 - Vapor_{admissaoTG4} - Vapor_{admissaoTG5} \tag{4.30}$$

O custo deste foi calculado através de uma média ponderada do custo do vapor e da quantidade produzida em cada uma das caldeiras:

$$Custo_{vapor-desperdicado} = Vapor_{desperdicado} \times \frac{\sum_{i=1}^{4}(Vapor \times Custo_{vapor})}{Vapor_{CC}} \tag{4.31}$$

4.6 Função objetivo

A função objetivo corresponde à variável que deve ser otimizada. Anteriormente ficou definido que o objetivo seria a minimização dos custos. Assim sendo, a função objetivo terá de incluir todos os custos associados ao funcionamento das centrais bem como os lucros de uma eventual exportação de eletricidade. Resta definir as variáveis associadas à importação e exportação de eletricidade.

$$Custo_{total} = Custo_{producao} + Custo_{vapor-desperdicado} Custo_{importado} - Lucro_{exportado} \tag{4.32}$$

Primeiramente, quanto ao preço da eletricidade importada $\text{Preço}_{\text{Importado}}$ provém do preço registado no mercado diário do MIBEL com o acréscimo das tarifas de acesso à rede. Estas tarifas terão de ser as aplicadas ao nível de tensão da ligação da refinaria à rede, neste caso Muito Alta Tensão, e encontram-se representadas na tabela 4.11.

Assim, o preço do importado será igual ao preço resultante no mercado SPOT do MIBEL mais as tarifas aplicáveis:

$$Preco_{importado} = Preco_{elet} + Tarifas_{importacao} \tag{4.33}$$

Tabela 4.11: Tarifas de acesso às redes para importação de eletricidade

Tarifas de acesso à redes em MAT		**Preços**	
Potência		**€/kW.mês**	**€/kW.dia**
Horas de Ponta		1,385	0,0455
Contratada		0,792	0,0260
Energia Ativa		**€/kWh**	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0291	
	Horas cheias	0,0219	
	Horas de vazio normal	0,0130	
	Horas de super vazio	0,0130	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0290	
	Horas cheias	0,0219	
	Horas de vazio normal	0,0130	
	Horas de super vazio	0,0130	
Energia Reativa		**€/kvarh**	
Indutiva		0,0231	
Capacitiva		0,0173	

A quantidade de eletricidade a importar é dada pela diferença entre o consumo e a produção interna de eletricidade. Caso a produção seja superior, a importação é 0:

$$Importacao = max(P_{total} - \sum_{j=1}^{4} P; 0) \tag{4.34}$$

Sendo j:

- j=1 - CG1
- j=2 - CG2
- j=3 - TG4
- j=4 - TG5

Estando o custo do importado dependente dos dois últimos parâmetros, vem:

$$Custo_{importado} = Preco_{importado} \times Importacao \tag{4.35}$$

Relativamente ao preço da eletricidade que é exportada para a rede elétrica $\text{Preço}_{\text{Exportado}}$, também esta está sujeita a tarifas aplicadas pela ERSE, representadas na tabela 4.12:

Tabela 4.12: Tarifas de acesso à rede para exportação de eletricidade

Uso da rede de transporte		**Preços (€/MWh)**
Energia ativa	Horas de fora de vazio	0,5482
	Horas de vazio	0,4238

Seguindo a lógica desenvolvida para a importação, o custo da exportação é calculado com as 3 equações abaixo apresentadas:

$$Preco_{exportado} = Preco_{elet} + Tarifas_{exportacao} \tag{4.36}$$

$$Exportacao = max(\sum_{j=1}^{4} P_{total} - P; 0) \tag{4.37}$$

$$Lucro_{exportado} = Preco_{exportado} \times Exportacao \tag{4.38}$$

Com os valores de importação e exportação totalmente calculados e usando como base a equação 4.32, o custo total de operação das centrais é dado pela seguinte equação:

$$Custo_{total} = \sum_{i=1}^{2} Custo_{cogeracao} + \sum_{i=3}^{4} Custo_{caldeira} + Custo_{vapor-desperdicado} + Custo_{importado} - Lucro_{exportado} \tag{4.39}$$

Caso este custo seja negativo, a refinaria lucra com o funcionamento das centrais térmicas. Este cenário é possível quando a exportação tem um preço muito mais alto que o custo de eletricidade produzida nas centrais.

Quanto às outras duas modalidades, a função objetivo assume a mesma equação e os cálculos das restantes variáveis são idênticos. Apenas foram feitas alterações na última fase relativa à importação e exportação e respetivos preços.

Posto isto, nos dois casos a exportação é igual à soma das produções registadas nas turbinas de cogeração. Assim sendo, a equação 4.37 foi substituída pela seguinte:

$$Exportacao = \sum_{j=1}^{2} P \tag{4.40}$$

Relativamente à importação, esta é feita tendo em conta a produção nas duas turbinas a vapor e do consumo de eletricidade na refinaria. Desta forma, ao invés da equação 4.34, a importação é dado por:

$$Importacao = P_{total} - \sum_{j=3}^{4} P \tag{4.41}$$

Quanto aos preços a aplicar, estes diferem de um caso para o outro. No modelo de venda a mercado, o preço de exportação é obtido da mesma forma que o do modelo de autoconsumo, ou seja, seguindo a equação 4.36.

No entanto, para o caso de venda em feed-in-tariff ou contratos bilaterais, foi assumido o valor fixo de 60 €/MWh. Assim, o lucro de exportação já não é dado pela equação 4.38, mas sim:

$$Lucro_{exportado} = 60 \times Exportacao \tag{4.42}$$

Capítulo 5

Simulação de cenários de operação

Este capítulo centra-se na aplicação da metodologia descrita anteriormente em 4 e análise dos diversos resultados obtidos. Foram tidos em conta os cenários de evolução dos diversos mercados e diferentes consumos por parte da refinaria. Para além disso, o modelo de otimização foi aplicado para as 3 configurações possíveis: autoconsumo, venda da energia elétrica produzida pela cogeração em mercado diário e por via de *feed-in-tariff*.

Para a simulação foram considerados apenas os equipamentos em funcionamento atualmente, ou seja:

Tabela 5.1: Maquinaria considerada para as simulações

	Turbinas	**Caldeiras**
Cogeração	CG1	BR1
	CG2	BR2
Central Convencional	TG2	BF2
	TG4	BF4

5.1 Cenários de exploração

Os cenários de exploração foram definidos com base nos parâmetros de entrada do modelo de otimização. Relativamente à potência de consumo elétrico da refinaria, foram utilizados 3 valores: 25 MW (mínimo), 60 MW (usual) e 70 MW (máximo). O comportamento dos respetivos mercados foi analisado para tentar estabelecer ligações entre estes. Nos gráficos 5.1 e 5.2 é possível observar a relação entre o mercado do gás natural e o da eletricidade e entre o preço no mercado do gás natural e o das licenças de CO_2, respetivamente.

Para ambos os casos foram analisados valores de 2021, uma vez que, ao longo deste ano, o comportamento dos mercados foi bastante heterogéneo, facilitando o estabelecimento de relações entre os mercados.

Com base nas linhas de tendência apresentadas nas figuras 5.1 e 5.2, a relação entre o preço da eletricidade e o preço do gás natural é dada pela equação 5.1

$$Preco_{eletricidade} = 2 \times Preco_{gas} + 18 \tag{5.1}$$

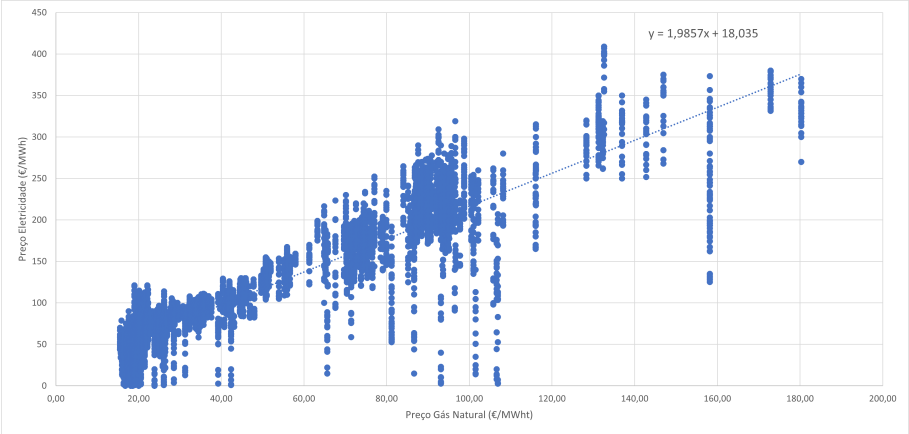


Figura 5.1: Mercado Gás Natural vs Mercado Eletricidade em 2021

O preço das licenças de CO_2 em função do de gás natural rege-se por:

$$Preco_{CO_2} = 0,32 \times Preco_{gas} + 38 \tag{5.2}$$

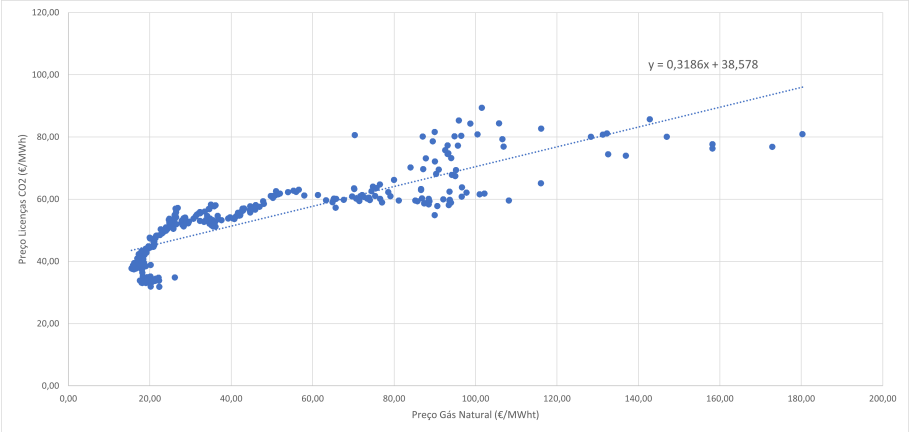


Figura 5.2: Mercado Gás Natural vs Mercado Licenças CO_2 em 2021

Visto que ambos estão dependentes do preço do MIBGAS, a construção dos cenários tem como base a estipulação de alguns valores para este mercado. Consultando os dados do preço deste mercado entre 2018 e 2021, foram obtidos os valores mínimos, médios e máximos para cada ano, representados na tabela 5.2.

Tabela 5.2: Preços médios, mínimos e máximos do MIBGAS para os últimos 4 anos

Ano	Médio (€/MWht)	Mínimo (€/MWht)	Máximo (€/MWht)
2018	22,25	17,35	29,25
2019	14,65	9,38	23
2020	9,59	3,51	19,15
2021	47,33	15,53	180,27

Com base nestes dados, foram estipulados 5 cenários de preço de gás, incluindo um muito pessimista, caso de 2021 e 2022 até ao momento de escrita do documento, e outro muito otimista, como o ano de 2020. Com os preços do gás determina-se também o dos outros mercados, recorrendo às equações 5.1 e 5.2.

Tabela 5.3: Cenários de preços considerados

Preço Gás (€/MWht)	Preço Eletricidade (€/MWh)	Preço Licenças CO_2 (€/tCO_2)
10	38	41,2
15	48	42,8
20	58	44,4
50	118	54
100	218	70

Assim, o modelo de otimização foi simulado 3 vezes para estes cenários, correspondente ao regime de exploração das centrais térmicas. Os seus resultados foram interpretados e devidamente apresentados nos subcapítulos seguintes. Os cenários foram numerados de 1 a 7, seguidos de algo que identificasse qual o regime utilizado. Para o autoconsumo utilizou-se a letra *a*, para a cogeração em mercado a letra *m* e para a cogeração em *feed-in-tariff* a sigla fit.

5.2 Cenário de produção em modo de autoconsumo

Inicialmente, o modelo de otimização foi simulado para uma configuração de autoconsumo. O primeiro cenário utilizado foi o representado na tabela 5.3 e com um consumo de 60 MW, anteriormente designado como usual. Seguidamente, foram simulados dois cenários idênticos ao anterior, apenas com a alteração da potência total da instalação para o mínimo e máximo considerado, 25 MW e 70 MW respetivamente. Estes cenários foram designados por Cenário 2 e Cenário 3.

Após a análise da influência da potência de funcionamento no modelo desenvolvido, foram simulados os restantes cenários presentes na tabela 5.3, por ordem crescente de preços de mercado e com uma potência constante e igual a 60 MW.

Assim, os parâmetros de entrada dos vários cenários testados encontram-se resumidos na tabela 5.4.

Tabela 5.4: Cenários simulados

Parâmetros	Cenário 1a	Cenário 2a	Cenário 3a	Cenário 4a	Cenário 5a	Cenário 6a	Cenário 7a
Preço Gás (€/MWht)	10	10	10	15	20	50	100
Preço Eletricidade (€/MWht)	38	38	38	48	58	118	218
Preço Emissões (€/tCO_2)	41,2	41,2	41,2	42,8	44,4	54	70
Consumo Eletricidade (MW)	60	25	70	60	60	60	60

Para o cenário 1a, e servindo de base de comparação para os restantes cenários, os resultados obtidos para a operação das turbinas, caldeiras e custos encontram-se nas tabelas 5.5, 5.6 e 5.7.

Tabela 5.5: Funcionamento das turbinas para o cenário 1 em autoconsumo

Turbinas	CG1	CG2	TG4	TG5
Potência (MW)	39,43	39,43	19,00	17,50
Vapor Extração (t/h)			47,07	85,76
Consumo Específico Vapor (t/MWh)			4,48	3,54
Consumo Vapor (t/h) - Admissão			85,04	123,90
Consumo Específico Gás (MWht/MWh)	3,18	3,18		
Consumo Gás Natural (MWht)	125,55	125,55		
Custo Gás Natural (€)	1255,53	1255,53		
Emissões (kgCO_2/MWh)	374,00	374,00		
Custo Emissões (€)	607,60	607,60		
Custo Eletricidade Produzida (€/MWh)	**18,31**	**18,31**	**19,65**	**10,71**

Tabela 5.6: Funcionamento das caldeiras para o cenário 1 em autoconsumo

Caldeiras	BR1	BR2	BF2	BF4	Total
Produção Vapor (t/h)	116,08	116,08	0,00	0,00	232,16
Preço Gás Utilizado (€/MWht)			10,00	5,00	
Consumo Específico Gás (MWht/t)			0,98	0,90	
Consumo Gás (MWht)			0,00	0,00	
Custo Gás Utilizado (€)			0,00	0,00	
Emissões (kgCO_2/MWht)			201,00	279,00	
Custo Emissões (€)			0,00	0,00	
Custo Vapor Produzido (€/t)	**9,83**	**9,83**	**0,00**	**0,00**	**9,83**
Custo Vapor Horário (€)	1141,16	1141,16	0,00	0,00	2282,33

Para o cenário 2a, tal como referido, a potência da instalação foi alterada para o mínimo de forma a avaliar a influência desta no resultado final. Posto isto, foram obtidos os seguintes valores:

Comparando os resultados obtidos para os dois cenários, relativamente às tabelas 5.5 e 5.8, verifica-se que o despacho é alterado. A potência das turbinas de cogeração diminui, uma vez que é necessária menos potência entregue à refinaria. Pelas curvas de funcionamento das turbinas de cogeração, quanto mais a potência se afasta do nominal (40 MW), maior é o consumo específico de gás. No entanto, mesmo com um consumo específico superior, a diminuição da eletricidade produzida é suficiente para que o custo de gás natural seja inferior. Aliado a isso está o facto de também o custo das emissões ser inferior, uma vez que o seu valor por unidade de energia é

Tabela 5.7: Custos para o cenário 1 em autoconsumo

Custos	**Total**
Vapor Desperdiçado (t/h)	0,00
Custo Vapor Desperdiçado (€)	0,00
Importado (MW)	0,00
Preço Importado (€/MWh)	57,66
Custo Importado (€)	0,00
Exportado (MW)	55,36
Preço Exportado (€/MWh)	37,45
Lucro Exportado (€)	2073,47
Custo Total (€)	**1652,78**
Custo Eletricidade (€/MWh)	**17,38**

Tabela 5.8: Funcionamento das turbinas para o cenário 2 em autoconsumo

Turbinas	**CG1**	**CG2**	**TG4**	**TG5**
Potência (MW)	36,46	36,46	19,00	17,50
Vapor Extração (t/h)			26,30	18,00
Consumo Específico Vapor (t/MWh)			3,81	2,70
Consumo Vapor (t/h) - Admissão			72,34	94,53
Consumo Específico Gás (MWht/MWh)	3,33	3,33		
Consumo Gás Natural (MWht)	121,50	121,50		
Custo Gás Natural (€)	1215,04	1215,04		
Emissões ($kgCO_2$/MWh)	374,00	374,00		
Custo Emissões (€)	561,79	561,79		
Custo Eletricidade Produzida (€/MWh)	**18,88**	**18,88**	**24,27**	**21,90**

Tabela 5.9: Funcionamento das caldeiras para o cenário 2 em autoconsumo

Caldeiras	**BR1**	**BR2**	**BF2**	**BF4**	**Total**
Produção Vapor (t/h)	108,65	108,65	0,00	0,00	217,29
Preço Gás Utilizado (€/MWht)			10,00	5,00	
Consumo Específico Gás (MWht/t)			0,98	0,90	
Consumo Gás (MWht)			0,00	0,00	
Custo Gás Utilizado (€)			0,00	0,00	
Emissões ($kgCO_2$/MWht)			201,00	279,00	
Custo Emissões (€)			0,00	0,00	
Custo Vapor Produzido (€/t)	**10,02**	**10,02**	**0,00**	**0,00**	**10,02**
Custo Vapor Horário (€)	1088,31	1088,31	0,00	0,00	2176,61

constante. Assim sendo o seu custo vai ser menor visto que vai ser emitido menos dióxido de carbono. Como o custo de gás natural desce e o custo das emissões também desce, o custo total de produção na cogeração para este será inferior.

Para a energia térmica e as caldeiras, dada a relação linear existente entre a produção de energia elétrica e de vapor na cogeração, será produzido vapor em menor quantidade nas caldeiras de recuperação. O vapor é produzido a um custo superior, dado que é produzido em menor quanti-

Tabela 5.10: Custos para o cenário 2 em autoconsumo

Custos	**Total**
Vapor Desperdiçado (t/h)	28,69
Custo Vapor Desperdiçado (€)	287,42
Importado (MW)	0,00
Preço Importado (€/MWh)	57,66
Custo Importado (€)	0,00
Exportado (MW)	84,42
Preço Exportado (€/MWh)	37,45
Lucro Exportado (€)	3161,60
Custo Total (€)	**679,47**
Custo Eletricidade (€/MWh)	**20,30**

dade, embora o custo do gás natural seja inferior comparando com o cenário base. Para além disso, comparando as tabelas 5.6 e 5.9, verifica-se que ambas não contêm no seu despacho produção de vapor nas duas caldeiras convencionais. No cenário 2a isto ocorre, pois o consumo de vapor nos processos, correspondente ao vapor de extração, está dependente do consumo de eletricidade na refinaria. Se este é mínimo, a extração também será mínima, tornando as necessidades de vapor mais baixas e não justificando a intervenção das caldeiras convencionais. Com um vapor de extração mínimo, consultando as curvas de potência das turbinas TG, verifica-se que os níveis de vapor de admissão também são mais baixos. Posto isto, para tentar minimizar o desperdício de vapor, a potência nas turbinas é máxima fazendo com que o vapor de admissão seja o máximo para aquele nível de extração. Esta situação resulta em consumos específicos baixos e uma grande parte do vapor de TG4 encaminhado para a condensação.

Por fim, com base nas tabelas 5.7 e 5.10, nota-se que os custos totais de operação diminuem. Este fenómeno está associado a uma maior venda de eletricidade à rede. Dado que o preço do gás natural está muito baixo, a produção interna no cenário 2a é mais barata que o preço de mercado da energia elétrica, mesmo tendo subido face ao cenário anterior. Assim, uma vez que se consome muito menos energia, o excedente será superior e pode ser transacionada para exportação, tornando o balanço final superior. Embora haja vapor desperdiçado, este apresenta custos muito mais baixos que o lucro proveniente da exportação deste cenário.

Simulando agora um aumento da eletricidade consumida para os 70 MW, o caso 3a é dado pelo seguinte despacho e respetivos custos:

Tabela 5.11: Funcionamento das turbinas para o cenário 3 em autoconsumo

Turbinas	**CG1**	**CG2**	**TG4**	**TG5**
Potência (MW)	40,38	40,38	19,00	7,82
Vapor Extração (t/h)			53,00	105,12
Consumo Específico Vapor (t/MWh)			4,67	6,37
Consumo Vapor (t/h) - Admissão			88,67	124,56
Consumo Específico Gás (MWht/MWh)	3,18	3,18		
Consumo Gás Natural (MWht)	128,57	128,57		
Custo Gás Natural (€)	1285,67	1285,67		
Emissões ($kgCO_2$/MWh)	374,00	374,00		
Custo Emissões (€)	622,28	622,28		
Custo Eletricidade Produzida (€/MWh)	**18,31**	**18,31**	**12,48**	**8,26**

Tabela 5.12: Funcionamento das caldeiras para o cenário 3 em autoconsumo

Caldeiras	**BR1**	**BR2**	**BF2**	**BF4**	**Total**
Produção Vapor (t/h)	118,46	118,46	0,00	0,00	236,92
Preço Gás Utilizado (€/MWht)			10,00	5,00	
Consumo Específico Gás (MWht/t)			0,98	0,90	
Consumo Gás (MWht)			0,00	0,00	
Custo Gás Utilizado (€)			0,00	0,00	
Emissões ($kgCO_2$/MWht)			201,00	279,00	
Custo Emissões (€)			0,00	0,00	
Custo Vapor (€/t)	**6,65**	**6,65**	**0,00**	**0,00**	**6,65**
Custo Vapor Horário (€)	787,47	787,47	0,00	0,00	1574,94

Tabela 5.13: Custos para o cenário 3 em autoconsumo

Custos	**Total**
Vapor Desperdiçado (t/h)	0,00
Custo Vapor Desperdiçado (€)	0,00
Importado (MW)	0,00
Preço Importado (€/MWh)	57,66
Custo Importado (€)	0,00
Exportado (MW)	37,59
Preço Exportado (€/MWh)	37,45
Lucro Exportado (€)	1407,93
Custo Total (€)	**2407,96**
Custo Eletricidade (€/MWh)	**16,55**

Um aumento da potência de funcionamento da instalação, relativamente à operação das turbinas, permite concluir os seguintes aspetos. Dada a necessidade de mais eletricidade na refinaria, as turbinas de cogeração produzem mais, aproveitando o baixo preço de mercado do gás natural. Uma vez que é produzida mais eletricidade, os gastos em gás natural são superiores. Aliado a isso, tal como na situação anterior, a produção em cogeração afastou-se dos 40 MW, permitindo

um aumento do consumo específico. A maior produção de eletricidade significa maior emissão de dióxido de carbono para a atmosfera. Posto isto, o custo das emissões será superior, resultando, juntamente com o crescimento das necessidades de gás natural, num maior custo de produção. Estas conclusões podem ser retiradas através de uma breve análise às tabelas 5.5 e 5.11.

Analisando as tabelas 5.6 e 5.12 salienta-se a proporcionalidade entre a potência das turbinas de cogeração e as respetivas caldeiras. Aumentando a produção de energia elétrica, também a energia térmica gerada será superior. Embora haja um crescimento da produção de vapor, este não é suficiente para contrariar o acréscimo do custo do gás natural. Assim sendo, o custo do vapor por tonelada aumenta. Visto que se registou um aumento na produção em cogeração, o vapor existente no coletor comum é maior. Assim, o vapor de admissão das duas turbinas também será superior e, para os níveis de extração associados ao consumo máximo de eletricidade na refinaria, a potência de TG5 deve baixar ligeiramente. Caso contrário, existiria vapor produzido que seria desperdiçado e devidamente taxado, incorrendo em custos desnecessários.

Finalmente, obtém-se um aumento do custo final devido à diminuição da eletricidade exportada. Embora o custo da eletricidade por MWh seja mais baixo, uma vez que a produção é superior, os custos associados são maiores. Uma diminuição da exportação aliada a um aumento no custo de funcionamento das centrais resulta numa subida dos custos finais. Esta situação pode ser confirmada pelos valores obtidos nas tabelas 5.7 e 5.13.

Depois de analisada a influência das necessidades de eletricidade da refinaria nos custos de funcionamento das centrais, resta perceber de que forma o preço dos mercados da eletricidade, gás e licenças de CO_2 influenciam a otimização. Para tal, o cenário 4a da tabela 5.4 foi simulado e os resultados encontram-se representados nas tabelas 5.14, 5.15 e 5.16.

Tabela 5.14: Funcionamento das turbinas para o cenário 4 em autoconsumo

Turbinas	**CG1**	**CG2**	**TG4**	**TG5**
Potência (MW)	39,43	39,43	19,00	17,50
Vapor Extração (t/h)			47,07	85,76
Consumo Específico Vapor (t/MWh)			4,48	3,54
Consumo Vapor (t/h) - Admissão			85,04	123,90
Consumo Específico Gás (MWht/MWh)	3,18	3,18		
Consumo Gás Natural (MWht)	125,55	125,55		
Custo Gás Natural (€)	1883,29	1883,29		
Emissões ($kgCO_2$/MWh)	374,00	374,00		
Custo Emissões (€)	631,19	631,19		
Custo Eletricidade Produzida (€/MWh)	**24,71**	**24,71**	**26,52**	**14,46**

Analisando detalhadamente os resultados obtidos nas tabelas 5.14 e comparando com os da tabela 5.5, conclui-se que a produção de energia elétrica e térmica na cogeração não sofre qualquer alteração. Assim, dada a subida do preço do gás natural, os custos de produção serão superiores. O custo das emissões também é superior visto que o preço de mercado das licenças de CO_2 também subiu.

Tabela 5.15: Funcionamento das caldeiras para o cenário 4 em autoconsumo

Caldeiras	**BR1**	**BR2**	**BF2**	**BF4**	**Total**
Produção Vapor (t/h)	116,08	116,08	0,00	0,00	232,16
Preço Gás Utilizado (€/MWht)			15,00	5,00	
Consumo Específico Gás (MWht/t)			0,98	0,90	
Consumo Gás (MWht)			0,00	0,00	
Custo Gás Utilizado (€)			0,00	0,00	
Emissões ($kgCO_2$/MWht)			201,00	279,00	
Custo Emissões (€)			0,00	0,00	
Custo Vapor Produzido (€/t)	**13,27**	**13,27**	**0,00**	**0,00**	**13,27**
Custo Vapor Horário (€)	1540,12	1540,12	0,00	0,00	3080,24

Tabela 5.16: Custos para o cenário 4 em autoconsumo

Custos	**Total**
Vapor Desperdiçado (t/h)	0,00
Custo Vapor Desperdiçado (€)	0,00
Importado (MW)	0,00
Preço Importado (€/MWh)	67,66
Custo Importado (€)	0,00
Exportado (MW)	55,36
Preço Exportado (€/MWh)	47,45
Lucro Exportado (€)	2627,11
Custo Total (€)	**2401,86**
Custo Eletricidade (€/MWh)	**23,45**

No que toca à produção de energia térmica, as tabelas 5.15 e 5.6 indicam que todos os valores mantêm-se inalterados, existindo apenas aumento no custo do vapor e eletricidade produzida devido à subida do preço do gás natural. Esta situação deve-se à minimização dos desperdícios de vapor.

Relativamente aos custos de operação e comparando-os com os do 1º cenário simulado (tabelas 5.7 e 5.16), embora o preço da energia elétrica seja superior, ou seja, são obtidos mais lucros com a exportação de eletricidade, esta subida não é suficiente para colmatar a subida dos custos de produção. Enquanto que o custo do gás natural injetado em cada turbina de cogeração subiu mais de 600 €, o lucro com a exportação registou um aumento de cerca de 500 €, perfazendo um prejuízo face ao cenário base.

Para os preços seguintes de mercado de gás natural, o modelo apresenta um comportamento semelhante ao explicado anteriormente. Verifica-se um crescimento exponencial dos custos de operação à medida que o preço de mercado aumenta. A tabela 5.17 resume os resultados obtidos para os cenários considerados no autoconsumo.

Relativamente às variações de consumo de eletricidade na refinaria para custos de gás natural mais altos, os efeitos obtidos são os mesmos aos explicados para o caso base.

No gráfico abaixo estão representadas as variações do custo de funcionamento das centrais

Tabela 5.17: Resultados obtidos para o sistema em autoconsumo

Resultados	**Cenário 1a**	**Cenário 2a**	**Cenário 3a**	**Cenário 4a**	**Cenário 5a**	**Cenário 6a**	**Cenário 7a**
Preço Gás (€/MWht)	10	10	10	15	20	50	100
Preço Eletricidade (€/MWh)	38	38	38	48	58	118	218
Preço Emissões (€/tCO_2)	41,2	41,2	41,2	42,8	44,4	54	70
Consmo Eletricidade (MW)	60	25	70	60	60	60	60
Custo Eletricidade Produzida (€/MWh)	17,38	20,30	17,03	23,45	29,53	65,98	126,73
Custo Vapor Produzido (€/t)	9,83	10,02	9,99	13,27	16,7	37,33	71,70
Custo Total (€)	1652,78	679,47	2146,28	2401,86	3150,94	7645,44	15136,27

térmicas em função do preço de mercado de gás natural. De realçar que existem 3 casos para cada ponto correspondentes aos diferentes níveis de consumo de eletricidade na instalação analisados:

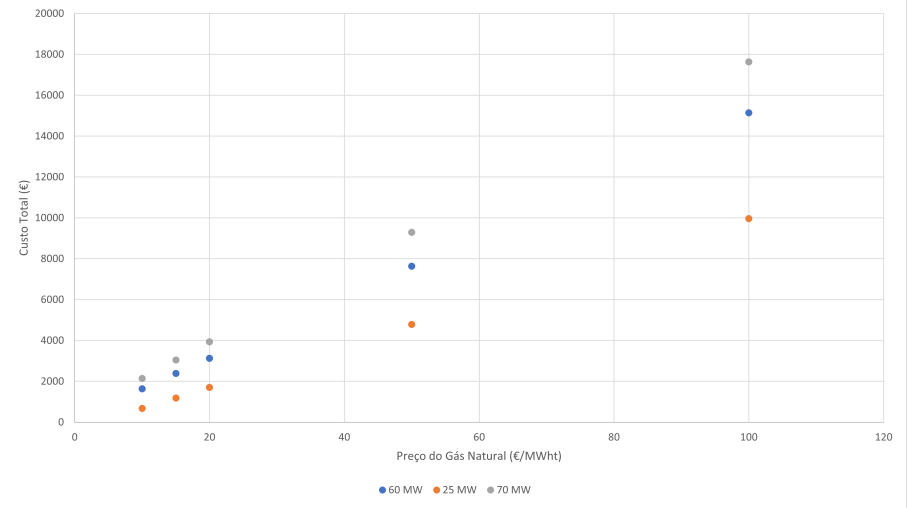


Figura 5.3: Custos obtidos para os vários cenários simulados em autoconsumo

O gráfico da figura 5.3 vai de encontro às conclusões retiradas. Adicionalmente verifica-se que os efeitos da diminuição de consumo são mais notórios face ao aumento, uma vez que o deslocamento do custo total é superior.

5.3 Cenário de operação com a cogeração em mercado

Seguidamente, a configuração a ser explorada foi a venda em mercado da eletricidade produzida pela cogeração. Isto implica que toda a energia produzida nas duas turbinas CG tenha de ser obrigatoriamente exportada a um preço composto pelo preço de mercado spot e pelas tarifas de acesso à rede, neste caso em MAT. Para além disso, a importação corresponderá à diferença entre o consumo e a energia elétrica produzida nas turbinas a vapor.

Os cenários simulados para este caso foram os mesmos da refinaria em autoconsumo, ou seja, os apresentados na tabela 5.4. Para o primeiro cenário, os resultados obtidos encontram-se representados nas seguintes tabelas:

Tabela 5.18: Funcionamento das turbinas para o cenário 1 de cogeração em mercado

Turbinas	**CG1**	**CG2**	**TG4**	**TG5**
Potência (MW)	39,43	39,43	19,00	17,50
Vapor Extração (t/h)			47,07	85,76
Consumo Específico Vapor (t/MWh)			4,48	3,54
Consumo Vapor (t/h) - Admissão			85,04	123,90
Consumo Específico Gás (MWht/MWh)	3,18	3,18		
Consumo Gás Natural (MWht)	125,55	125,55		
Custo Gás Natural (€)	1255,53	1255,53		
Emissões ($kgCO_2$/MWh)	374,00	374,00		
Custo Emissões (€)	607,60	607,60		
Custo Eletricidade Produzida (€/MWh)	**18,31**	**18,31**	**19,65**	**10,71**

Tabela 5.19: Funcionamento das caldeiras para o cenário 1 de cogeração em mercado

Caldeiras	**BR1**	**BR2**	**BF2**	**BF4**	**Total**
Produção Vapor (t/h)	116,08	116,08	0,00	0,00	232,16
Preço Gás Utilizado (€/MWht)			10,00	5,00	
Consumo Específico Gás (MWht/t)			0,98	0,90	
Consumo Gás (MWht)			0,00	0,00	
Custo Gás Utilizado (€)			0,00	0,00	
Emissões ($kgCO_2$/MWht)			201,00	279,00	
Custo Emissões (€)			0,00	0,00	
Custo Vapor Produzido (€/t)	**9,83**	**9,83**	**0,00**	**0,00**	**9,83**
Custo Vapor Horário (€)	1141,16	1141,16	0,00	0,00	2282,33

Tabela 5.20: Custos para o cenário 1 de cogeração em mercado

Custos	**Total**
Vapor Desperdiçado (t/h)	0,00
Custo Vapor Desperdiçado (€)	0,00
Importado (MW)	23,50
Preço Importado (€/MWh)	57,66
Custo Importado (€)	1355,07
Exportado (MW)	78,86
Preço Exportado (€/MWh)	37,45
Lucro Exportado (€)	2953,59
Custo Total (€)	**2127,73**
Custo Eletricidade (€/MWh)	**17,38**

Comparando os resultados obtidos entre o cenário 1a e o cenário 1m, verificam-se semelhanças no despacho ótimo obtido nas tabelas 5.5, 5.6, 5.18, 5.19. Os únicos valores que sofrem alterações encontram-se situados nas tabelas dos custos de cada cenário (5.7 e 5.20), ou seja, a energia elétrica importada e exportada, devido às restrições incorporadas. Assim sendo, a exportação aumentou e é igual à soma das produções nas duas turbinas de cogeração. Quanto à importação, visto que a produção nas turbinas a vapor não é suficiente para responder às necessidades da refinaria, existiu

a necessidade de importar da rede 23,5 MW. Analisando com detalhe, a quantidade de eletricidade importada é igual à diferença de exportações entre um cenário e o outro, o que faz sentido visto que as produções mantiveram-se iguais. Dado que o preço a que é importada a energia elétrica é superior ao preço de exportação, isto vai significar um acréscimo no custo total de operação das centrais térmicas.

Para o cenário 2m, de forma idêntica ao que foi feito para o autoconsumo, a potência da refinaria foi diminuída para o mínimo de 25 MW. Procedendo a estas alterações, seguidamente apresenta-se os valores obtidos, nas tabelas 5.21, 5.22 e 5.23.

Tabela 5.21: Funcionamento das turbinas para o cenário 2 de cogeração em mercado

Turbinas	**CG1**	**CG2**	**TG4**	**TG5**
Potência (MW)	36,66	36,66	8,37	16,63
Vapor Extração (t/h)			26,30	18,00
Consumo Específico Vapor (t/MWh)			5,96	2,77
Consumo Vapor (t/h) - Admissão			49,83	92,22
Consumo Específico Gás (MWht/MWh)	3,32	3,32		
Consumo Gás Natural (MWht)	121,55	121,55		
Custo Gás Natural (€)	1215,49	1215,49		
Emissões (kgCO_2/MWh)	374,00	374,00		
Custo Emissões (€)	564,93	564,93		
Custo Eletricidade Produzida (€/MWh)	**18,82**	**18,82**	**28,10**	**22,29**

Tabela 5.22: Funcionamento das caldeiras para o cenário 2 de cogeração em mercado

Caldeiras	**BR1**	**BR2**	**BF2**	**BF4**	**Total**
Produção Vapor (t/h)	109,16	109,16	0,00	0,00	218,31
Preço Gás Utilizado (€/MWht)			10,00	5,00	
Consumo Específico Gás (MWht/t)			0,98	0,90	
Consumo Gás (MWht)			0,00	0,00	
Custo Gás Utilizado (€)			0,00	0,00	
Emissões (kgCO_2/MWht)			201,00	279,00	
Custo Emissões (€)			0,00	0,00	
Custo Vapor Produzido (€/t)	**9,99**	**9,99**	**0,00**	**0,00**	**9,99**
Custo Vapor Horário (€)	1090,51	1090,51	0,00	0,00	2181,01

Os efeitos da diminuição do consumo elétrico na refinaria quando esta opera em regime de cogeração em mercado são semelhantes aos registados no cenário de autoconsumo. Destes destacam-se, com base numa comparação entre 5.18 e 5.21, uma diminuição da produção em todas as turbinas. Relativamente às turbinas a vapor, foi feito um ajuste às suas potências para que não haja excesso de eletricidade face à procura. Quanto à cogeração, esta diminui ligeiramente para minimizar o vapor desperdiçado, essencialmente devido à limitação do vapor de admissão das duas turbinas TG.

Já na parte dos custos de operação das centrais térmicas, analisando as tabelas 5.20 e 5.23, verifica-se que não há energia elétrica importada, uma vez que as duas turbinas a vapor asseguram

Tabela 5.23: Custos para o cenário 2 de cogeração em mercado

Custos	**Total**
Vapor Desperdiçado (t/h)	54,43
Custo Vapor Desperdiçado (€)	543,79
Importado (MW)	0,00
Preço Importado (€/MWh)	57,66
Custo Importado (€)	0,00
Exportado (MW)	73,33
Preço Exportado (€/MWh)	37,45
Lucro Exportado (€)	2746,17
Custo Total (€)	**1358,45**
Custo Eletricidade (€/MWh)	**20,19**

a produção para este nível de consumo. Apenas começará a ser importada eletricidade da rede quando o consumo for superior a 36,5 MW, ou seja, superior ao limite máximo de produção nas duas turbinas TG. Dado que a produção em cogeração diminui e sendo esta toda encaminhada para a rede, a exportação também diminui. Como tal os lucros de exportação são mais baixos, não suficientes para que o custo total de operação suba. Pelo contrário, embora a exportação seja menor e haja vapor desperdiçado, o custo total diminui. Esta situação deve-se aos menores gastos com gás natural, mas sobretudo à inexistência de importação de energia elétrica.

Agora comparando os dois regimes de exploração (tabelas 5.8, 5.9, 5.10, 5.21, 5.22, 5.23), face ao cenário 2a as diferenças neste caso residem na importação e exportação de eletricidade de e para a rede, respetivamente e na limitação de produção para as turbinas a vapor. Esta situação justifica-se pelas restrições que este regime impõe, em que a cogeração tem de ser exclusiva para exportação e a produção interna fica ao encargo das turbinas a vapor.

Relativamente ao cenário 3m, em que foi implementado o consumo máximo de energia elétrica de 70 MW, os resultados encontram-se nas tabelas 5.24, 5.25 e 5.26.

Tabela 5.24: Funcionamento das turbinas para o cenário 3 de cogeração em mercado

Turbinas	**CG1**	**CG2**	**TG4**	**TG5**
Potência (MW)	42,41	42,41	19,00	17,50
Vapor Extração (t/h)			53,00	105,12
Consumo Específico Vapor (t/MWh)			4,67	3,82
Consumo Vapor (t/h) - Admissão			88,67	133,86
Consumo Específico Gás (MWht/MWh)	3,26	3,26		
Consumo Gás Natural (MWht)	138,22	138,22		
Custo Gás Natural (€)	1382,19	1382,19		
Emissões ($kgCO_2$/MWh)	374,00	374,00		
Custo Emissões (€)	653,55	653,55		
Custo Eletricidade Produzida (€/MWh)	**18,60**	**18,60**	**18,95**	**8,29**

Tabela 5.25: Funcionamento das caldeiras para o cenário 3 de cogeração em mercado

Caldeiras	**BR1**	**BR2**	**BF2**	**BF4**	**Total**
Produção Vapor (t/h)	123,54	123,54	0,00	0,18	247,26
Preço Gás Utilizado (€/MWht)			10,00	5,00	
Consumo Específico Gás (MWht/t)			0,98	0,90	
Consumo Gás (MWht)			0,00	0,17	
Custo Gás Utilizado (€)			0,00	0,83	
Emissões ($kgCO_2$/MWht)			201,00	279,00	
Custo Emissões (€)			0,00	1,91	
Custo Vapor Produzido (€/t)	**10,09**	**10,09**	**0,00**	**14,85**	**10,10**
Custo Vapor Horário (€)	1246,89	1246,89	0,00	2,73	2496,52

Tabela 5.26: Custos para o cenário 3 de cogeração em mercado

Custos	**Total**
Vapor Desperdiçado (t/h)	0,00
Custo Vapor Desperdiçado (€)	0,00
Importado (MW)	33,50
Preço Importado (€/MWh)	57,66
Custo Importado (€)	1931,69
Exportado (MW)	84,83
Preço Exportado (€/MWh)	37,45
Lucro Exportado (€)	3176,98
Custo Total (€)	**2828,93**
Custo Eletricidade (€/MWh)	**17,17**

Primeiramente comparando as configurações, ou seja, com os resultados das tabelas 5.11, 5.12 e 5.13, de modo a reduzir a importação e a aumentar a exportação, foi feito um maior aproveitamento da produção interna, aumentando a produção em todas as turbinas. Esta situação leva a um aumento dos custos de produção por unidade de energia, essencialmente devido ao aumento do consumo específico de gás natural que fez com que o custo de operação aumentasse em maior proporção, embora haja um crescimento das potências e do vapor produzido na cogeração.

Na tabela 5.25, ainda que em muito baixo nível, regista-se um aparecimento em cena de uma das caldeiras convencionais (BF4), para auxiliar a produção de vapor a entregar às duas turbinas TG, que funcionam ao seu máximo.

Num cenário da cogeração em mercado, a exportação é muito superior à registada no autoconsumo, no entanto este valor não é suficiente para contrariar o custo da importação. Ao passo que os lucros com a exportação subiram cerca de 1300 €, os gastos com a importação ultrapassaram os 1900 €. Aliado a isso está o ligeiro aumento de gás natural necessário, aumentando assim o custo associado. Esta situação justifica os custos obtidos na tabela 5.26 superiores aos de 5.13

Entre o caso denominado base para a venda a mercado da cogeração (cenário 1m) e o cenário 3m, dado que é requisitada mais energia elétrica, a importação e a produção em cogeração aumentam. Uma vez que as duas turbinas a vapor estão ao seu máximo, será necessária uma maior

importação, incorrendo em maiores custos. Para contrabalançar este aumento de despesa, a carga das turbinas CG sobe permitindo uma maior exportação de energia, aproveitando um preço de exportação superior ao de produção interna.

Feita uma análise da variação do consumo, resta perceber qual a influência dos preços dos mercados no funcionamento das centrais térmicas. Assim sendo, o cenário 4m foi simulado e comparado tanto com o cenário base, como com o cenário 4 do funcionamento em autoconsumo:

Tabela 5.27: Funcionamento das turbinas para o cenário 4 de cogeração em mercado

Turbinas	**CG1**	**CG2**	**TG4**	**TG5**
Potência (MW)	39,43	39,43	19,00	17,50
Vapor Extração (t/h)			47,07	85,76
Consumo Específico Vapor (t/MWh)			4,48	3,54
Consumo Vapor (t/h) - Admissão			85,04	123,90
Consumo Específico Gás (MWht/MWh)	3,18	3,18		
Consumo Gás Natural (MWht)	125,55	125,55		
Custo Gás Natural (€)	1883,29	1883,29		
Emissões ($kgCO_2$/MWh)	374,00	374,00		
Custo Emissões (€)	631,19	631,19		
Custo Eletricidade Produzida (€/MWh)	**24,71**	**24,71**	**26,52**	**14,46**

Tabela 5.28: Funcionamento das caldeiras para o cenário 4 de cogeração em mercado

Caldeiras	**BR1**	**BR2**	**BF2**	**BF4**	**Total**
Produção Vapor (t/h)	116,08	116,08	0,00	0,00	232,16
Preço Gás Utilizado (€/MWht)			15,00	5,00	
Consumo Específico Gás (MWht/t)			0,98	0,90	
Consumo Gás (MWht)			0,00	0,00	
Custo Gás Utilizado (€)			0,00	0,00	
Emissões ($kgCO_2$/MWht)			201,00	279,00	
Custo Emissões (€)			0,00	0,00	
Custo Vapor Produzido (€/t)	**13,27**	**13,27**	**0,00**	**0,00**	**13,27**
Custo Vapor Horário (€)	1540,12	1540,12	0,00	0,00	3080,24

Tabela 5.29: Custos para o cenário 4 de cogeração em mercado

Custos	**Total**
Vapor Desperdiçado (t/h)	0,00
Custo Vapor Desperdiçado (€)	0,00
Importado (MW)	23,50
Preço Importado (€/MWh)	67,66
Custo Importado (€)	1590,07
Exportado (MW)	78,86
Preço Exportado (€/MWh)	47,45
Lucro Exportado (€)	3742,22
Custo Total (€)	**2876,81**
Custo Eletricidade (€/MWh)	**23,45**

Comparando o resultado do cenário 1m com o cenário 4m (5.18, 5.19, 5.27 e 5.28), chega-se à conclusão que a produção nas caldeiras e nas turbinas é a mesma. Assim sendo, os únicos parâmetros que irão mudar são os custos que estão dependentes dos preços de mercado de eletricidade, gás natural e licenças de CO_2, tal como é possível observar nas tabelas 5.20 e 5.29. Uma vez que todos estes preços foram aumentados, também o custo total de operação das centrais térmicas será superior, registando uma subida de cerca de 700 € por hora.

Quanto à diferença entre os resultados obtidos para o cenário 4a e o cenário 4m, a única alteração a registar é a obrigatoriedade de exportar a cogeração e, como tal, haver a necessidade de importar da rede o restante. Assim sendo, e tal como já foi referido para o cenário 1m, o custo total irá aumentar uma vez que o preço de exportação é inferior ao de importação, situação observável nas tabelas 5.16 e 5.29.

Tal como no autoconsumo, os restantes cenários apresentam comportamentos semelhantes aos já reportados. Esta situação pode ser comprovada a partir dos resultados obtidos para os custos finais dos 7 cenários em estudo:

Tabela 5.30: Resultados obtidos para o sistema com venda da cogeração em mercado

Resultados	**Cenário 1m**	**Cenário 2m**	**Cenário 3m**	**Cenário 4m**	**Cenário 5m**	**Cenário 6m**	**Cenário 7m**
Preço Gás (€/MWht)	10	10	10	15	20	50	100
Preço Eletricidade (€/MWh)	38	38	38	48	58	118	218
Preço Emissões (€/tCO2)	41,2	41,2	41,2	42,8	44,4	54	70
Consmo Eletricidade (MW)	60	25	70	60	60	60	60
Custo Eletricidade Produzida (€/MWh)	17,38	20,19	17,17	23,45	29,53	65,98	126,73
Custo Vapor Produzido (€/t)	9,83	9,99	10,10	13,27	16,70	37,33	71,70
Custo Total (€)	2127,73	1358,45	2828,93	2876,81	3625,90	8120,39	15611,22

Com o crescimento dos preços de mercado, verifica-se um aumento contínuo tanto dos custos de produção de energia térmica e elétrica, como dos custos totais de funcionamento das centrais térmicas da refinaria. Esta situação também pode ser comprovada pelo seguinte gráfico, onde foram adicionados cenários com os consumos mínimos e máximos para cada um dos preços de mercado considerados, tal como foi feito para o regime de autoconsumo:

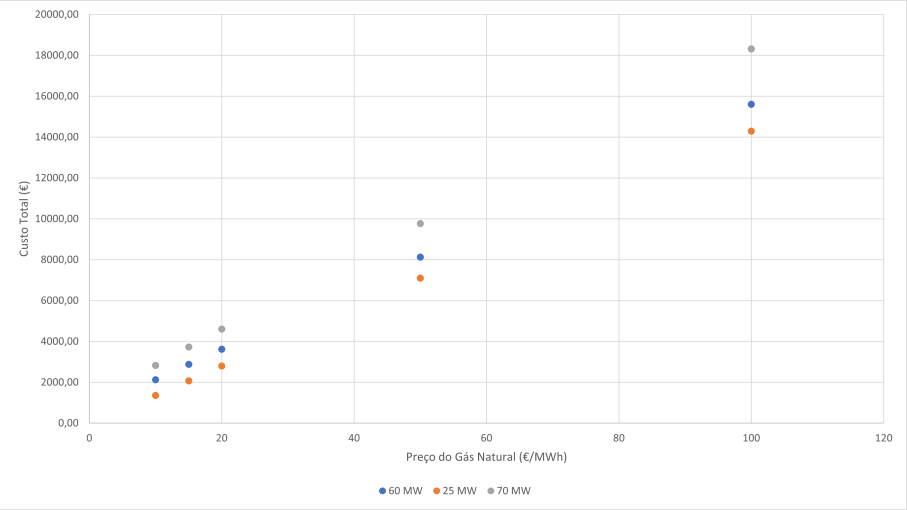


Figura 5.4: Custos obtidos para os vários cenários simulados em venda da cogeração em mercado

Ao contrário do que ocorreu no regime de autoconsumo, um aumento do consumo é mais influente que uma diminuição. Olhando para o gráfico, e tendo em conta que a diminuição é de 35 MW e o aumento de apenas 10 MW, verifica-se uma diferença maior no custo total obtido quando o consumo é aumentado. Isto deve-se à obrigatoriedade de toda a eletricidade produzida na cogeração ser exportada para a rede, ao contrário do que acontecia com o regime de autoconsumo. Ao aumentar as necessidades de eletricidade na refinaria, a exportação não sofre grandes alterações mas a importação terá de ser superior, incorrendo em gastos superiores.

5.4 Cenário de operação com a cogeração em *feed-in-tariff*

Por último interessa considerar uma configuração em que a energia elétrica produzida pela cogeração seja vendida à rede a um preço fixo, ou seja, por via de um *feed-in-tariff* ou mesmo por um contrato bilateral. Para tal, e após discussão com a equipa da fábrica de utilidades da Refinaria de Sines, optou por se considerar um preço de 60 €/MWh que será incorporado como preço de exportação.

Identicamente ao que aconteceu para o modelo de cogeração em mercado, toda a eletricidade produzida em cogeração deve ser exportada, logo o consumo interno deve ser assegurado pela produção nas turbinas a vapor e por importação de energia elétrica proveniente da rede elétrica nacional. Assim sendo, e mais uma vez assumindo os cenários registados na tabela 5.4, foram geradas três tabelas que apresentam os resultados relativos ao funcionamento das turbinas e das caldeiras e aos custos. Para o primeiro cenário considerado, onde foi assumido um preço do gás igual a 10 €/MWht, preço da eletricidade a 38 €/MWh, preço das licenças de emissão de dióxido de carbono a 41,2 €/tCO_2 e um consumo de eletricidade igual ao usual (60 MW), os resultados obtidos para o cenário 1fit foram os representados nas tabelas 5.31, 5.32 e 5.33.

Tabela 5.31: Funcionamento das turbinas para o cenário 1 de cogeração em *feed-in-tariff*

Turbinas	**CG1**	**CG2**	**TG4**	**TG5**
Potência (MW)	39,43	39,43	19,00	17,50
Vapor Extração (t/h)			47,07	85,76
Consumo Específico Vapor (t/MWh)			4,48	3,54
Consumo Vapor (t/h) - Admissão			85,04	123,90
Consumo Específico Gás (MWht/MWh)	3,18	3,18		
Consumo Gás Natural (MWht)	125,55	125,55		
Custo Gás Natural (€)	1255,53	1255,53		
Emissões ($kgCO_2$/MWh)	374,00	374,00		
Custo Emissões (€)	607,60	607,60		
Custo Eletricidade Produzida (€/MWh)	**18,31**	**18,31**	**19,65**	**10,71**

Tabela 5.32: Funcionamento das caldeiras para o cenário 1 de cogeração em *feed-in-tariff*

Caldeiras	**BR1**	**BR2**	**BF2**	**BF4**	**Total**
Produção Vapor (t/h)	116,08	116,08	0,00	0,00	232,16
Preço Gás Utilizado (€/MWht)			10,00	5,00	
Consumo Específico Gás (MWht/t)			0,98	0,90	
Consumo Gás (MWht)			0,00	0,00	
Custo Gás Utilizado (€)			0,00	0,00	
Emissões ($kgCO_2$/MWht)			201,00	279,00	
Custo Emissões (€)			0,00	0,00	
Custo Vapor (€/t)	**9,83**	**9,83**	**0,00**	**0,00**	**9,83**
Custo Vapor Horário (€)	1141,16	1141,16	0,00	0,00	2282,33

Tabela 5.33: Custos para o cenário 1 de cogeração em *feed-in-tariff*

Custos	**Total**
Vapor Desperdiçado (t/h)	0,00
Custo Vapor Desperdiçado (€)	0,00
Importado (MW)	23,50
Preço Importado (€/MWh)	57,66
Custo Importado (€)	1355,07
Exportado (MW)	78,86
Preço Exportado (€/MWh)	60,00
Lucro Exportado (€)	4731,82
Custo Total (€)	**349,50**
Custo Eletricidade (€/MWh)	**17,38**

Fazendo uma análise comparativa destes resultados (5.31, 5.32 e 5.33) com os obtidos nas tabelas dos cenários 1a e 1m (5.5, 5.6, 5.7, 5.18, 5.19 e 5.20) as produções internas mantêm-se constantes e, como tal, os custos de produção são semelhantes. No entanto, uma vez que a exportação está a ser taxada com um preço muito superior (60 €/MWh) ao considerado para as outras duas simulações (37,45 €/MWh), os custos totais são mais baixos. O lucro de exportação,

comparado com o cenário de venda da eletricidade produzida em cogeração a mercado diário, subiu quase 1800 €, permitindo que a despesa seja menor.

Analisando a influência de uma descida no consumo de eletricidade por parte da refinaria, este foi definido para o seu mínimo (25 MW) e o modelo obteve a seguinte solução:

Tabela 5.34: Funcionamento das turbinas para o cenário 2 de cogeração em *feed-in-tariff*

Turbinas	**CG1**	**CG2**	**TG4**	**TG5**
Potência (MW)	39,00	39,00	8,37	16,63
Vapor Extração (t/h)			26,30	18,00
Consumo Específico Vapor (t/MWh)			5,96	2,77
Consumo Vapor (t/h) - Admissão			49,83	92,22
Consumo Específico Gás (MWht/MWh)	3,19	3,19		
Consumo Gás Natural (MWht)	124,48	124,48		
Custo Gás Natural (€)	1244,84	1244,84		
Emissões ($kgCO_2$/MWh)	374,00	374,00		
Custo Emissões (€)	600,97	600,97		
Custo Eletricidade Produzida (€/MWh)	**18,34**	**18,34**	**27,65**	**21,93**

Tabela 5.35: Funcionamento das caldeiras para o cenário 2 de cogeração em *feed-in-tariff*

Caldeiras	**BR1**	**BR2**	**BF2**	**BF4**	**Total**
Produção Vapor (t/h)	115,00	115,00	0,00	0,00	230,01
Preço Gás Utilizado (€/MWht)			10,00	5,00	
Consumo Específico Gás (MWht/t)			0,98	0,90	
Consumo Gás (MWht)			0,00	0,00	
Custo Gás Utilizado (€)			0,00	0,00	
Emissões ($kgCO_2$/MWht)			201,00	279,00	
Custo Emissões (€)			0,00	0,00	
Custo Vapor Produzido (€/t)	**9,83**	**9,83**	**0,00**	**0,00**	**9,83**
Custo Vapor Horário (€)	1130,56	1130,56	0,00	0,00	2261,13

Tabela 5.36: Custos para o cenário 2 de cogeração em *feed-in-tariff*

Custos	**Total**
Vapor Desperdiçado (t/h)	64,96
Custo Vapor Desperdiçado (€)	638,57
Importado (MW)	0,00
Preço Importado (€/MWh)	57,66
Custo Importado (€)	0,00
Exportado (MW)	78,00
Preço Exportado (€/MWh)	60,00
Lucro Exportado (€)	4680,22
Custo Total (€)	**-350,02**
Custo Eletricidade (€/MWh)	**19,68**

Comparando com o cenário 1fit, representados nas tabelas 5.31, 5.32 e 5.33, verifica-se uma diminuição da produção em todas as turbinas: as turbinas TG4 e TG5 vêm a sua potência diminuir dada a imposição do baixo consumo. Sendo que estas diminuem a sua carga, o vapor de admissão será também mais baixo, o que faz com que as necessidades de vapor sejam menores. Para responder a esta situação, as turbinas de cogeração baixam a sua produção, permitindo que a produção de vapor nas caldeiras também seja menor e evitando assim desperdícios de vapor ainda maiores.

Na tabela 5.36, quando comparada com a 5.33, dada a menor produção em cogeração, o gás natural necessário vai ser mais baixo, tornando o custo do conjunto também inferior. Embora se registem menos lucros com a exportação, dada a menor produção, os gastos com eletricidade importada desapareceram. Todos estes fatores permitem uma descida do custo total de funcionamento da central térmica com a diminuição da carga.

Analisando agora a influência das diferentes configurações para baixos consumos, verifica-se que o comportamento da cogeração em *feed-in-tariff* permite um maior aproveitamento do elevado preço de exportação para a cogeração ao subir as produções neste grupo. Esta estratégia vai resultar numa subida do vapor desperdiçado, uma vez que o consumo na refinaria é o mesmo. No entanto, a subida do lucro exportado cobre esta despesa suplementar com vapor desperdiçado, permitindo obter lucro na operação das centrais térmicas, tal como é possível verificar nos dados das tabelas 5.10, 5.23 e 5.36.

O aumento das necessidades de eletricidade na refinaria vai significar custos de operação acrescidos, tal como se pode observar nas tabelas seguintes:

Tabela 5.37: Funcionamento das turbinas para o cenário 3 de cogeração em *feed-in-tariff*

Turbinas	**CG1**	**CG2**	**TG4**	**TG5**
Potência (MW)	42,45	42,45	19,00	17,50
Vapor Extração (t/h)			53,00	105,12
Consumo Específico Vapor (t/MWh)			4,67	3,82
Consumo Vapor (t/h) - Admissão			88,67	133,86
Consumo Específico Gás (MWht/MWh)	3,26	3,26		
Consumo Gás Natural (MWht)	138,44	138,44		
Custo Gás Natural (€)	1384,38	1384,38		
Emissões ($kgCO_2$/MWh)	374,00	374,00		
Custo Emissões (€)	654,12	654,12		
Custo Eletricidade Produzida (€/MWh)	**18,61**	**18,61**	**18,96**	**8,29**

Tabela 5.38: Funcionamento das caldeiras para o cenário 3 de cogeração em *feed-in-tariff*

Caldeiras	**BR1**	**BR2**	**BF2**	**BF4**	**Total**
Produção Vapor (t/h)	123,63	123,63	0,00	0,00	247,26
Preço Gás Utilizado (€/MWht)			10,00	5,00	
Consumo Específico Gás (MWht/t)			0,98	0,90	
Consumo Gás (MWht)			0,00	0,00	
Custo Gás Utilizado (€)			0,00	0,00	
Emissões ($kgCO_2$/MWht)			201,00	279,00	
Custo Emissões (€)			0,00	0,00	
Custo Vapor Produzido (€/t)	**10,10**	**10,10**	**0,00**	**0,00**	**10,10**
Custo Vapor Horário (€)	1248,58	1248,58	0,00	0,00	2497,16

Tabela 5.39: Custos para o cenário 3 de cogeração em *feed-in-tariff*

Custos	**Total**
Vapor Desperdiçado (t/h)	0,00
Custo Vapor Desperdiçado (€)	0,00
Importado (MW)	33,50
Preço Importado (€/MWh)	57,66
Custo Importado (€)	1931,69
Exportado (MW)	84,90
Preço Exportado (€/MWh)	60,00
Lucro Exportado (€)	5094,13
Custo Total (€)	**914,56**
Custo Eletricidade (€/MWh)	**17,18**

Relativamente ao efeito da subida de potência, verifica-se através das tabelas 5.31 e 5.37 que o despacho obtido para as turbinas é diferente. Assim, para compensar a subida do vapor de extração das duas turbinas a vapor provocadas pela subida do consumo de energia elétrica, a produção em cogeração será maior permitindo entregar o vapor necessário para o funcionamento das turbinas TG4 e TG5. Para além disso, uma vez que a TG5, regra geral, apresenta consumos específicos inferiores a TG4, a sua produção vai ser priorizada. Isto é benéfico para a refinaria dada a presença de dois estágios de extração de vapor, permitindo alimentar os processos que necessitam deste a pressões de 25 e 3,5 bar.

Quanto aos custos de operação, nas tabelas 5.33 e 5.39 conclui-se que, mesmo com um preço de exportação superior ao de importação e ao de produção interna, o custo total é superior. Isto deve-se à maior importação de energia elétrica vinda da rede e a maiores gastos com gás natural. A exportação face ao cenário anterior subiu cerca de 6 MW, ao passo que a importação teve de subir obrigatoriamente 10 MW.

Quando comparado com as restantes tipologias de funcionamento da refinaria, verifica-se que, tal como aconteceu para os cenários de consumos baixos, os resultados obtidos pelo modelo para a cogeração em *feed-in-tariff* são idênticos aos da cogeração em mercado. Mais uma vez há uma maior aproveitamento da exportação, uma vez que este preço é mais alto que no caso anterior.

Com este aproveitamento deixa de ser necessária uma caldeira convencional suplementar, sendo que BF4 é desligada. Com o preço de exportação superior, o preço de importação igual e uma ligeira subida na compra de gás natural, o custo total diminui.

Seguidamente foi analisada a influência dos mercados nos resultados do modelo. Para tal, foi simulado o cenário 4m para o consumo designado de usual. As tabelas de resultados são as seguintes:

Tabela 5.40: Funcionamento das turbinas para o cenário 4 de cogeração em *feed-in-tariff*

Turbinas	**CG1**	**CG2**	**TG4**	**TG5**
Potência (MW)	39,43	39,43	19,00	17,50
Vapor Extração (t/h)			47,07	85,76
Consumo Específico Vapor (t/MWh)			4,48	3,54
Consumo Vapor (t/h) - Admissão			85,04	123,90
Consumo Específico Gás (MWht/MWh)	3,18	3,18		
Consumo Gás Natural (MWht)	125,55	125,55		
Custo Gás Natural (€)	1883,29	1883,29		
Emissões ($kgCO_2$/MWh)	374,00	374,00		
Custo Emissões (€)	631,19	631,19		
Custo Eletricidade Produzida (€/MWh)	**24,71**	**24,71**	**26,52**	**14,46**

Tabela 5.41: Funcionamento das caldeiras para o cenário 4 de cogeração em *feed-in-tariff*

Caldeiras	**BR1**	**BR2**	**BF2**	**BF4**	**Total**
Produção Vapor (t/h)	116,08	116,08	0,00	0,00	232,16
Preço Gás Utilizado (€/MWht)			15,00	5,00	
Consumo Específico Gás (MWht/t)			0,98	0,90	
Consumo Gás (MWht)			0,00	0,00	
Custo Gás Utilizado (€)			0,00	0,00	
Emissões ($kgCO_2$/MWht)			201,00	279,00	
Custo Emissões (€)			0,00	0,00	
Custo Vapor Produzido (€/t)	**13,27**	**13,27**	**0,00**	**0,00**	**13,27**
Custo Vapor Horário (€)	1540,12	1540,12	0,00	0,00	3080,24

Tabela 5.42: Custos para o cenário 4 de cogeração em *feed-in-tariff*

Custos	**Total**
Vapor Desperdiçado (t/h)	0,00
Custo Vapor Desperdiçado (€)	0,00
Importado (MW)	23,50
Preço Importado (€/MWh)	67,66
Custo Importado (€)	1590,07
Exportado (MW)	78,86
Preço Exportado (€/MWh)	60,00
Lucro Exportado (€)	4731,82
Custo Total (€)	**1887,22**
Custo Eletricidade (€/MWh)	**23,45**

Analisando a influência do preço dos mercados nos resultados obtidos, verifica-se que no cenário 4fit (5.40, 5.41 e 5.42), o despacho obtido é similar ao do cenário 1fit (5.31, 5.32 e 5.33). Nota apenas para uma subida nos custos totais devido ao maior preço de gás natural, influenciando os custos de produção interna, e à subida do preço da eletricidade, resultando num preço de importação superior. O mesmo exercício pode ser feito para comparar as diferentes configurações, concluindo que, uma vez que o preço de exportação da venda por *feed-in-tariff*, para este cenário, é superior, serão obtidos mais lucros na exportação, reduzindo a despesa final no funcionamento das centrais.

No entanto, verificou-se que estes fenómenos não são iguais para qualquer preço de mercado. Assumindo o cenário 6fit, foram obtidos os resultados apresentados nas figuras 5.43, 5.44 e 5.45.

Tabela 5.43: Funcionamento das turbinas para o cenário 6 de cogeração em *feed-in-tariff*

Turbinas	**CG1**	**CG2**	**TG4**	**TG5**
Potência (MW)	39,43	39,43	19,00	17,50
Vapor Extração (t/h)			47,07	85,76
Consumo Específico Vapor (t/MWh)			4,48	3,54
Consumo Vapor (t/h) - Admissão			85,04	123,90
Consumo Específico Gás (MWht/MWh)	3,18	3,18		
Consumo Gás Natural (MWht)	125,55	125,55		
Custo Gás Natural (€)	6277,64	6277,64		
Emissões ($kgCO_2$/MWh)	374,00	374,00		
Custo Emissões (€)	796,37	796,37		
Custo Eletricidade Produzida (€/MWh)	**69,52**	**69,52**	**74,60**	**40,68**

Tabela 5.44: Funcionamento das caldeiras para o cenário 6 de cogeração em *feed-in-tariff*

Caldeiras	**BR1**	**BR2**	**BF2**	**BF4**	**Total**
Produção Vapor (t/h)	116,08	116,08	0,00	0,00	232,16
Vapor_min (t/h)	105,00	105,00	0,00	0,00	
Vapor_máx (t/h)	125,00	125,00	100,00	100,00	
Preço Gás Utilizado (€/MWht)			50,00	5,00	
Consumo Específico Gás (MWht/t)			0,98	0,90	
Consumo Gás (MWht)			0,00	0,00	
Custo Gás Utilizado (€)			0,00	0,00	
Emissões ($kgCO_2$/MWht)			201,00	279,00	
Custo Emissões (€)			0,00	0,00	
Custo Vapor Produzido (€/t)	**37,33**	**37,33**	**0,00**	**0,00**	**37,33**
Custo Vapor Horário (€)	4332,83	4332,83	0,00	0,00	8665,65

Tabela 5.45: Custos para o cenário 6 de cogeração em *feed-in-tariff*

Custos	**Total**
Vapor Desperdiçado (t/h)	0,00
Custo Vapor Desperdiçado (€)	0,00
Importado (MW)	23,50
Preço Importado (€/MWh)	137,66
Custo Importado (€)	3235,07
Exportado (MW)	78,86
Preço Exportado (€/MWh)	117,45
Lucro Exportado (€)	9262,68
Custo Total (€)	**8120,39**
Custo Eletricidade (€/MWh)	**65,98**

Para este cenário, e comparando com o cenário 1fit e com o cenário 4fit (5.31, 5.40 e 5.43), verifica-se que a produção em cogeração diminui: dado que o preço do gás encontra-se em níveis muito elevados, isso faz com que o custo de produção interna comece a subir. Dessa forma, o ganho que anteriormente se tinha com a exportação começa a ser cada vez menor até que chega ao ponto em que deixa de existir, quando o custo de produção interno é superior ao preço de exportação da eletricidade. Nesta situação o modelo tem outro comportamento, em vez de tentar maximizar a exportação, começa a diminuir a produção na cogeração, gastando menos gás natural no processo. Esta situação acontece quando o preço do MIBGAS se situa por volta dos 38 €/MWht, altura em que o custo da eletricidade produzida internamente começa a aproximar-se no valor da *feed-in-tariff* (51,41 €/MWh). Nas configurações anteriores esta situação não ocorre visto que o preço de exportação, uma vez que está dependente do preço de mercado da eletricidade, acompanha o preço do gás natural.

Para além disso, nas tabelas 5.32, 5.44, 5.45, verifica-se uma produção de vapor suplementar nas caldeiras convencionais, dada a inalteração de potência nas duas turbinas TG e a produção nas caldeiras de recuperação ser menor. Opta-se por produzir na caldeira BF4 uma vez que utiliza um

combustível muito mais barato e resultante dos processos (*fuel* gás) ao invés do gás natural.

Para comprovar algumas das conclusões retiradas, surge a seguinte tabela com alguns dos valores obtidos para cada cenário simulado:

Tabela 5.46: Resultados obtidos para o sistema com venda da cogeração por via de *feed-in-tariff*

Resultados	**Cenário 1fit**	**Cenário 2fit**	**Cenário 3fit**	**Cenário 4fit**	**Cenário 5fit**	**Cenário 6fit**	**Cenário 7fit**
Preço Gás (€/MWht)	10	10	10	15	20	50	100
Preço Eletricidade (€/MWh)	38	38	38	48	58	118	218
Preço Emissões (€/tCO_2)	41,2	41,2	41,2	42,8	44,4	54	70
Consmo Eletricidade (MW)	60	25	70	60	60	60	60
Custo Eletricidade Produzida (€/MWh)	17,38	19,68	17,18	23,45	29,53	66,12	127,87
Custo Vapor Produzido (€/t)	9,83	9,83	10,10	13,27	16,70	37,01	70,50
Custo Total (€)	349,50	-350,02	914,56	1887,22	3424,94	12599,08	27675,59

Com base na tabela acima exposta, e juntando dados relativos aos consumos mínimos e máximos para os cenários considerados, o gráfico abaixo indica a evolução do custo final consoante as alterações efetuadas:

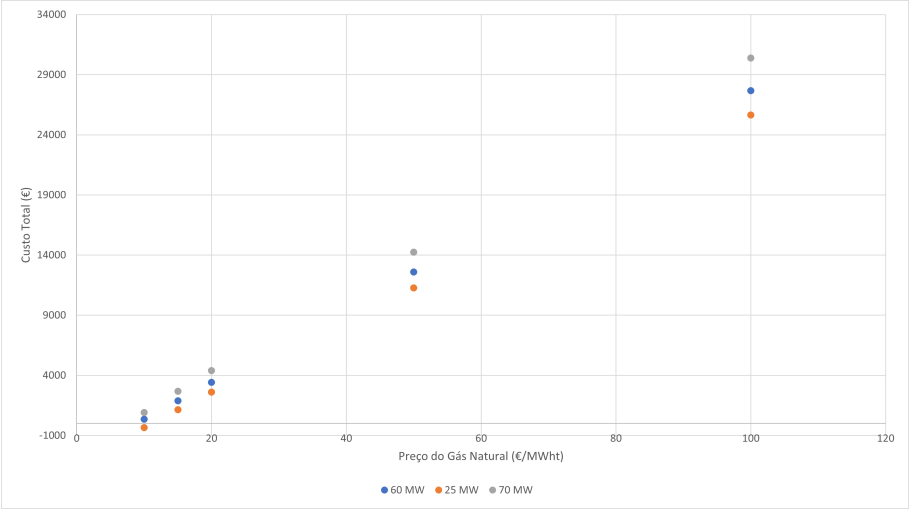


Figura 5.5: Custos obtidos para os vários cenários simulados em venda da cogeração por *feed-in-tariff*

De realçar um caso em que os custos foram negativos, ou seja, foi obtido lucro com aquele funcionamento das centrais térmicas. Esta situação ocorreu para o preço mínimo dos mercados e com o consumo de eletricidade no mínimo para a cogeração em *feed-in-tariff*, ou seja, o cenário 2fit. Para além disso, verificam-se maiores despesas e um maior distanciamento entre os custos dos vários consumos à medida que os preços de mercado aumentam, relacionados com os crescentes custos de produção interna e de importação.

5.5 Análise comparativa dos cenários

Após analisado o comportamento de alterações de consumos de eletricidade e preços de mercado para cada regime de exploração das centrais térmicas (autoconsumo, cogeração em mercado e cogeração por *feed-in-tariff*), torna-se essencial perceber qual a melhor solução a adotar para os diversos comportamentos dos mercados, principalmente do gás natural e da eletricidade.

Para esta análise terá de ser tido em conta que a alteração de regimes não é imediata e que, o que num dia é a melhor solução, no outro pode já não ser, ainda por cima dada a extrema instabilidade destes dois mercados nos últimos anos.

Assim sendo, os custos totais obtidos para todos os cenários dos 3 regimes de exploração representados nas tabelas 5.17, 5.30 e 5.46 foram agrupados em busca de perceber qual a melhor solução para cada um dos preços de mercado de gás natural definidos.

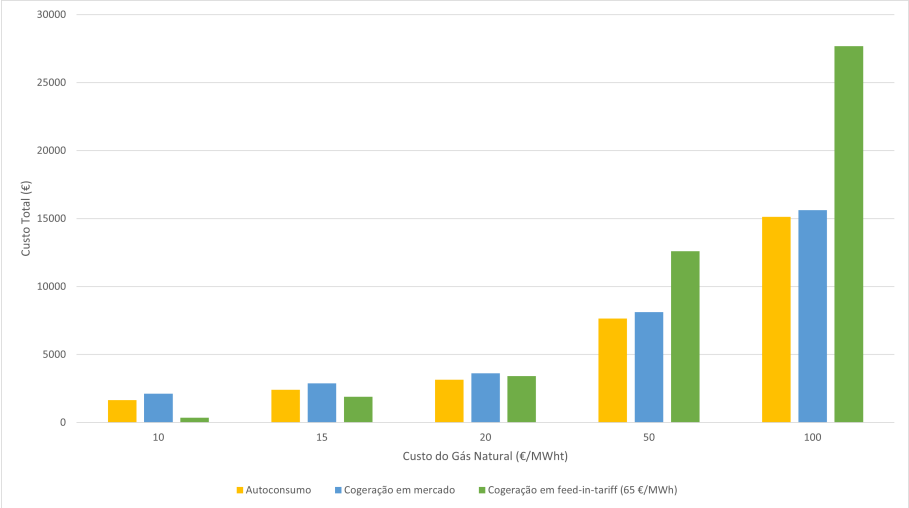


Figura 5.6: Comparação dos diferentes regimes para cada caso de preço de gás e de consumo elétrico

Analisando o gráfico gerado, salientam-se os seguintes pontos:

- Para preços de mercado baixos, como é o caso dos dois primeiros definidos (10 €/MWht e 15 €/MWht), a modalidade que mais compensa em termos monetários é a cogeração em *feed-in-tariff*, qualquer que seja o consumo considerado. Segue-se o autoconsumo e por fim a cogeração em mercado;

- A partir de um preço de gás natural de 20 €/MWht, a que corresponde um preço do MIBEL de 58 €/MWh, a solução a implementar deverá ser o autoconsumo. Posteriormente, pode ser considerada a cogeração em *feed-in-tariff* e por fim a cogeração em mercado;

- Para os restantes cenários simulados a cogeração em *feed-in-tariff* com o preço de 60 €/MWh acaba por ser a pior solução. Caso este preço fosse superior, eventualmente poderia ser considerado para cenários de preço de mercado mais altos. Quanto às duas outras modalidades, para consumos baixos o autoconsumo é sem dúvida a melhor solução. Para

os cenários em que o consumo de eletricidade situa-se nos 60 MW e 70MW, a diferença de custos é menor, mantendo-se o autoconsumo como melhor solução.

Elaborando uma análise de sensibilidades para as diferentes configurações das centrais térmicas, foram obtidos os preços de mercado do gás natural para os quais há uma inversão na melhor solução a implementar.

Relativamente à primeira alteração, verifica-se que entre os 15 €/MWht e os 20 €/MWht o regime a implementar passa a ser o autoconsumo. Esta alteração dá-se aos 18,5 €/MWht, tal como é demonstrado na seguinte tabela:

Tabela 5.47: Alteração do melhor cenário de *feed-in-tariff* para autoconsumo

Preço do Gás Natural (€/MWht)	**Preço Total Autoconsumo**	**Preço Total Cogeração em *feed-in-tariff***
15	2401,86 €	1887,22 €
18,4	2934,06 €	2932,87 €
18,5	2946,95 €	2963,62 €
20	3150,94 €	3424,94 €

Seguidamente, verifica-se que a pior solução passa a ser a cogeração em *feed-in-tariff* entre os 20 €/MWht e os 50 €/MWht, ultrapassando o custo total da cogeração em mercado. Após a simulação do modelo com alguns valores, chega-se à conclusão que esta alteração ocorre aos 21,3 €/MWht.

Tabela 5.48: Alteração do segundo melhor cenário de *feed-in-tariff* para mercado

Preço do Gás Natural (€/MWht)	**Preço Total Cogeração em mercado**	**Preço Total Cogeração em *feed-in-tariff***
20	3625,90 €	3424,94 €
21,2	3805,68 €	3793,99 €
21,3	3820,66 €	3824,74 €
50	8120,39 €	12599,08 €

É de esperar que estas transições ocorram em momentos diferentes para diferentes valores de *feed-in-tariff*. Caso o preço desta tarifa suba, esta configuração irá manter-se como melhor para uma faixa mais larga de preços de mercado de gás natural, aproveitando um valor superior do preço de exportação face ao custo de produção interna.

Por fim interessa perceber qual o melhor e pior cenário para cada um dos regimes de funcionamento.

Para o caso do autoconsumo, uma vez que não há necessidade de importar eletricidade, o melhor caso será dado por um preço do gás natural baixo e um preço da energia elétrica alto. Para o pior caso, é o cenário contrário, ou seja, preço do gás natural alto e preço da eletricidade baixo.

Na modalidade de cogeração em *feed-in-tariff*, uma vez que a exportação é independente do preço de mercado da eletricidade, o melhor cenário possível passar por um baixo preço tanto

energia elétrica como no gás natural, permitindo reduzir os custos de importação e de produção, respetivamente.

Quanto ao regime de cogeração em mercado, presumindo que a exportação é superior à importação, interessa ter um preço de eletricidade alto. Quanto ao preço de mercado do gás natural, esse, tal como nos outros regimes, quer-se o mais baixo possível.

Capítulo 6

Conclusões e Trabalhos Futuros

Dadas as necessidades de vapor da refinaria para os processos fabris de produção dos combustíveis, a cogeração é um ativo muito valioso e que não deve, de maneira alguma, ser descartado. Para além disso, comparativamente com as caldeiras convencionais, é um processo mais rentável que permite a produção combinada de energia térmica e elétrica, exigindo menor quantidade de gás natural. Uma respeitável redução de carga nas respetivas turbinas não é uma solução eficiente dado o consumo específico de gás natural que estas assumem, obrigando a que o seu funcionamento seja feito à volta da potência nominal das máquinas. No limite, uma das cogerações poderá ser desligada devido ao elevado preço de mercado do gás natural, situação já experimentada anteriormente.

As produções e consumos da refinaria não assumem um comportamento muito pronunciado. Embora se verifique que a produção em cogeração seja superior nas horas de menor temperatura, desde o final da tarde até ao início da manhã, este fenómeno não é algo que se possa considerar muito relevante, assumindo um crescimentos de cerca de 3%. Além disso, relativamente a padrões mensais e semanais não existem dados suficientes para garantir que o despacho seja afetado por algum tipo de padrão.

Com base nas subidas significativas e repentinas nos preços de mercado do MIBEL e do MIBGAS, derivado da guerra na Ucrânia e de algumas consequências da COVID-19 que ainda se fazem sentir, basear todo o trabalho numa única previsão para o futuro dos mercados energéticos seria um erro. Como tal, a abordagem de criação de uma larga faixa de cenários, com a consideração de 5 preços de mercado do gás natural a variar entre os 10 e os 100 €/MWht, mostrou-se como uma boa solução comparativamente com assumir valores só de um ou dois anos. Permitiu perceber quais as configurações a ser utilizadas para os diferentes preços e o comportamento dos custos de operação das centrais quando há uma subida ou descida abrupta dos preços. No que toca às modalidades de funcionamento das centrais térmicas, verifica-se que a cogeração em *feed-in-tariff* é uma solução que só é viável para preços do gás natural baixos, na ordem dos que estavam em vigor em 2019 e 2020. Quanto ao autoconsumo, assume-se como a melhor solução entre as três, visto que para preços de gás natural baixos é similar à cogeração em *feed-in-tariff* e para preços altos é a melhor solução existente. Quanto à participação da cogeração em mercado diá-

rio, é uma alternativa à inviabilidade das *feed-in-tariff* devido à menor instabilidade de custos de operação que apresenta. Aquando da escrita deste documento, foi publicada um decreto-lei pelo governo português, o Decreto-Lei nº 119-A/2021 de 22 de dezembro, que já permitia o cenário de autoconsumo para as cogerações.

Nos cenários desenvolvidos, o comportamento dos mercados das licenças de dióxido de carbono e da energia elétrica foram correlacionados com os preços do MIBGAS, de forma a reduzir o número de cenários resultantes da combinação dos vários cenários individuais. No modelo desenvolvido, verificaram-se preços de eletricidade produzida internamente menores que os preços do mercado diário do MIBEL. Assim, a exportação de eletricidade é um processo muito importante na manobra do funcionamento das centrais térmicas, uma vez que aumenta os lucros da refinaria, diminuindo os custos de todo o processo.

O consumo de eletricidade na refinaria também tem influência no despacho ideal. A produção em cogeração tem uma relação linear com o comportamento do consumo e, tal como seria de esperar, para menores exigências elétricas estão associados menores custos de operação. O efeito da subida dos preços de mercado no custo final do despacho é facilmente concluído, uma subida destes irá fazer com que a despesa seja superior.

Relativamente aos benefícios ambientais das soluções encontradas, a cogeração tem sempre prioridade face às caldeiras convencionais, dado a já referida eficiência que apresenta. O trabalho efetuado foi centrado num curto prazo, ou seja, foi descartada qualquer implementação de novos equipamentos que poderiam ser benéficos no que toca ao ambiente.

Quanto a trabalhos futuros propõe-se o estudo da nova diretiva relativa ao autoconsumo em cogeração e quais as condições em que este regime pode ser aplicado. Semanas antes da entrega da dissertação foi publicado pelo governo português uma nova lei, Decreto-Lei nº 33/2022 de 14 de maio, que fixa um preço máximo do gás natural, apresentando consequências para o MIBEL. De destacar também uma eventual consideração de grupos geradores e caldeiras que de momento estão desligados, mas que no futuro podem ser incorporados num novo modelo de otimização para a operação das centrais térmicas. Por fim, pode ser estudada a eventual adição de tecnologias de controlo para os equipamentos de produção de energia elétrica das centrais térmicas da Refinaria de Sines.

Referências

[1] J. Cortesão, "Preço da eletricidade bate recorde em portugal: 442,54 euros," *Jornal de Negócios*, 3 2022. [Online]. Available: https://www.jornaldenegocios.pt/empresas/energia/detalhe/preco-da-eletricidade-bate-recorde-em-portugal-44254-euros

[2] OMIE, "Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario." [Online]. Available: https://www.omie.es/es/market-results/interannual/daily-market/daily-prices?scope=interannual&system=9

[3] M. C. Portugal, "Comissão de ambiente, energia e ordenamento do território (11ª comissão)," 5 2020. [Online]. Available: https://www.erse.pt/media/icxbqdec/comiss%C3%A3o-ambiente-energia-ordenamento-territ%C3%B3rio_erse_27052020.pdf

[4] F. Casanova, "O preço da eletricidade está a subir. porquê?" 9 2021. [Online]. Available: https://rr.sapo.pt/noticia/economia/2021/09/03/o-preco-da-eletricidade-esta-a-subir-porque/251810/

[5] J. M. Rodrigues, "Preços do gás natural sobem para novos máximos de sempre nos mercados europeus," *Jornal de Negócios*, 10 2021. [Online]. Available: https://www.jornaldenegocios.pt/economia/detalhe/precos-do-gas-natural-sobem-para-novos-maximos-de-sempre-nos-mercados-europeus

[6] C. de reguladores do MIBEL, "Estudo sobre o mercado de licenças de emissão de co2," 7 2020.

[7] Galp, "Sobre nós - Ética e estratégia." [Online]. Available: https://www.galp.com/corp/pt/sobre-nos

[8] A. Costa and J. Petiz, "Renováveis, lítio e inovação: a receita galp para atingir zero emissões," *Dinheiro Vivo*, 2 2022. [Online]. Available: https://www.dinheirovivo.pt/empresas/renovaveis-litio-e-inovacao-a-receita-galp-para-atingir-zero-emissoes-14561029.html

[9] A. Oliveira, "Galp planeia centro de energia verde em sines. avança no hidrogénio e no lítio - energia - jornal de negócios," *Negócios*, 6 2021. [Online]. Available: https://www.jornaldenegocios.pt/empresas/energia/detalhe/galp-planeia-centro-de-energia-verde-em-sines-avanca-no-hidrogenio-e-quer-refinar-litio

[10] ERSE, "Eletricidade - mercado." [Online]. Available: https://www.erse.pt/eletricidade/funcionamento/mercado/

[11] J. L. Gonçalves, "Modelos para a comercialização de energia elétrica em ambiente de mercado trabalho de projeto apresentado para a obtenção do grau de mestre em automação e comunicações em sistemas de energia," 12 2013.

[12] REN, “Sistema de informaÇÃo de mercados de energia.” [Online]. Available: https://mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/ProgramasHorarios/Paginas/default.aspx

[13] C. de Reguladores do MIBEL, “Descrição do funcionamento do mibel,” 11 2009. [Online]. Available: www.cne.es

[14] “Mercado da electricidade | omie.” [Online]. Available: https://www.omie.es/pt/mercado-de-electricidad

[15] “Basics of the power market | epex spot.” [Online]. Available: https://www.epexspot.com/en/basicspowermarket#power-exchanges-organise-trading-and-operate-markets

[16] “Mercado a prazo.” [Online]. Available: https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-transversais/mercados-e-mecanismos-de-capacidade/mibel/mercado-a-prazo/

[17] F. Fragoso, “Contratos bilaterais em mercador de energia elétrica multiagente: Protocolo de rede de contratos,” 9 2015. [Online]. Available: https://run.unl.pt/bitstream/10362/16380/1/Fragoso_2015.pdf

[18] E. C. Associates, “European electricity forward markets and hedging products-state of play and elements for monitoring final report/lot 2/rfs 05-european electricity forward markets and hedging products-state of play and elements for monitoring,” 2015. [Online]. Available: www.eca-uk.com

[19] D. N. Duarte, “Aplicação de estratégias preditivas em mercados derivados de eletricidade,” 7 2021.

[20] “Opções.” [Online]. Available: https://www.bancoinvest.pt/mercados-e-research/learning-centre/opcoes

[21] OMIP, “Portfólio de derivados de eletricidade.” [Online]. Available: https://www.omip.pt/pt/electricidade

[22] “Factors affecting natural gas prices - u.s. energy information administration (eia).” [Online]. Available: https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/factors-affecting-natural-gas-prices.php

[23] “Apresentação e funções | mibgas - mercado ibérico de gás.” [Online]. Available: https://www.mibgas.es/pt/cccontent/apresentacao-e-funcoes?menu=7&parent=40&this=40

[24] DGEG, “Mibgas.” [Online]. Available: https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-transversais/mercados-e-mecanismos-de-capacidade/mibgas/

[25] ——, “O mibgas.” [Online]. Available: https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-transversais/mercados-e-mecanismos-de-capacidade/mibgas/o-mibgas/

[26] M. M. I. de Gás, “Mibgas spot.” [Online]. Available: https://www.mibgas.es/pt/mainmenu/mibgas-spot?menu=1&parent=8

[27] ——, “Sessões e tipos de negociação | mibgas - mercado ibérico de gás.” [Online]. Available: https://www.mibgas.es/pt/cccontent/sessoes-e-tipos-de-negociacao?menu=1&parent=8&this=10

[28] ——, “Mibgas futuros, gnl e avb.” [Online]. Available: https://www.mibgas.es/pt/mainmenu/mibgas-futuros-gnl-e-avb?menu=1&parent=24#MIBGAS%20Derivatives

[29] DGEG, "O mibgas derivatives." [Online]. Available: https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-transversais/mercados-e-mecanismos-de-capacidade/mibgas/o-mibgas-derivatives/

[30] M. M. I. de Gás, "Segmentos de mercado." [Online]. Available: https://www.mibgas.es/pt/cccontent/segmentos-de-mercado?menu=1&parent=24&this=13

[31] ERSE, "Gás natural - mercado." [Online]. Available: https://www.erse.pt/gas-natural/funcionamento/mercado/

[32] "Gás natural: que empresas importam para portugal, de onde e como?" *Expresso*, 3 2022. [Online]. Available: https://expresso.pt/economia/2022-03-01-gas-natural-que-empresas-importam-para-portugal-de-onde-e-como-

[33] "Rússia já é o terceiro fornecedor de gás a portugal, mas governo diz que "é prematuro falar em dependência" – eco." [Online]. Available: https://eco.sapo.pt/2022/02/15/russia-ja-e-o-terceiro-fornecedor-de-gas-a-portugal-mas-governo-diz-que-e-prematuro-falar-em-dependenc

[34] "Fornecimento de gás russo para a europa caiu quase 27% no período entre janeiro e abril," 5 2022. [Online]. Available: https://www.dn.pt/internacional/fornecimento-de-gas-russo-para-a-europa-caiu-quase-27-no-periodo-entre-janeiro-e-abril-14815973.html

[35] ESIOS, "Precio mercado spot diario portugal." [Online]. Available: https://www.esios.ree.es/es/analisis/600?vis=1&start_date=01-01-2020T00%3A00&end_date=31-05-2022T23%3A59&compare_start_date=01-12-2019T00%3A00&groupby=month&geoids=1

[36] Y. Finance, "Dutch ttf natural gas calendar (ttf=f)." [Online]. Available: https://finance.yahoo.com/quote/TTF%3DF/history?period1=1577836800&period2=1652140800&interval=1mo&filter=history&frequency=1mo&includeAdjustedClose=true

[37] "Preço de referência do gás natural dispara para novo máximo histórico," *Expresso*, 3 2022. [Online]. Available: https://expresso.pt/economia/2022-03-02-preco-de-referencia-do-gas-natural-dispara-para-novo-maximo-historico

[38] "Electricity mix - our world in data." [Online]. Available: https://ourworldindata.org/electricity-mix

[39] M. Prado, "Mercado de eletricidade teve em março o preço mais baixo em quase quatro anos," *Expresso*, 3 2020. [Online]. Available: https://expresso.pt/economia/2020-03-30-Mercado-de-eletricidade-teve-em-marco-o-preco-mais-baixo-em-quase-quatro-anos

[40] J. Liboreiro and A. de Filippis, "Why europe's energy prices are soaring and could get much worse," 10 2021. [Online]. Available: https://www.euronews.com/my-europe/2021/10/28/why-europe-s-energy-prices-are-soaring-and-could-get-much-worse

[41] M. Lacey and A. Monk, "Four charts that explain europe's power price surge," 10 2021. [Online]. Available: https://www.schroders.com/en/insights/economics/four-charts-that-explain-europes-power-price-surge/

[42] A. Sanlez, "Preço da eletricidade dispara para 288 euros, um novo máximo," *Jornal de Negócios*, 10 2021. [Online]. Available: https://www.jornaldenegocios.pt/empresas/energia/detalhe/preco-da-eletricidade-dispara-para-288-euros-um-novo-maximo

[43] P. Silva and I. Vasconcelos, "O que se passa com o custo da eletricidade?" 9 2021. [Online]. Available: https://www.deco.proteste.pt/casa-energia/eletricidade-gas/noticias/o-que-se-passa-com-custo-eletricidade

[44] I. Pinto, "Eletricidade ao preço mais alto de sempre no mercado ibérico," 7 2021. [Online]. Available: https://www.dinheirovivo.pt/economia/eletricidade-ao-preco-mais-alto-de-sempre-no-mercado-iberico-13958397.html

[45] J. M. Fonseca, "Preço grossista da luz vai atingir 542,78 euros/mwh, recorde pelo segundo dia consecutivo," 3 2022. [Online]. Available: https://eco.sapo.pt/2022/03/07/preco-grossista-da-luz-vai-atingir-54278-euros-mwh-recorde-pelo-segundo-dia-consecutivo/

[46] "Novo máximo: preço da eletricidade no mercado ibérico chega a €542/mwh," 3 2022. [Online]. Available: https://away.iol.pt/atualidade/energia/novo-maximo-preco-da-eletricidade-no-mercado-iberico-chega-a-542-mwh/20220307/6226404e0cf21a10a423c977

[47] "Mercado de eletricidade terá esta sexta-feira a sua hora mais cara de sempre. e o preço foi ditado por uma barragem e não pelo gás," *Expresso*, 3 2022. [Online]. Available: https://expresso.pt/economia/2022-03-03-mercado-de-eletricidade-tera-esta-sexta-feira-a-sua-hora-mais-cara-de-sempre.-e-o-preco-foi-ditado-por-uma-barragem-e-nao-pelo-gas

[48] "Cogeração." [Online]. Available: https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/eficiencia-energetica/cogeracao/

[49] COGEN, "Eficiência energética." [Online]. Available: https://www.cogenportugal.com/eficiencia-energetica/

[50] A. Couto, "Estudo de viabilidade de sistema de autoconsumo industrial com cogeração," FEUP.

[51] A. Sá, "Sistemas de cogeração," *O eletricista*. [Online]. Available: https://www.voltimum.pt/sites/www.voltimum.pt/files/fields/attachment_file/pt/flipbooks/others/4/20120419510201204196000.pdf

[52] V. Miranda, "Cogeração com turbinas a gás," FEUP.

[53] J. Machado, "ModelaÇÃo do proceassso de funcionamento de um sistema de cogeraÇÃo com turbina a gÁs," 12 2020.

[54] "Cogeração," 11 2011. [Online]. Available: https://www.cogenportugal.com/docs/v/126/8f1293_brochura_cogeracao__final.pdf

[55] V. Miranda, "Cogeração com turbinas a vapor," FEUP.

[56] "Decreto-lei n.º 68-a/2015," 4 2015. [Online]. Available: https://dre.pt/dre/detalhe/decreto-lei/68-a-2015-67123272

[57] "Decreto-lei n.º 23/2010," 3 2010. [Online]. Available: https://dre.pt/dre/detalhe/decreto-lei/23-2010-611330

[58] "Decreto-lei n.º 119-a/2021," 12 2021. [Online]. Available: https://dre.pt/dre/detalhe/decreto-lei/119-a-2021-176412619

[59] M. Åhman, L. J. Nilsson, and B. Johansson, "Global climate policy and deep decarbonization of energy-intensive industries," *Climate Policy*, vol. 17, pp. 634–649, 7 2017.

[60] C. Bataille, M. Åhman, K. Neuhoff, L. J. Nilsson, M. Fischedick, S. Lechtenböhmer, B. Solano-Rodriquez, A. Denis-Ryan, S. Stiebert, H. Waisman, O. Sartor, and S. Rahbar, "A review of technology and policy deep decarbonization pathway options for making energy-intensive industry production consistent with the paris agreement," pp. 960–973, 6 2018.

[61] E. Papadis and G. Tsatsaronis, "Challenges in the decarbonization of the energy sector," 8 2020.

[62] J. Villar, "Transição energética e flexibilidade no sistema elétrico," *Água Ambiente*, 3 2019. [Online]. Available: https://www.ambienteonline.pt/canal/detalhe/colunista-jose-villar-tecnologia-transicao-energetica-e-flexibilidade-no-sistema-eletrico

[63] R. Correia, "Flexibilidade energética é considerada crítica para alcançar objetivos renováveis de 2030," 4 2021. [Online]. Available: https://www.revistasustentavel.pt/descarbonizacao/flexibilidade-energetica-e-considerada-critica-para-alcancar-objetivos-renovaveis-de-2030/

[64] "Introduction to energy system flexibility." [Online]. Available: https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2020/01/gas_storage_table_january_2020.pdf

[65] J. A. Sa'ed, Z. Wari, F. Abughazaleh, J. Dawud, S. Favuzza, and G. Zizzo, "Effect of demand side management on the operation of pv-integrated distribution systems," *Applied Sciences*, vol. 10, 10 2020. [Online]. Available: https://www.mdpi.com/2076-3417/10/21/7551/htmhttps://www.mdpi.com/2076-3417/10/21/7551

[66] "Energia renovável sem interrupções," 6 2021. [Online]. Available: https://businesssummit.negocios.pt/flexibilidade/energia-renovavel-sem-interrupcoes/

[67] Galp, "Utilities and power plant," 2021.

[68] "Acer examples of calculation co 2 emission limits in capacity mechanisms."

[69] "Specific carbon dioxide emissions of various fuels." [Online]. Available: https://www.volker-quaschning.de/datserv/CO2-spez/index_e.php