

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA
Departamento de Engenharia Eletrotécnica de Energia e Automação



Avaliação Económica das Tecnologias de Armazenamento de Energia Para a Transição Energética do Sistema Elétrico Português

MIGUEL FILIPE DOS SANTOS FONSECA

(Licenciado em Engenharia Eletrotécnica)

Dissertação de natureza científica para obtenção do grau de Mestre
em Engenharia Eletrotécnica – Ramo de Energia

Orientadores:

Professor Doutor Jorge Alberto Mendes de Sousa
Professor Doutor João Hermínio Ninitas Lagarto

Júri:

Presidente: Professor Doutor Luís Manuel dos Santos Redondo

Vogais: Professor Doutor Ricardo Jorge Ferreira Luís
Professor Doutor João Hermínio Ninitas Lagarto

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA
Departamento de Engenharia Eletrotécnica de Energia e Automação



**Avaliação Económica das Tecnologias de
Armazenamento de Energia Para a Transição
Energética do Sistema Elétrico Português**

MIGUEL FILIPE DOS SANTOS FONSECA

(Licenciado em Engenharia Eletrotécnica)

Dissertação de natureza científica para obtenção do grau de Mestre
em Engenharia Eletrotécnica – Ramo de Energia

Orientadores:

Professor Doutor Jorge Alberto Mendes de Sousa
Professor Doutor João Hermínio Ninitas Lagarto

Júri:

Presidente: Professor Doutor Luís Manuel dos Santos Redondo

Vogais: Professor Doutor Ricardo Jorge Ferreira Luís
Professor Doutor João Hermínio Ninitas Lagarto

Resumo

Com o aumento do consumo de energia elétrica e de modo a reduzir as emissões de gases de efeito estufa, tem vindo a verificar-se uma redução na produção de energias fósseis, priorizando o crescimento no setor das energias renováveis, produzindo-se milhares de GWh em Portugal Continental, representando assim 58,5% da produção total de energia de 2021. Como é sabido, existe uma meta de transição energética através da descarbonização da indústria através da sua eletrificação. Para tal se suceder, é necessária a implementação massiva de produção a partir de fontes renováveis e de sistemas de armazenamento para as sustentar, de modo a flexibilizar os sistemas de energia para que estes não percam a sua eficiência e fiabilidade, de tal modo que o corte de energia renovável variável seja reduzido ao mínimo possível para potencializar a sua produção. Estas reduções das emissões de carbono são tecnologicamente viáveis e economicamente acessíveis.

Embora a produção destas energias seja bastante favorável, elas apresentam alguns problemas, tal como a sua natureza intermitente, o que dificulta o fornecimento de eletricidade continuamente para a alimentação da carga. Este problema pode ser resolvido através dos sistemas de armazenamento de energia, que suportarão o problema de desequilíbrio entre a produção a partir de fontes renováveis e o diagrama de consumo de carga, gerado pela alta dependência de boas condições atmosféricas. Através do armazenamento da energia nas horas em que existe maior produção, esta poderá mobilizar-se para que seja utilizada nas horas de maior consumo, equilibrando a produção e o consumo da maneira mais otimizada possível.

O principal objetivo desta dissertação passa pela análise económica da integração de diferentes sistemas de armazenamento de energia no setor elétrico português para a transição energética. Para atingir este objetivo terá de ser modelizado um sistema que compreenda o setor elétrico nacional ao longo dos anos da transição energética, contemplando todas as metas europeias e nacionais para a redução de gases de efeito estufa, para posteriormente utilizar uma metodologia económica que compare o Custo Nivelado de Armazenamento das diferentes tecnologias.

Os resultados apontam o armazenamento de energia através de baterias elétricas como o mais promissor para o ano de 2030, em aplicações relacionadas com gestão sazonal de energia, tendo como concorrência o armazenamento através de bombagem. A metodologia económica selecionada para avaliar as tecnologias baseou-se no custo nivelado de armazenamento, com a indicação de 2 425 €/MWh para as baterias de ião-lítio e 2 807 €/MWh para a bombagem.

Palavras-chave: Emissões de gases de efeito estufa, alterações climáticas, energias renováveis, transição energética, sistemas de armazenamento de energia.

Abstract

With the increase in the consumption of electricity and intending to reduce anthropogenic greenhouse gas emissions, there has been a reduction in the production of fossil energy, prioritizing the growth in the renewable energy sector, producing thousands of GWh in mainland Portugal, thus representing 58,5% of total energy production in 2021. As is well known, there is a goal of energy transition through the decarbonization of industry over its electrification. For this to happen, there needs to be a massive implementation of renewable sources, followed by storage systems to sustain them, to make energy systems more flexible so that they do not lose their efficiency and reliability, so we can bring the energy curtailment to the minimum possible to enhance their production. It is important to note that these reductions in carbon emissions are technologically viable and economically accessible.

Although the production of these energies is quite favorable, they present some problems, such as their intermittent nature, making it difficult to supply electricity to the grid continuously. This problem can be solved by using energy storage, which will support the imbalance between production from renewable sources and the load consumption generated by the high dependence on favorable weather conditions. Through energy storage, when there is higher production, it can mobilize itself to be used in the hours of higher consumption, balancing production, and consumption in the most optimized way possible.

The main objective of this dissertation is the economic analysis of the integration of different energy storage systems in the Portuguese Electric Sector for the energy transition. A system that comprises the national electric sector over the years of the energy transition will then have to be modeled, covering all European and national targets for reducing greenhouse gases, so that an economic methodology that compares the Levelized Cost of Storage can be modeled for different technologies.

The results point to Battery Energy Storage as the most promising for 2030 in applications related to seasonal energy management, having as competition Pumped Hydropower Storage. The economic methodology selected to evaluate the technologies was based on the Levelized Cost of Storage, with 2 425 €/MWh for lithium-ion batteries and 2 807 €/MWh for pumping.

Keywords: Greenhouse gas emissions, climate change, renewable energies, energy transition, energy storage systems.

i. Índice

Resumo	i
Abstract	iii
i. Índice.....	v
ii. Índice de Tabelas	vii
iii. Índice de Figuras.....	ix
iv. Lista de Abreviaturas e Acrónimos.....	xi
v. Lista de Variáveis	xiii
1. Introdução	3
1.1. Motivação	3
1.2. Objetivos e Metodologia.....	4
1.3. Estrutura.....	5
2. Estudo Técnico-Económico de Sistemas de Armazenamento de Energia.....	9
2.1. Tecnologias de Armazenamento.....	9
2.1.1. Armazenamento Químico	9
2.1.1.1. Armazenamento Através de Hidrogénio.....	9
2.1.2. Armazenamento Mecânico	11
2.1.2.1. Armazenamento Através de Bombagem Hidroelétrica.....	11
2.1.2.2. Armazenamento Através de Ar Comprimido	13
2.1.2.3. Armazenamento Através de Energia Gravitacional	15
2.1.3. Armazenamento Térmico.....	16
2.1.3.1. Armazenamento Através de Energia Térmico	17
2.1.4.1.3. Armazenamento Eletroquímico	21
2.1.4.1. Armazenamento Através de Baterias Elétricas	21
2.2. Avaliação Económica de Sistemas de Armazenamento	28
2.2.1. Custos Diários Médios	28
2.2.2. Custos Anuais de Energia	29
2.2.3. Custo Nivelado de Energia	32
2.2.4. Custo Nivelado de Armazenamento.....	35
3. Modelo	41
3.1. Descrição do modelo.....	41
3.1.1. Função objetivo.....	42
3.1.2. Restrições das centrais térmicas.....	42
3.1.3. Restrições das centrais hidroelétricas sem bombagem	43
3.1.4. Restrições das centrais hidroelétricas com bombagem.....	45
3.1.5. Restrições do balanço de carga	46
3.1.6. Restrições da reserva girante.....	47

3.1.7. Custos de produção das centrais térmicas.....	47
3.1.8. Restrições ao carregamento da bateria dos veículos elétricos.....	49
3.2. Descrição do simulador.....	50
3.2.1. Dados de entrada.....	51
3.2.2. Dados de saída	53
4. Simulações e Resultados.....	59
4.1. Considerações da simulação	59
4.1.1. Dados de entrada utilizados	60
4.1.2. Veículos elétricos	62
4.1.3. Centrais hidroelétricas.....	63
4.2. Análise dos resultados obtidos.....	63
4.2.1. Resultados globais do sistema.....	63
4.2.1.1. Sistema Elétrico Nacional de 2030	64
4.2.1.2. Sistema Elétrico Nacional de 2050	75
4.2.2. Comparação económica entre tecnologias	72
5. Conclusões	87
Bibliografia	93
Anexos	98
A. Gráficos de armazenamento mensais das albufeiras com bombagem do cenário sem armazenamento	98
B. Gráficos mensais de produção do cenário de BES.....	102
C. Gráficos mensais de produção do cenário de GES	104
D. Gráficos mensais de produção do cenário de PHS.....	106
E. Gráficos mensais de produção do cenário de TES.....	108
F. Gráficos mensais de produção do cenário de CAES.....	110
G. Gráficos mensais de produção do cenário de armazenamento através de H ₂	112

ii. Índice de Tabelas

Tabela 2.1 - Comparação Entre Várias Tecnologias CAES [17]	14
Tabela 4.1 – Dados de entrada utilizados nos parâmetros	60
Tabela 4.2 - Dados de entrada gerais das tecnologias	61
Tabela 4.3 - Dados de entrada referentes ao armazenamento de tecnologias	62
Tabela 4.4 – Produção total e consumo do sistema para 2030.....	66
Tabela 4.5 – Restantes resultados globais do sistema para 2030	67
Tabela 4.6 - Custos de investimento das tecnologias.....	73
Tabela 4.7 - Custos de O&M das tecnologias.....	73
Tabela 4.8 – Custos totais atualizados	73
Tabela 4.9 - Resultados da comparação económica entre tecnologias	74
Tabela 4.10 - Resultados globais do sistema para 2050.....	76
Tabela 4.11 – Tabela resumo da avaliação económica com os parâmetros atualizados para o SEN de 2030	84
Tabela 4.12 - Tabela resumo da avaliação tecnológica do SEN de 2050	84

iii. Índice de Figuras

Figura 2.1 - Ciclo do Sistema de Armazenamento por Hidrogénio	10
Figura 2.2 - Princípio de Funcionamento do Armazenamento por Bombagem [11]	12
Figura 2.3 - Funcionamento do Armazenamento por Ar Comprimido [15]	13
Figura 2.4 - Funcionamento do Armazenamento por Energia Gravitacional [18].....	15
Figura 2.5 - O Potencial de Armazenamento de Energia em Função da Massa dos Blocos [13]	16
Figura 2.6 - O Efeito do Potencial do Armazenamento de Energia em Função da Densidade do Material dos Blocos [13].....	16
Figura 2.7 - Princípio de funcionamento do Armazenamento por Energia Térmica [19]	17
Figura 2.8 - Comparação entre Baterias [23]	22
Figura 2.9 - Constituição das Baterias de Ião Lítio [24]	23
Figura 2.10 - Composições dos Eléctrodos e do Eletrólito da Célula de Ião Lítio [22]	23
Figura 2.11 - Comparação entre as Baterias de Ião Lítio [22]	24
Figura 2.12 - Princípio de Funcionamento Baterias de Fluxo [27].....	25
Figura 2.13 - Constituição das Baterias de Chumbo-Ácido [28]	26
Figura 2.14 - Componentes das Baterias de Sódio-Enxofre [26].....	27
Figura 3.1 - Exemplo representativo da interface da inserção dos parâmetros.....	51
Figura 3.2 – Exemplo representativo da interface de inserção dos dados cronológicos	52
Figura 3.3 – Exemplo representativo da interface de inserção dos dados relativos às diferentes tecnologias	52
Figura 3.4 - Interface da inserção dos dados relativos aos armazenamentos	53
Figura 3.5 – Exemplo representativo da interface que contém os dados das produções não térmicas .	53
Figura 3.6 - Exemplo representativo dos gráficos das produções.....	54
Figura 3.7 - Exemplo representativo dos dados correspondentes à produção térmica	54
Figura 3.8 - Exemplo representativo dos dados correspondentes à produção das tecnologias	55
Figura 3.9 - Exemplo representativo dos gráficos de tecnologias.....	55
Figura 3.10 - Exemplo representativo dos resultados globais obtidos.....	56
Figura 4.1 - Projecção do número de veículos em circulação no ano de 2030.....	62
Figura 4.2 - Gráfico de armazenamento mensal de janeiro para a albufeira com bobagem de 2030....	68
Figura 4.3 - Gráfico de armazenamento mensal de janeiro para os VE de 2030	69
Figura 4.4 - Gráficos de produção de janeiro a junho 2030.....	70
Figura 4.5 - Gráficos de produção de julho a dezembro 2030	71
Figura 4.6 - Gráfico de armazenamento mensal de janeiro para o BES de 2050.....	77
Figura 4.7 - Gráfico de armazenamento semanal de janeiro para o BES de 2050.....	77
Figura 4.8 - Gráfico de armazenamento mensal de janeiro para o armazenamento através de H ₂ de 2050	78
Figura 4.9 - Gráfico de armazenamento semanal de janeiro para o armazenamento através de H ₂ de 2050	78
Figura 4.10 - Gráfico de armazenamento mensal de janeiro para a albufeira com bobagem de 2050 .	79
Figura 4.11 - Gráfico de armazenamento mensal de janeiro para os VE de 2050	79
Figura 4.12 - Gráficos de produção de janeiro a junho 2050.....	81
Figura 4.13 - Gráficos de produção de julho a dezembro 2050	82
Figura 4.14 - Comparação tecnológica dos SAE	83
Figura A.1 - Gráfico do armazenamento da hídrica de albufeira com bombagem de fevereiro	98
Figura A.2 - Gráfico do armazenamento da hídrica de albufeira com bombagem de março	98
Figura A.3 - Gráfico do armazenamento da hídrica de albufeira com bombagem de abril	99
Figura A.4 - Gráfico do armazenamento da hídrica de albufeira com bombagem de maio	99
Figura A.5 - Gráfico do armazenamento da hídrica de albufeira com bombagem de junho	99
Figura A.6 - Gráfico do armazenamento da hídrica de albufeira com bombagem de julho	100
Figura A.7 - Gráfico do armazenamento da hídrica de albufeira com bombagem de agosto	100

Figura A.8 - Gráfico do armazenamento da hídrica de albufeira com bombagem de setembro.....	100
Figura A.9 - Gráfico do armazenamento da hídrica de albufeira com bombagem de outubro.....	101
Figura A.10 - Gráfico do armazenamento da hídrica de albufeira com bombagem de novembro.....	101
Figura A.11 - Gráfico do armazenamento da hídrica de albufeira com bombagem de dezembro.....	101
Figura B.1 – Gráfico de produções de janeiro a junho referente ao cenário de BES.....	102
Figura B.2 - Gráfico de produções de julho a dezembro referente ao cenário de BES.....	103
Figura C.1 – Gráfico de produções de janeiro a junho referente ao cenário de GES.....	104
Figura C.2 - Gráfico de produções de julho a dezembro referente ao cenário de GES.....	105
Figura D.1 – Gráfico de produções de janeiro a junho referente ao cenário de PHS.....	106
Figura D.2 - Gráfico de produções de julho a dezembro referente ao cenário de PHS.....	107
Figura E.1 – Gráfico de produções de janeiro a junho referente ao cenário de TES.....	108
Figura E.2 - Gráfico de produções de julho a dezembro referente ao cenário de TES.....	109
Figura F.1 – Gráfico de produções de janeiro a junho referente ao cenário de CAES.....	110
Figura F.2 - Gráfico de produções de julho a dezembro referente ao cenário de CAES.....	111
Figura G.1 – Gráfico de produções de janeiro a junho referente ao cenário de H2.....	112
Figura G.2 - Gráfico de produções de julho a dezembro referente ao cenário de H2.....	113

iv. Lista de Abreviaturas e Acrónimos

AA-CAES – Processo adiabático avançado de armazenamento de energia através de ar comprimido

A-CAES – Processo adiabático de armazenamento de energia através de ar comprimido

ATES – Armazenamento de energia térmica através de aquíferos

BES – Armazenamento de energia através de baterias elétricas

BTES – Armazenamento de energia térmica através de furos

CAES – Armazenamento de energia através de ar comprimido

CO₂ – Dióxido de carbono

Custos de O&M – Custos de operação e manutenção

D-CAES – Processo diabático de armazenamento de energia através de ar comprimido

EN-H₂ – Estratégia Nacional para o Hidrogénio

GAMS – Sistema algébrico de modelagem geral

GES – Armazenamento através de energia gravitacional

H₂ – Hidrogénio

IFB – Baterias de fluxo de ferro

LA – Baterias de chumbo-ácido

LAES – Armazenamento de energia através de ar líquido

LCO – Óxido de lítio-cobalto

LCOE – Custo nivelado de energia

LCOH – Custo nivelado de calor

LCOS – Custo nivelado de armazenamento

LCOW – Custo nivelado de água a injetar

LFP – Fosfato de ferro de lítio

LHS – Armazenamento de energia térmica através de calor latente

Li-Ion – Baterias de ião lítio

LMO – Óxido de manganês de lítio

LTO – Titanato de lítio

MRL – Nível de prontidão para a fabricação

NaS – Baterias da sódio-enxofre

Lista de Abreviaturas e Acrónimos

NCA – Óxido de alumínio de níquel-cobalto de lítio

NiCd – Baterias de níquel-cádmio

NiMH – Baterias de níquel-hidreto metálico

NMC – Óxido de cobalto manganês níquel lítio

PDIRT – Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte de eletricidade

PHS – Armazenamento através de bombagem hidroelétrica

PNEC – Plano Nacional Energia e Clima

PRE – Produção em regime especial

PTES – Armazenamento de energia térmica bombeada

Redox – Baterias de fluxo

RNC – Roteiro para a Neutralidade Carbónica

SAE – Sistemas de armazenamento de energia

SC-CAES – Armazenamento de energia através de ar comprimido supercrítico

SCES – Armazenamento de energia através de supercondensadores

SHS – Armazenamento de energia térmica através de calor sensível

SMES – Armazenamento de energia através de supercondutores magnéticos

SEN – Sistema elétrico nacional

TES – Armazenamento de energia térmica

THS – Armazenamento de energia térmica através de reações termoquímicas

TRL – Nível de prontidão tecnológica

TTES – Armazenamento de energia térmica através de tanques

USD – Dólar americano

VE – Veículos elétricos

VFB – Baterias de fluxo de vanádio

ZnBr – Baterias de zinco-bromo

v. Lista de Variáveis

η_{PH} - Rendimento energético do ciclo de bombagem (%)

η^j - Eficiência energética global da central térmica j (%)

δt - Intervalo temporal entre t e t + 1

C_G^j - Custo de produção da central térmica j (€/MWh)

C_{Arr}^j - Custo de arranque da central térmica j (€)

$C_{comb.}^j$ - Custo de consumo dos combustíveis (€/MWh)

$C_{CO_2}^j$ - Custo de emissões (€/MWh)

C_{Ab}^j - Custo de abrasão da central j (€)

$C_{Arr\ comb.}^j$ - Custo do combustível consumido durante o arranque da central j (€)

$C_{Arr\ CO_2}^j$ - Custo de emissões de CO_2 durante o arranque da central j (€)

C_{CR} - Penalidade do corte de renovável (€/MW)

$E_{H\ afl.}(t)$ - Afluência de entrada no instante t (MWh)

$E_{CO_2\ fuel}$ - Emissões específicas de CO_2 do combustível para o carvão ou gás natural (kg CO_2 /kg ou kg CO_2 /Nm³)

$E_H(t)$ - Energia armazenada no reservatório da central hidroelétrica no instante t (MWh)

$E_H(t - 1)$ - Energia armazenada no instante anterior ao instante t (MWh)

$E_{PH}(t)$ - Energia armazenada pela central hidroelétrica com bombagem no instante t (MWh)

$E_{PH\ afl.}(t)$ - Energia de entrada para a afluência da central hidroelétrica com bombagem no instante t (MWh)

$E_{VE}(t)$ - Energia armazenada nas baterias dos VE no instante t (MWh)

$E_{VE}(t - 1)$ - Energia armazenada nas baterias dos VE anterior ao instante t (MWh)

$E_{H\ Max}$ - Limite de energia máxima armazenada no reservatório da central hidroelétrica (MWh)

$E_{H\ Min}$ - Limite de energia mínima armazenada no reservatório da central hidroelétrica (MWh)

$E_{PH\ Max}$ - Limite máximo admissível de armazenamento da central hidroelétrica com bombagem (MWh)

$E_{PH\ Min}$ - Limite mínimo admissível de armazenamento da central hidroelétrica com bombagem (MWh)

$E_{VE\ Inicial}$ - Nível inicial de energia dos VE (MWh)

Lista de Variáveis

- $E_{VE\ Final}$ - Nível final de energia dos VE (MWh)
- $E_{VE\ Min}$ - Nível mínimo admissível de energia armazenada nas baterias dos VE (MWh)
- $E_{VE\ Max}$ - Nível máximo admissível de energia armazenada nas baterias dos VE (MWh)
- $E_{H\ Inicial}$ - Valores iniciais da energia armazenada no reservatório da central hidrelétrica (MWh)
- $E_{H\ Final}$ - Valores finais da energia armazenada no reservatório da central hidrelétrica (MWh)
- $E_{PH\ Inicial}$ - Valor final da energia armazenada na central hidroelétrica com bombagem (MWh)
- $E_{PH\ Final}$ - Valor inicial da energia armazenada na central hidroelétrica com bombagem (MWh)
- J - Número de centrais térmicas
- LHV - Poder calorífico inferior do carvão ou do gás natural (MWh_t/kg ou MWh_t/Nm^3)
- $P_{VE\ carga}(t)$ - Descarga da bateria dos VE no instante t (MW)
- $P_{CR}(t)$ - Corte de renovável no instante t (MW)
- $P_L(t)$ - Carga no instante t (MW)
- p_{comb} - Custo do combustível específico para o carvão ou gás natural ($€/kg$ ou $€/Nm^3$)
- $P_R(t)$ - Soma entre a produção da central hídrica de fio de água com a PRE, no instante t (MW)
- P_{subida}^j - Taxa de subida (MW/h)
- $P_{descida}^j$ - Taxa de descida (MW/h)
- $P_{H\ subida}$ - Taxa de subida da central hidroelétrica (MW/h)
- $P_{H\ descida}$ - Taxa de descida da central hidroelétrica (MW/h)
- $P_{PH\ subida}$ - Taxa de subida da central hidroelétrica com bombagem (MW/h)
- $P_{PH\ descida}$ - Taxa de descida da central hidroelétrica com bombagem (MW/h)
- $P_{VE\ subida}$ - Taxa de subida considerada para o carregamento das baterias dos VE (MW/h)
- $P_{VE\ descida}$ - Taxa de descida considerada para o carregamento das baterias dos VE (MW/h)
- $P_H(t)$ - Potência produzida pela central hidroelétrica no instante t (MW)
- $P^j(t)$ - Potência produzida pela central térmica j no instante t (MW)
- $P^j(t)$ - Potência produzida pela central térmica no instante t (MW)
- P_{Min}^j - Potência mínima de saída da central térmica j (MW)
- P_{Max}^j - Potência máxima de saída da central térmica j (MW)
- $P_H(t)$ - Potência produzida pela central hidroelétrica no instante t (MW)

Lista de Variáveis

$P_{H Max}$ - Potência máxima de saída da central hidroelétrica (MW)

$P_{H Min}$ - Potência mínima de saída da central hidroelétrica (MW)

$P_{PH}(t)$ - Potência produzida pela central hídrica com bombagem no instante t (MW)

$P_{PH p}(t)$ - Potência consumida pela central hidroelétrica com bombagem no instante t (MW)

$P_{PH Max}$ - Potência máxima de saída da central hidroelétrica com bombagem (MW)

$P_{PH Min}$ - Potência mínima de saída da central hidroelétrica com bombagem (MW)

$P_{PH}(t - 1)$ - Potência produzida pela central hídrica c/ bombagem no instante anterior a t (MW)

$P_{RES}(t)$ - Potência necessária da reserva girante (MW)

$P_{VE}(t)$ - Potência de carregamento das baterias dos VE no instante t (MW)

$P_{VE Max}$ - Potência máxima admissível de carregamento das baterias dos VE no instante t (MW)

p_{CO_2} - Preço das licenças de emissões de CO_2 (€/kg CO_2)

sc_{fuel}^j - Combustível consumido durante o arranque da central j (MWh_t/MW)

$s^j(t)$ - Variável binária que indica se a central térmica j parou no instante t (0,1)

T - Número de períodos da série temporal

$u^j(t)$ - Variável binária que indica se a central térmica j está em funcionamento no instante t (0,1)

$u^H(t)$ - Variável binária indicativa da central hidroelétrica H estar em funcionamento no instante t (0,1)

$u^{PH}(t)$ - Variável binária que indica se a central hidroelétrica com bombagem está a turbinar no instante t (0,1)

$u^{PH p}$ - Variável binária que indica se a central hidroelétrica com bombagem está a bombear no instante t (0,1)

$Y^j(t)$ - Variável binária que indica se a central térmica j arranca no instante t (0,1)

$y^j(t)$ - Variável binária que indica se a central térmica j arrancou no instante t (0,1)

Capítulo 1

Introdução

Neste capítulo são relatadas as motivações que levaram a abordar o tema referido, e é revelada não só a estrutura, como também a metodologia considerada na elaboração desta dissertação.

1. Introdução

1.1. Motivação

Com as alterações climáticas cada vez mais evidentes e acentuadas no nosso planeta, a necessidade de o preservar tem vindo a ser cada vez mais uma prioridade. Sendo este um dos problemas mais desafiantes da atualidade, ao longo dos anos têm sido traçados vários objetivos com vista a combatê-lo, como por exemplo o Acordo de Paris [1]. Tal como este tratado indica, foi estabelecido um compromisso pela comunidade internacional de prosseguir todos os esforços para que o aumento da temperatura média global não ultrapasse 1,5°C acima dos níveis pré-industriais, limite esse essencial para o desenvolvimento sustentável do planeta. Atualmente, o modelo económico utilizado baseia-se na exploração de recursos fósseis que depois de utilizados, são depositados na atmosfera sob a forma de emissões carbónicas, sendo este modelo muito pouco sustentável. Numa fase inicial, a utilização do gás natural será de extrema importância para efetuar a transição energética para uma economia 100% renovável, que graças ao enorme potencial da exploração de recursos renováveis em Portugal, esta passará pela eletrificação do sistema energético, com grande aposta no setor da energia eólica e fotovoltaica integradas em redes inteligentes [2]. Neste momento as energias renováveis já possuem potencial suficiente para substituir uma parte muito significativa dos combustíveis fósseis e desse modo, eliminar as emissões e demais poluição associadas à sua exploração e utilização.

Para atingir este objetivo primário, será necessário reduzir os gases de efeito estufa de 45% a 55% até 2030 e atingir a neutralidade carbónica até 2050 [3]. De forma a alcançar estas metas ambiciosas, a implementação de medidas de eficiência energética e a integração massiva de fontes de energia renovável no setor energético serão o caminho a seguir e para isto acontecer, será necessário o auxílio dos sistemas de armazenamento de energia (SAE) para as suportar e auxiliar em alguns dos seus problemas, como é o caso da sua natureza intermitente, com uma produção altamente dependente das condições atmosféricas que não coincide com o período de consumo.

Neste contexto, é necessário o aparecimento de novos vetores energéticos como é o caso do hidrogénio, que emerge cada vez mais nos planos futuros nacionais devido à sua capacidade de armazenamento de energia, à sua importância na preparação de outros combustíveis de base renovável que contribuirão para potenciar o cumprimento dos objetivos nacionais de incorporação de fontes renováveis no consumo final de energia e para a descarbonização dos consumos, com particular ênfase na indústria e na mobilidade (sobretudo mercadorias e ferrovia) [4]. O auxílio de sistemas com finalidade de absorver emissões carbónicas, tais como os sumidouros de carbono, é outro aspeto fundamental a considerar que terá um impacto extremamente importante na redução da concentração de dióxido de carbono (CO₂) na atmosfera e na regulação climática.

O armazenamento de energia é um processo que consiste em converter a energia sob forma de armazenamento, permitindo guardá-la em diferentes meios ou ambientes. Desta forma, a energia armazenada pode ser reconvertida em energia elétrica de acordo com as necessidades de consumo. Existem vários tipos de sistemas projetados para esta finalidade, sendo os mesmos definidos através da tecnologia utilizada para efetuar o armazenamento de energia. Estes SAE possuem diferentes finalidades, que diferem conforme as características de cada tecnologia, existindo por exemplo, aqueles cuja velocidade de resposta é mais elevada para resolver problemas relacionados com a qualidade de energia, enquanto outros se destinam a operar no ramo da gestão de energia, caracterizando-se pela sua elevada capacidade de armazenamento e denominados muitas vezes por armazenamentos sazonais. Com a evolução tecnológica, o aparecimento de novos SAE é cada vez mais notório e com eles surgem novos desafios relativamente ao desenvolvimento das eficiências energéticas, dos custos associados e da sua sustentabilidade.

Atendendo à seriedade do assunto em questão, todos os estudos e informações acerca do mesmo são fundamentais e por isso, de extrema importância todos os esforços direcionados ao progresso científico com vista à resolução do problema das alterações climáticas. A própria educação da sociedade a respeito deste tema é um dos pilares para a descarbonização da economia, uma vez que irá promover o progresso civilizacional, o avanço tecnológico, a criação de emprego e a prosperidade, preservando os recursos naturais.

1.2. Objetivos e Metodologia

Com a elaboração desta dissertação, é pretendido desenvolver uma metodologia técnico-económica capaz de comparar diferentes SAE aplicados ao mesmo sistema para o Sistema Elétrico Português para o ano de 2030. Após a análise deste sistema, estudar-se-á também a influência da integração dos mesmos no setor elétrico de 2050.

Para atingir os objetivos propostos, será necessário numa primeira fase investigar acerca do estado atual dos SAE, avaliando as suas especificidades técnicas e económicas de forma a perceber o potencial da utilização de cada um dos sistemas para este panorama.

Posteriormente, terá de ser modelizado um modelo que represente o Sistema Elétrico Nacional (SEN) para diferentes anos, com todas as características necessárias para avaliar o comportamento anual da integração dos SAE e assim testar o seu impacto.

Por fim, será utilizada uma metodologia adequada ao contexto do sistema para fazer a avaliação económica dos SAE, de maneira a comparar equitativamente a rentabilidade de cada um, atendendo às suas características mais específicas.

1.3. Estrutura

Esta dissertação dividir-se-á em seis capítulos essenciais ao estudo dos SAE e as referências bibliográficas.

O primeiro capítulo apresenta a introdução da tese que vai ser abordada ao longo desta dissertação, compreendendo as motivações e o intuito da sua elaboração, bem como toda a estrutura adotada para a compor.

Seguidamente, conhece-se o segundo capítulo, representado pelo estado da arte constituído pelo levantamento de várias características acerca dos SAE em estudo através da recolha e de tratamento de dados provenientes de vários trabalhos científicos na área, explicando sucintamente o princípio de funcionamento de cada um.

Encontra-se imediatamente a seguir o terceiro capítulo, alusivo a várias abordagens científicas para comparar economicamente diferentes tecnologias de SAE, onde são retratadas várias metodologias económicas para perceber a rentabilidade de cada um dos armazenamentos. Com a análise e comparação de várias metodologias é possível compreender as vantagens e desvantagens de cada uma e assim ter uma melhor noção de como avaliar os SAE, atendendo às características do sistema em que estão inseridos. No final do capítulo estão representadas por duas tabelas a comparação das características tecno-económicas dos diferentes SAE em estudo.

O quarto capítulo contém a modelização do sistema utilizado para representar o SEN, bem como a definição de todas as restrições consideradas para otimizar o sistema em relação aos custos totais. Posteriormente é explicado o funcionamento do modelo através dos constituintes do seu simulador, descrevendo a utilidade dos campos de entrada e de saída.

Com o modelo operacional, procedeu-se ao desenvolvimento do capítulo dos resultados. Neste quinto capítulo, foram declarados os dados utilizados no simulador e analisados os resultados obtidos para o SEN, com o intuito de estabelecer sempre uma interpretação para os mesmos. Com o sistema desenvolvido, procedeu-se então à escolha da metodologia económica mais adequada para avaliar e comparar os SAE em estudo.

O último capítulo é produzido com a intenção de refletir acerca dos resultados obtidos e assim concluir acerca dos objetivos alcançados. São também sugeridas perspetivas futuras que possam a levar a desenvolvimentos acerca deste tema.

Capítulo 2

Estudo Técnico-Económico das Tecnologias de Armazenamento de Energia

Neste capítulo é realizado um levantamento de vários artigos científicos com o intuito de explorar, detalhadamente, as características dos SAE em estudo, de modo a estabelecer uma análise comparativa entre os mesmos. Da mesma maneira, identificaram-se as metodologias mais utilizadas para avaliar economicamente os SAE e a influência dos sistemas nos estudos. No final do capítulo encontram-se duas tabelas comparativas entre as características dos diferentes SAE em estudo.

2. Estudo Técnico-Económico de Sistemas de Armazenamento de Energia

2.1. Tecnologias de Armazenamento

No presente subcapítulo, é realizado um estudo tecnológico, com breves descrições acerca do funcionamento de cada um dos SAE e com indicações das suas especificações técnicas, nomeadamente os tempos dos ciclos de vida, eficiências, vantagens e desvantagens. Para esta análise o foco vai recair apenas nos SAE que têm como finalidade fazer a gestão da energia e por essa razão com alta capacidade de armazenamento, colocando de lado aqueles que são mais direcionados para armazenamentos com ciclos de carga mais reduzidos, com velocidades de resposta elevados. Nesse sentido, as tecnologias que esta dissertação se debruçará serão as seguintes:

- Armazenamento através de hidrogénio;
- Armazenamento através de ar comprimido;
- Armazenamento através de energia gravitacional;
- Armazenamento através de energia térmica;
- Armazenamento através de bombagem de água;
- Armazenamento através de baterias elétricas.

2.1.1. Armazenamento Químico

O armazenamento de energia através de combustíveis sintéticos produzidos a partir de energia sustentável é executado através de reações químicas, sob a forma de libertação de energia química. É, neste momento, um armazenamento em crescimento uma vez que a produção destes combustíveis é essencial à descarbonização e eletrificação de alguns setores, tais como o de transporte e de indústria.

2.1.1.1. Armazenamento Através de Hidrogénio

Um exemplo de armazenamento químico pode ser encontrado no armazenamento através de hidrogénio (H_2) podendo o mesmo fazer-se através diversas formas, seja através de gás pressurizado, H_2 liquefeito em tanques, hidretos metálicos ou em compostos químicos como amônia e metanol [5]. É ilustrado na Figura 2.1., um breve resumo da utilização do hidrogénio como vetor energético, desde as diferentes origens da sua produção, passando pelo armazenamento da energia produzida e por fim a utilização dessa mesma energia armazenada de diversas maneiras.

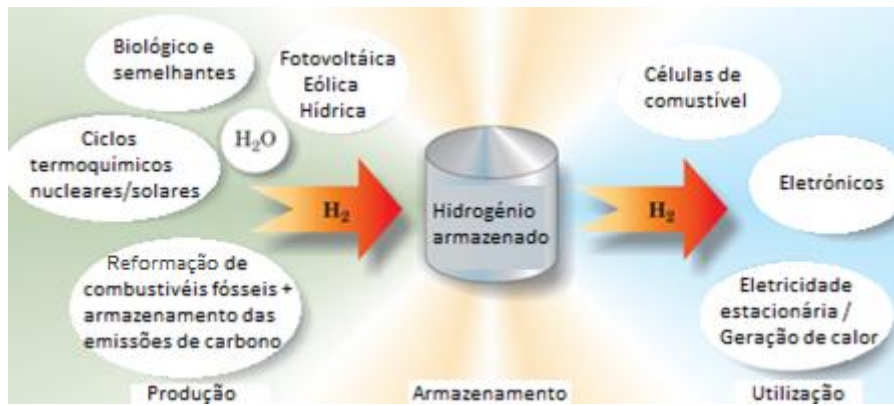


Figura 2.1. - Ciclo do Sistema de Armazenamento por Hidrogênio

Este processo de armazenamento baseia-se, primeiramente, na produção de H_2 nas horas mais rentáveis, recorrendo à energia elétrica para fazer a eletrólise da água. Posteriormente, procede-se à conversão dessa energia para os vários processos de armazenamento referidos anteriormente, que permitem não só armazenar a energia, como também transportá-la de uma forma mais proveitosa. Por fim, essa energia armazenada pode ser reconvertida para posterior utilização.

Relativamente à natureza do H_2 , esta é classificada conforme a sua origem e processo utilizado para a sua produção, podendo ser identificado como [6]:

- H_2 verde, considerado o H_2 limpo é caracterizado por não emitir gases poluentes para a atmosfera, onde é utilizada a energia produzida pelas fontes renováveis para fazer a sua produção através de eletrólise. É o processo mais dispendioso devido ao custo dos eletrolisadores;
- H_2 turquesa, é uma tecnologia mais recente que tem vindo a emergir como ferramenta para ajudar na descarbonização, que é fabricado através da pirólise do gás natural. Como produto colateral surge o CO_2 puro que pode ser comercializado no mercado de carbono;
- H_2 azul, produzido através da reformação a vapor do carvão ou do gás natural. Apesar de emitir gases poluentes para a atmosfera, esta poluição é contida, sendo capturada e armazenada cerca de 85-95% das emissões de carbono;
- H_2 cinzento, utiliza a mesma fonte energética do H_2 azul, porém sem a absorção das emissões de carbono, sendo por essa razão o processo mais poluente e barato de todos os referidos. Por essa razão é também o processo mais dominante, responsável por cerca de 96% da produção de hidrogênio na Europa, juntamente com o H_2 azul [7].

Atualmente, o H₂ é utilizado em vários processos industriais, sendo os principais consumidores as instalações de produção de amônia e metanol, para a síntese de hidrocarbonetos e as indústrias petroquímicas e refinarias através da utilização de H₂ puro.

Como pode ser armazenado, transportado e reconvertido em energia, o H₂ caracteriza-se por ser um vetor energético, permitindo fazer então um armazenamento de energia elétrica. A reconversão para eletricidade pode ser realizada para células de combustível (compatíveis para aplicações móveis), turbinas a gás ou motores a gás [5].

Uma vez que é necessária muita energia para criar e transportar H₂, este processo vai ter baixo rendimento energético (30-50%), cuja viabilidade vai depender do uso final [8]. Um dos aspetos que promove esta baixa eficiência prende-se com a utilização dos eletrolisadores que apresentam um rendimento energético de aproximadamente 65-70% com custos de produção de 27 €/kWh. Este fator aliado aos elevados custos fixos de O&M (operação e manutenção) e de investimento por unidade de potência (24-39 €/kW ano e 1 500-4 500 \$/kW, respetivamente) e às elevadas densidades de energia e de potência por unidade de volume (500-3 000 kWh/m³ e densidade de potência superior a 500 kW/m³), explicam o motivo pela qual esta tecnologia não estabelece ainda uma implementação comercial nas redes elétricas [6], [5], [9], [10].

Esta tecnologia em relação às outras tem a vantagem de permitir o armazenamento de grande quantidade de energia durante longos períodos (horas/meses) de forma mais económica, permitindo mitigar a variabilidade entre estações do ano de fontes como a energia solar e eólica [6]. Para além desse fator, esta tecnologia é caracterizada por possuir baixos custos de capacidade por unidade de energia (1,8-5,5 \$/kWh) [9]. As projeções para esta tecnologia como armazenamento de energia são bastante favoráveis, sendo apontado como uma das principais formas de armazenamento do futuro.

2.1.2. Armazenamento Mecânico

O armazenamento de energia sob processos mecânicos é o armazenamento que mais evolução sofreu, uma vez que é também o mais primordial. Atualmente, este tipo de armazenamento de energia é constituído por sistemas complexos que utilizam recursos como a água, calor ou ar para acionar compressores e/ou turbinas com o intuito de converter a energia para armazenamento.

2.1.2.1. Armazenamento Através de Bombagem Hidroelétrica

É ilustrado na Figura 2.2, um exemplo do princípio de funcionamento do armazenamento de energia por bombagem (PHS, do inglês *Pumped Hydropower Storage*), que é representando pelo

fluxo de água ascendente que é bombeado para o reservatório superior através de um motor, para posteriormente gerar energia elétrica no sentido descendente do fluxo de água, sendo esta turbinada para o reservatório inferior.

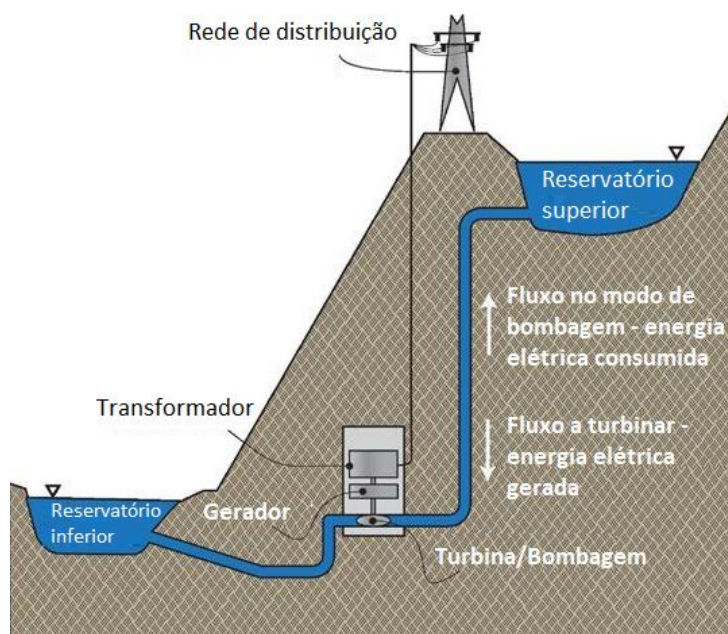


Figura 2.2 - Princípio de Funcionamento do Armazenamento por Bombeamento [11]

O PHS é um sistema hidráulico que tem como conceito a passagem de água de um reservatório de uma cota inferior a jusante para outro de cota superior a montante. Este tipo de central aproveita, normalmente, o reservatório da barragem a jusante para fazer a passagem de água e costuma estar equipado com turbinas reversíveis, especificamente projetadas para poderem também funcionar como motores síncronos. Com a instalação de apenas uma máquina hidráulica não só se rentabiliza o espaço utilizado como também se reduz os custos de instalação, apresentando assim uma vantagem económica.

As centrais de bombeamento atuam no mercado diário, adquirindo eletricidade nos períodos de vazio para fazer a bombeamento, onde os custos produção de energia elétrica são mais baratos e turbinam nos períodos de pico, onde são mais caros, permitindo fazer a redução da produção dos grupos térmicos, nesses períodos. Por estas razões, este é um armazenamento bastante útil para sistemas onde a componente eólica é significativa, como é o caso de Portugal.

Esta bombeamento é afetada por um rendimento energético dado pela turbina da central hidroelétrica, que juntamente com as condutas responsáveis pela canalização provocam perdas na potência que é gerada por este grupo. Portanto, mesmo que a central térmica tenha de produzir mais para compensar estas perdas, a bombeamento é rentável quando a diminuição do custo nas horas em que a hídrica turbina supera o aumento de custo nas horas em que a hídrica bomba.

Atualmente é o SAE com maior implementação em Portugal com uma participação de 99,8%, correspondente a 3,4 GW instalados [12]. Para além de ser uma das tecnologias mais maduras e com maior tempo de vida (40-60 anos) referenciados neste trabalho, é também a tecnologia mais económica para durações de descarga reduzidas [12], [13]. Apesar das vantagens desta tecnologia, como é o caso do seu rendimento energético (65-87%), das baixas densidades de energia e potência por unidade de volume (0,13-0,5 kWh/m³ e 0,01-0,12 kWh/m³, respetivamente) e das elevadas energias e potências específicas (100-5 000 MW e até 40 000 MWh, respetivamente) é importante referir que, dependendo da sua dimensão, estas podem possuir custos fixos de O&M elevados (5-43 \$/kW ano) e que para a sua implementação é necessária a construção de centrais hidroelétricas, recorrendo à utilização de uma grande área, trazendo impactos ambientais e sociais, pelo que os seus projetos requerem a aprovação das entidades competentes por estes setores [10], [13], [14].

2.1.2.2. Armazenamento Através de Ar Comprimido

Está representada na Figura 2.3, o princípio de funcionamento do armazenamento de energia através de ar comprimido (CAES, do inglês *Compressed Air Energy Storage*) realizado por uma central.

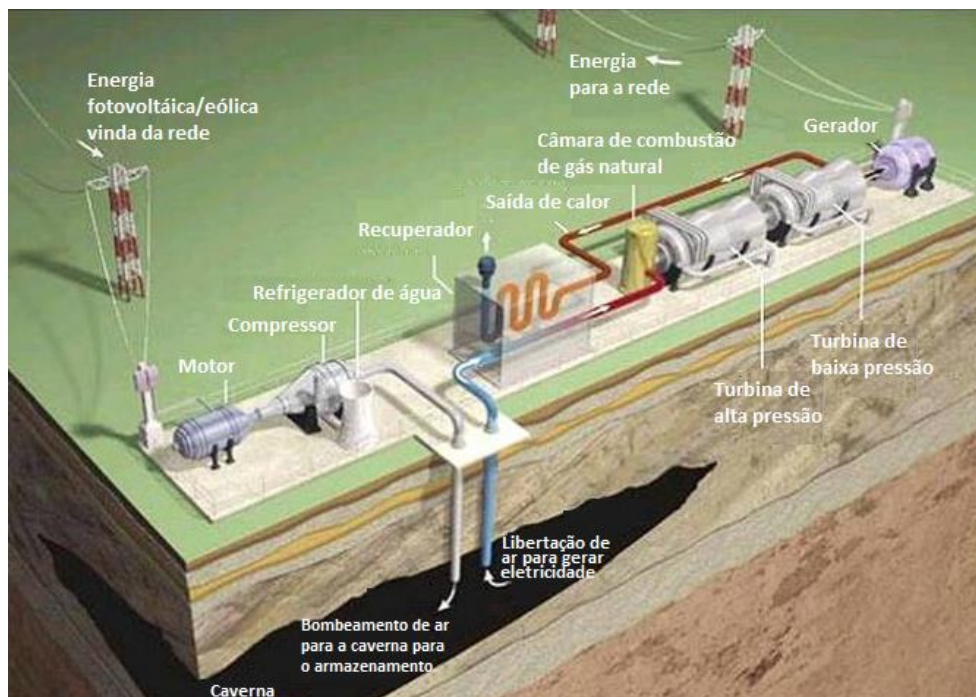


Figura 2.3 - Funcionamento do Armazenamento por Ar Comprimido [15]

O CAES tem como princípio a conversão de energia elétrica em ar comprimido, que ao libertar pressões mais elevadas, expandir-se-á movendo as turbinas para a alimentação de um gerador de energia elétrica. É caracterizado por longos períodos vida (cerca de 40 anos) e de armazenamento

(horas/meses), com baixos custos fixos de O&M e de investimento por unidade de potência (2,2-3 €/kW ano e 500-900 \$/kW, respectivamente), no entanto possui eficiência relativamente baixa (42-80%) em relação a outras tecnologias de armazenamento atuais [5], [10], [14], [16]. É por essas razões um armazenamento indicado para aplicações a larga escala. Existem três modos de um sistema de ar comprimido administrar o calor, através de um processo diabático, adiabático ou isotérmico.

O armazenamento diabático (D-CAES) é basicamente o mesmo que uma turbina a gás convencional, exceto que os estágios de compressão e expansão ocorrem em períodos de tempo diferentes. Por exemplo, quando a eletricidade está em excesso, o ar é comprimido e armazenado num reservatório, e quando a eletricidade é necessária, o ar é aquecido com gás natural e expandido através de uma turbina. Este calor que se perde diminui a eficiência para cerca de 42-54%, contudo este método é mais simples e é até ao momento o único que tem sido implementado em escala comercial [16].

A tecnologia adiabática (A-CAES) retém o calor produzido pela compressão e devolve-o ao ar quando este é expandido para gerar energia. Em teoria, a eficiência do armazenamento adiabático é próxima de 100% em perfeito isolamento, mas na prática a eficiência de retorno é próxima de 70% [16].

O processo isotérmico é o armazenamento mais recente, sendo um processo que tenta explorar as limitações dos outros. Consiste em manter a temperatura constante através da troca de calor com o ambiente. Esta abordagem só é possível para densidades de energias reduzidas e mantém uma eficiência de 70-80% [16].

Podem perceber-se as diferenças nas especificações técnicas entre diferentes tecnologias de CAES (Centrais de CAES amplas, CAES de tecnologia adiabática avançada (AA-CAES), armazenamento de energia através de ar líquido (LAES), CAES supercríticas (SC-CAES) e centrais de CAES menores) através da Tabela 2.1 [17].

Tabela 2.1 - Comparação Entre Várias Tecnologias CAES [17]

Tecnologias	Densidade de energia (Wh/L)	Potência específica (MW)	Duração do armazenamento	Tempo de vida (anos)	Tempo de descarregamento	Duração dos ciclos
CAES Amplas	2-6	110-290	Horas-meses	20-40	1-24+ h	8 000-12 000
AA-CAES	2-6	110-290	Horas-meses	20-40	1-24+ h	-
LAES	8-24	0,3 & 2,5	-	20-40	1-24+ h	-
SC-CAES	8-24	110 & 290	Horas-meses	20-40	1-24+ h	-
CAES Pequenas	2-6	0,003 & 3	Horas-meses	23+	Até ~horas	30 000

2.1.2.3. Armazenamento Através de Energia Gravitacional

Encontra-se na Figura 2.4, uma imagem ilustrativa do processo de armazenamento de energia através de energia gravitacional (GES, do inglês *Gravite Energy Storage*), suspendendo e descarregando blocos conforme a necessidade.

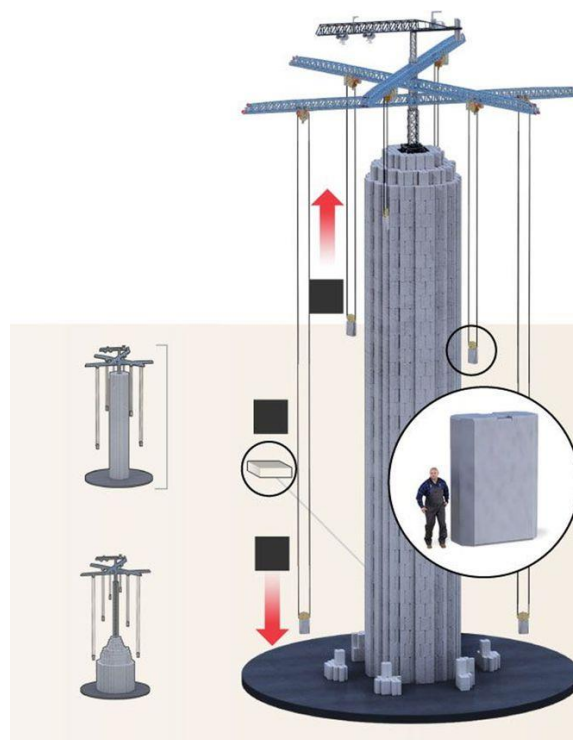


Figura 2.4 - Funcionamento do Armazenamento por Energia Gravitacional [18]

O GES representa-se pela elevação de grandes massas verticalmente nos períodos em que a energia apresenta custos mais reduzidos, acumulando energia potencial e disponibilizando-a por longos períodos de descarga de forma contínua, nos períodos de maior custo de energia. É uma tecnologia que se baseia no mesmo princípio do PHS, porém apresenta potência e energia específicas reduzidas (inferior a 40 MW e a 1 MWh, respetivamente) e não possui a capacidade de armazenamento da mesma, sendo mais direcionada para períodos de armazenamento mais curtos (horas/dias) [13]. É uma tecnologia sustentável, sem degradação e com alto rendimento energético (80-90%) [13], [18]. Tem também a vantagem de não ter de ocupar tanto terreno como as tecnologias de PHS e CAES para a sua implementação, podendo fazer utilização de escavações existentes, o que colabora com a necessidade de evitar impactos ambientais. Outro aspeto interessante deste armazenamento é que o facto de poder ser combinado com ar comprimido, aumentando a quantidade de energia armazenada em até três vezes [13]. Apesar de ser uma tecnologia recente e estando ainda em desenvolvimento, apresenta boas projeções para armazenamentos a curto-médio prazo.

A capacidade do armazenamento de energia potencial desta tecnologia é altamente dependente da massa dos blocos que é deslocada e da sua constituição, tal como está exemplificado na Figura 2.5 e Figura 2.6 [13]. A altura a que os blocos são suspensos é também um fator bastante influente para definir não só a capacidade do sistema, como também dos seus custos associados [18].

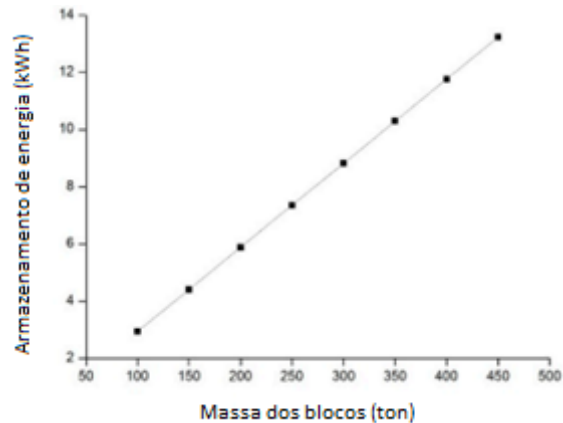


Figura 2.5 - O Potencial de Armazenamento de Energia em Função da Massa dos Blocos [13]

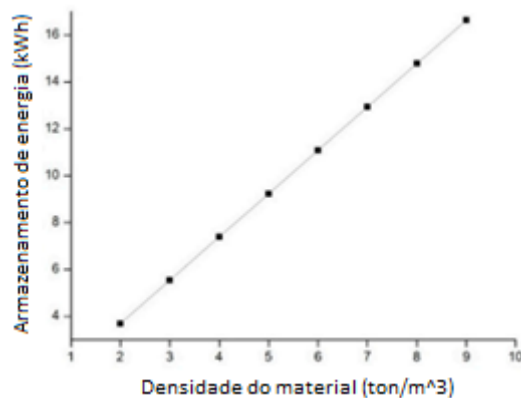


Figura 2.6 - O Efeito do Potencial do Armazenamento de Energia em Função da Densidade do Material dos Blocos [13]

2.1.3. Armazenamento Térmico

Apesar de ainda ser um armazenamento recente, o armazenamento de energia térmica possui propriedades promissoras para realizar armazenamentos com diferentes sazonalidades, seja para colmatar a necessidade de energia a curto prazo, seja para fazer o armazenamento durante períodos mais longos ou para recorrer às temperaturas mais elevadas durante o verão para proceder à sua posterior utilização nas estações mais frias do ano.

2.1.3.1. Armazenamento Através de Energia Térmica

Está representado pela Figura 2.7, o princípio de funcionamento de uma tecnologia de armazenamento de energia através de energia térmica (TES, do inglês *Thermal Energy Storage*), com a utilização de materiais de mudança de fase para os processos de calor sensível e latente.



Figura 2.7 - Princípio de funcionamento do Armazenamento por Energia Térmica [19]

Existem 3 tipos de TES, o calor sensível (SHS, do inglês *Sensible Heat Storage*), calor latente (LHS, do inglês *Latent Heat Storage*) e as reações termoquímicas (THS, do inglês *Thermo-chemical Heat Storage*). Estas tecnologias diferenciam-se através de diversas características, como a capacidade de armazenamento, as potências específicas e eficiências combinadas do ciclo de carga/descarga, estando estas evidenciadas na Tabela 2.2. [20]. Parâmetros como o volume de armazenamento e eficiência têm um impacto positivo no desempenho económico, enquanto a libertação de calor do SAE tem um impacto negativo. Comparativamente com os outros SAE, este é caracterizado pelos seus custos reduzidos de capacidade por unidade de energia (0,040-13,65 \$/kWh) e curtas durações do ciclo combinado de carga/descarga (inferiores a 10 min), sendo negativamente afetado pelos seus custos elevados variáveis de O&M (2,8 €/kWh ano) [5], [20].

Tabela 2.2. - Comparação das Características Técnicas dos SAE Térmica [20]

Sistema de Armazenamento	Capacidade (kWh/1000Kg)	Potência (MW)	Eficiência (%)	Período de Armazenamento
Calor Sensível (Água)	10-50	0.001-10	50-90	d/m
Calor Latente	50-150	0.001-1	75-90	h/m
Reações Termoquímicas	120-250	0.01-1	75-100	h/d

2.1.3.1.1. Armazenamento Através de Calor Sensível (SHS)

Dentro dos TES, o armazenamento através de calor sensível é a técnica mais madura e a maneira mais direta de fazer este tipo de armazenamento. O SHS baseia-se em elevar a temperatura de um líquido ou de um sólido para armazenar calor e posteriormente libertá-lo com a diminuição da temperatura quando necessário, movimentando as turbinas de um gerador. Comparativamente com os outros processos, este é o menos eficiente devido às perdas de calor no sistema e tem mais implicações ambientais devido à necessidade de maiores reservatórios. Por outro lado, comparativamente com os restantes processos, para além do SHS utilizar materiais mais seguros e apresentar valores mais reduzidos de investimento, tem ainda um sistema de controlo mais simples e durações de armazenamento superiores [21].

Existem diversas técnicas de SHS, como o armazenamento de energia térmica através de tanques (TTES, do inglês *Tank Thermal Energy Storage*), armazenamento de energia térmica bombeada (PTES, do inglês *Pumped Thermal Energy Storage*), armazenamento de energia térmica através de furos (BTES, do inglês *Borehole Thermal Energy Storage*), armazenamento de energia térmica através de aquíferos (ATES, do inglês *Aquifer Thermal Energy Storage*). Cada uma destas técnicas, diferenciadas pelos tanques e matérias de armazenamento utilizados, possui as suas vantagens e desvantagens, reportadas na Tabela 2.3. e Tabela 2.4. [21].

Tabela 2.3. - Comparação de Tecnologias SHS [21]

Tecnologia de armazenamento	TTES	PTES	BTES	ATES
Tipo de armazenamento	Água	Água e cascalho	Material de solo (solo/pedra)	Material de solo (areia/cascalho/água/...)
	Condições de solo estáveis	Condições de solo estáveis	Terreno perfurável	Camada de aquífero natural com transmissão hidráulica
	De preferência sem água subterrânea	De preferência sem água subterrânea	Águas subterrâneas favoráveis	Confinar camadas superiores e inferiores
	Profundidade de 5-15m	Profundidade de 5-15m	Alta capacidade de calor	Baixo fluxo das águas subterrâneas naturais
Requisitos	-	-	Alta condutividade térmica	PH da água adequado para temperaturas elevadas
	-	-	Baixa transmissão hidráulica	Grossura do aquífero de 20-50m de profundidade
	-	-	Baixo fluxo de águas subterrâneas naturais	-
	-	-	30-100m de profundidade	-
	Sem condições geológicas especiais necessárias	Sem condições geológicas especiais necessárias	Pode ser utilizado para aquecimento e arrefecimento	Pode ser utilizado para aquecimento e arrefecimento
Vantagens	Tecnologia mais madura	Sem utilização dos aquíferos naturais	No caso de precisar um furo no solo vertical, necessita de menos área de superfície	Capacidade de produção de arrefecimento direto sem dispositivos de suporte

Tabela 2.4. - Continuação da comparação de Tecnologias SHS [21]

Tecnologia de armazenamento	TTES	PTES	BTES	ATES
Vantagens	Alta estratificação	-	No caso de precisar de um canal horizontal, necessita de menos escavação	Menos manutenção requerida
	Alta capacidade de calor	-	Menos sensível às condições climáticas	Transferências de calor mais eficientes do que BTES
	Instalação fácil	-	Aplicável para aplicações tanto de pequena a larga escala	-
Limitações	Altas perdas de calor	Estratificação mais reduzida em comparação com TTES	Condições geológicas especiais necessárias	Condições geológicas especiais necessárias
	Possível existência de corrosão	Possíveis perdas	Altas perdas de calor	Altas perdas de calor
	Possíveis perdas	Densidade de energia mais reduzida em comparação com TTES	Densidade de energia reduzida	Densidade de energia reduzida
	-	-	Processo inicial de investigação geológica longo	Processo inicial de investigação geológica longo
	-	-	Processo de arranque necessário	Efeitos de entupimento

2.1.3.1.2. Armazenamento Através de Calor Latente (LHS)

Estando associado a mudanças de fase, a energia necessária durante o carregamento do armazenamento através de calor latente, é utilizada para converter um material sólido num material líquido ou um material líquido num gás. Comparativamente com o SHS, tem as vantagens de possuir alta densidade de armazenamento (devido ao calor latente de fusão elevado) e a natureza isotérmica (temperatura constante) do processo de armazenamento, em contrapartida apresenta problemas em manter o sistema sem degradação e corrosão [21]. O armazenamento de água em reservatórios tem sido a opção de menor custo e constitui uma opção economicamente viável até uma temperatura de 90°C [20].

O LHS ainda exhibe grandes sinais de desenvolvimento, porém ainda não é muito utilizado industrialmente devido à duração elevada do seu tempo de ciclo de carga/descarga que é explicado pela sua baixa condutividade térmica.

2.1.3.1.3. Armazenamento Termoquímico (THS)

O armazenamento termoquímico é caracterizado por uma temperatura específica na qual um produto químico é dissociado numa reação química reversível e o calor é recuperado quando ocorre a reação de síntese. É um processo que ainda está numa fase muito inicial, precisando de mais desenvolvimento. Entre os diferentes processos de energia térmica, este é aquele que possibilita menores perdas de calor, porém é o mais complexo e o que apresenta menores períodos de armazenamento [21].

2.1.4.1.3. Armazenamento Eletroquímico

Tal como o armazenamento químico, este grupo de armazenamento de energia utiliza as reações químicas para fazer a conversão de energia, contudo diferencia-se por ser mais indicado para fazer armazenamentos para períodos mais reduzidos, sendo este o ponto forte dos SAE eletroquímicos.

2.1.4.1. Armazenamento Através de Baterias Elétricas

O armazenamento de energia através de baterias elétricas (BES, do inglês *Battery Energy Storage*) tem como princípio a alteração do seu estado de carga através de reações eletroquímicas.

Elas possuem sempre uma estrutura muito semelhante, com células constituídas por dois elétrodos, uma substância eletrolítica (eletrólito) e um separador, sendo diferenciadas pelos materiais utilizados nos seus constituintes. Existem dois tipos de BES, os não recarregáveis (primárias) e os recarregáveis (secundárias). Esta dissertação apenas se focará nas baterias secundárias, uma vez que essas são as que vão ao encontro do objetivo do estudo. Entre as diferentes baterias dessa natureza, existem quatro que se destacam por diferentes razões:

- Baterias de íão lítio;
- Baterias de fluxo;
- Baterias de chumbo-ácido;
- Baterias da sódio-enxofre.

A importância das características das baterias vai depender da aplicação das mesmas. Num regime estacionário dá-se mais relevância a aspetos como o custo, o tempo de vida, a eficiência e a robustez (resistência a temperatura), enquanto para aplicações móveis faz mais sentido olhar para a energia específica, a densidade de energia e a velocidade do estado de carga. É importante referir que este SAE apresenta perdas consideráveis da energia armazenada consideráveis (0,1-1,5%/dia), tempos de vida reduzidos (5-15 anos) e, juntamente com o armazenamento através de H₂, elevada densidade de potência por unidade de volume (0,5-5 000 kW/m³), o que é facilmente explicado pelo volume que as mesmas ocupam quando instaladas [5]. Está representada na Figura 2.8, uma comparação das densidades de energia por unidade de massa em função da potência específica associadas a cada bateria [22].

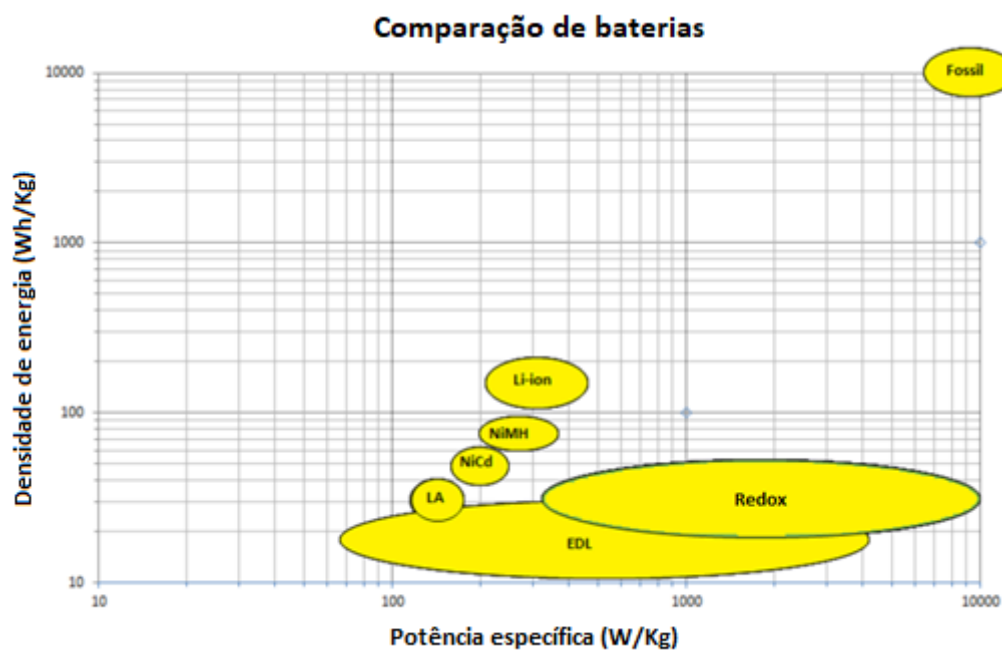


Figura 2.8 - Comparação entre Baterias [23]

2.1.4.1.1. Baterias Ião Lítio

Está ilustrada, na Figura 2.9, a constituição típica das baterias de íão lítio, nomeadamente os elétrodos cátodo e ânodo, eletrólitos, óxido metálico de lítio, separador flexível, grafite e dois coletores nos extremos.

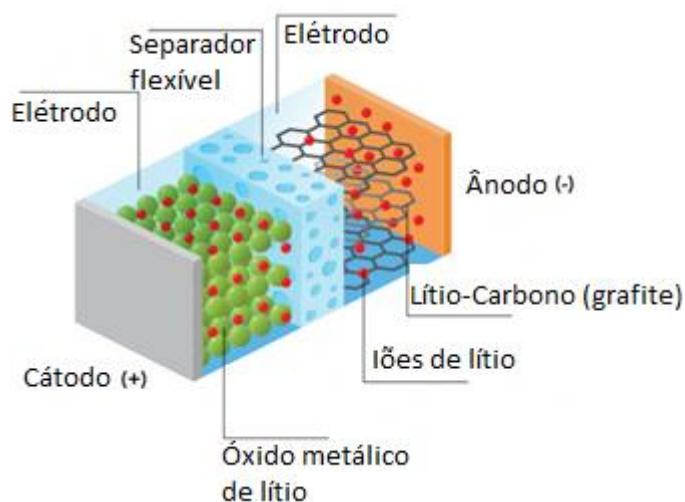


Figura 2.9 - Constituição das Baterias de Ião Lítio [24]

As baterias elétricas de íão lítio (Li-Ion, do inglês *Lithium-Ion*) são o BES mais utilizado na indústria devida à sua capacidade de armazenamento de energia, tempo de vida útil, velocidade de carregamento e custo-benefício. Caracterizam-se por serem bastante equilibradas e por possuírem elevadas densidades de energia e potência por unidade de volume (150-200 kWh/m³ e 50-5 000 kW/m³, respetivamente) [25].

As Li-Ion podem possuir vários tipos de elétrodos e de eletrólito, estando os seus constituintes mais utilizados expressos na Figura 2.10 e Figura 2.11 [26].

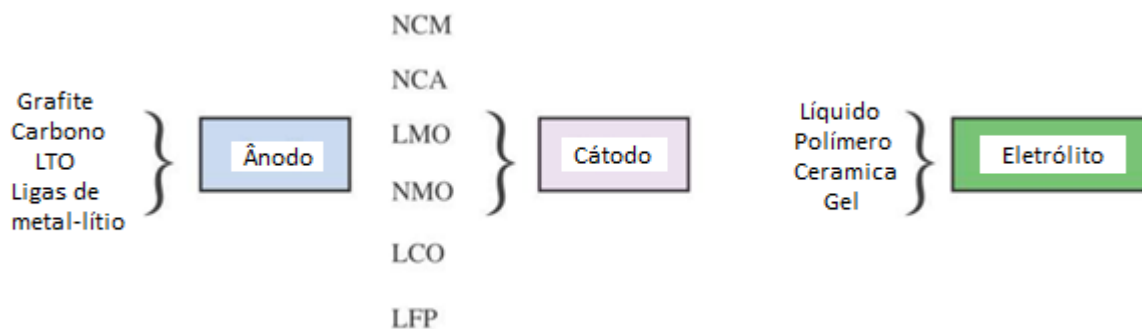


Figura 2.10 - Composições dos Elétrodos e do Eletrólito da Célula de Ião Lítio [22]

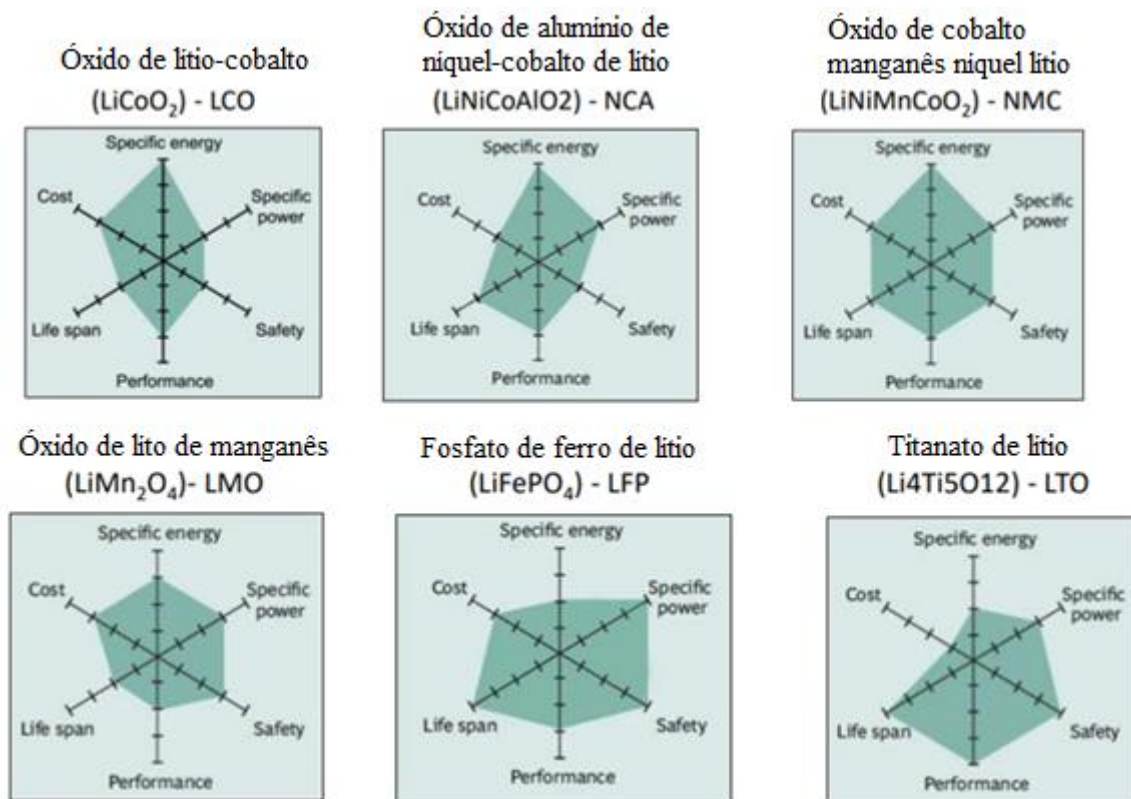


Figura 2.11 - Comparação entre as Baterias de Íão Lítio [22]

Pela análise da Figura 2.11, as diferentes composições de baterias de íão lítio podem ser avaliadas através de quatro características importantes:

- Segurança – As baterias de LFP (Fosfato de ferro de lítio) e de LTO (Titanato de lítio) são as que mais se destacam nesta área, enquanto as de NCA (Óxido de alumínio de níquel-cobalto de lítio), LCO (Óxido de lítio-cobalto) e NMC (Óxido de cobalto manganês níquel lítio) são as mais perigosas;
- Custo – Neste setor, as baterias de LFP são as mais económicas, sendo as de LTO e NCA as mais caras;
- Tempo de vida útil – Percebe-se que as baterias de LFP e as de LTO são aquelas que duram mais tempo, em contraste com as de LCO que são as que duram menos;
- Desempenho – Evidenciam-se as baterias de LTO, NMC e NCA quando se trata da energia específica, ao contrário das de LCO e LFP.

Concluindo acerca das principais características das baterias de Li-Ion consideradas, a bateria de NMC pode ser vista como a mais equilibrada entre todas. O maior problema destas baterias recai sobre o eletrólito utilizado, o qual possui propriedades inflamáveis levantando problemas nas questões de segurança. É, portanto, necessário um sistema de controlo e monitorização para evitar que as baterias sejam expostas a altas temperaturas.

2.1.4.1.2. Baterias de Fluxo

Encontra-se explícito, na Figura 2.12, o princípio de funcionamento das baterias de fluxo.

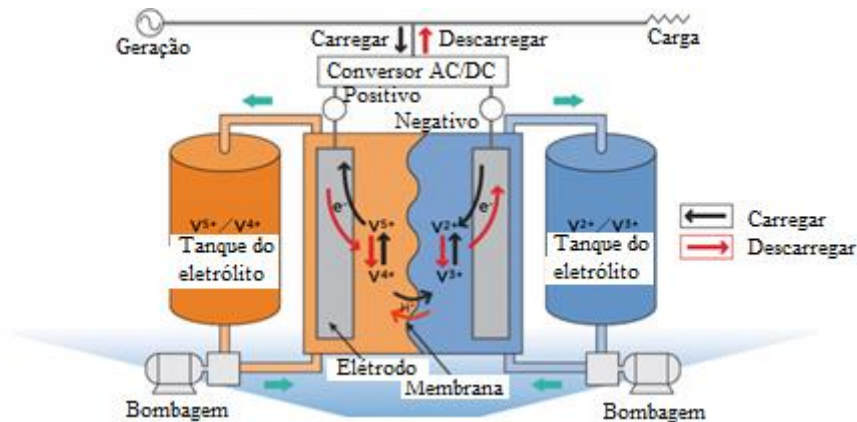


Figura 2.12 - Princípio de Funcionamento Baterias de Fluxo [27]

As baterias de fluxo, também conhecidas como baterias de “redox” (redução e oxidação), podem apresentar-se com diferentes composições químicas. Têm a particularidade de regenerar o seu próprio combustível quando é aplicada uma energia elétrica nos seus terminais, tendo assim propriedades semelhantes à célula combustível. Estas são interessantes para sistemas isolados e economicamente acessíveis, uma vez que não precisam de eletrolisadores ou outras técnicas para produzir o combustível. A potência da bateria é determinada pelo tamanho dos eletrodos e pelo número de células na pilha.

São caracterizadas por serem sistemas com bastante fiabilidade (0-0,2% de perdas por dia), com períodos elevados de armazenamento (de horas a meses), tolerância a sobrecargas, carregamento rápido (uma vez que consiste simplesmente em mudar o eletrólito), permitem descargas profundas (até 100%) e não emitem gases poluentes para a atmosfera [5], [22], [25].

Por outro lado, possuem densidades de energia e de potência por unidade de volume bastante reduzidas (10-70 kWh/m³ e 0,5-34 kW/m³), baixo tempo de vida útil (5-10 anos), custos elevados de investimento por unidade de potência e de capacidade por unidade de energia (700-3 200 \$/kW e 500-800 \$/kWh, respetivamente) [8], [14], [23].

As baterias de vanádio são as mais interessantes para fazer a gestão de energia entre as baterias de fluxo devido à sua constituição. Neste tipo de baterias, são utilizados pares de iões desse mesmo elemento, sendo o ião de hidrogénio (H⁺) o portador. A carga é equilibrada através da presença dos protões H⁺ e da água na reação catódica.

Estas baterias de fluxo de vanádio apresentam um custo nivelado inferior a metade do custo de outras tecnologias de BES, com custos de manutenção reduzidos [22].

2.1.4.1.3. Baterias de Chumbo Ácido

Está presente na Figura 2.13, uma ilustração representativa do aspeto de uma bateria de chumbo-ácido mais tradicional, com os seus constituintes explícitos.

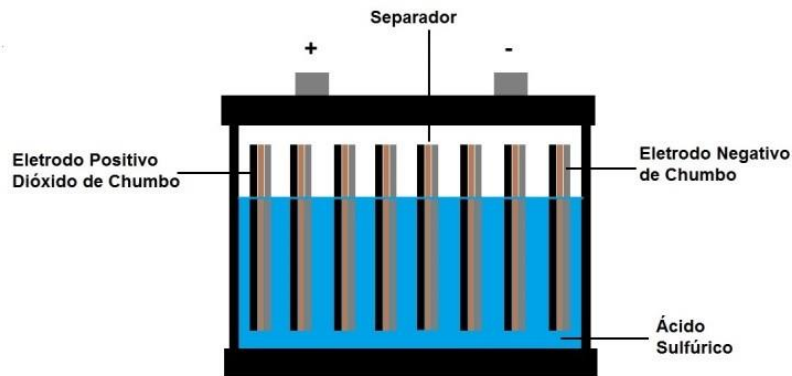


Figura 2.13 - Constituição das Baterias de Chumbo-Ácido [28]

As baterias de chumbo-ácido (LA, do inglês *Lead-Acid*) são as baterias recarregáveis mais antigas e por essa razão, as mais desenvolvidas dentro das mencionadas nesta dissertação. Têm o chumbo como ânodo e o dióxido de chumbo como cátodo, cuja reação produz sulfato de chumbo insolúvel que adere aos eletrodos. Quando um acumulador descarrega, ocorre um consumo de ácido sulfúrico.

Estas podem ser encontradas em diversas versões, sendo as mais comuns as ventiladas, que usam eletrólito líquido, as baterias de gel reguladas por válvula (VRLA) e as baterias com eletrólito embebido em manta de fibra de vidro (AGM), que têm um desempenho equilibrado e um custo reduzido em relação às baterias de gel.

Uma vez que é um BES bastante desenvolvido, os custos de investimento por unidade de potência (300-850 \$/kW) e os custos de capacidade por unidade de energia (150-400 \$/kWh) são a principal vantagem destas baterias, juntamente com as tensões altas nas células (2V em circuito aberto) [8], [14], [23]. Sob outra perspetiva, uma vez que é uma tecnologia antiga, é caracterizada por algumas limitações [14], [25]:

- Baixo rendimento energético (72-78%);
- Densidade de energia por volume reduzida (25-100 kWh/m³);
- Estando descarregada (estado de carga nulo), o armazenamento a longo prazo pode levar à polarização irreversível de eletrodos;
- Manufatura complicada para tamanhos mais reduzidos;
- Alto risco de desequilíbrios térmicos;
- Impactos ambientais consideráveis devido aos seus componentes.

2.1.4.1.4. Baterias de Sódio-Enxofre

Encontra-se representada na Figura 2.14, a constituição de uma bateria de sódio-enxofre.

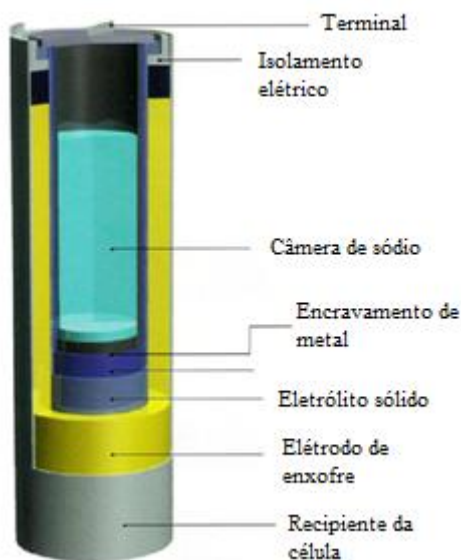


Figura 2.14 - Componentes das Baterias de Sódio-Enxofre [26]

A bateria de sódio-enxofre (NaS, do símbolo químico de sódio-enxofre) é uma bateria que utiliza sal fundido como eletrólito. A célula inteira é envolta por um invólucro de aço que é protegido da corrosão que existe por dentro. Este recipiente externo serve como elétrodo positivo, enquanto o sódio líquido serve como elétrodo negativo.

De entre o BES, a bateria NaS é diferenciada de todas as outras por ser a que tem maior alcance de duração de descarga, podendo chegar às 24h [25]. Para além desta característica, esta é a bateria que apresenta maior densidade de energia por unidade volume ($150\text{-}280 \text{ kWh/m}^3$) [25]. Por outro lado, possuem energias específicas muito reduzidas (0,1 MWh), perdas consideráveis (1,5%/dia), capacidade de armazenamento reduzida (limitado a algumas horas) e impacto ambiental elevado, devido à corrosão dos isoladores [25], [29].

2.2. Avaliação Económica de Sistemas de Armazenamento

Para aferir acerca da rentabilidade de cada uma das tecnologias, foram agregados diversos estudos científicos que analisaram e modelizaram o comportamento destes SAE para diferentes métodos. Neste subcapítulo estão resumidos os artigos mais relevantes que foram encontrados através de pesquisa bibliográfica, onde cada um retrata uma comparação entre diferentes tecnologias para diferentes sistemas.

A organização deste estudo foi elaborada através das diferentes metodologias de análise económica utilizadas por cada referência bibliográfica, dividindo-se por:

- Custos diários médios;
- Custos anuais de energia;
- Custo nivelado de energia;
- Custo nivelado de armazenamento.

2.2.1. Custos Diários Médios

Os custos diários médios estabelecem uma metodologia direcionada para o estudo da influência dos SAE em períodos de tempo mais reduzidos, normalmente considerando-se custos não só como os de operação e manutenção (O&M), como também os de investimento.

Um exemplo da utilização desta metodologia de análise económica pode ser observado através do caso da microrrede de uma cidade montanhosa da China (Yan'an) abundante em recursos naturais renováveis [30]. Possui uma capacidade instalada de turbinas eólicas de 1 830 kW, painéis fotovoltaicos de 399,8 kW e com uma capacidade de GES de 1 722 kWh. Para o estudo do sistema realizaram-se três simulações com recurso ao software “MATLAB 2018” através de um algoritmo de otimização denominado por “*Whale optimization algorithm*”, que simula o comportamento de caça das baleias. Com este algoritmo caracterizado pela inserção de poucos parâmetros e com uma forte capacidade de otimização foram modelizados três cenários de armazenamento de energia:

- Sistema ligado à rede através de GES;
- Sistema ligado à rede sem GES;
- Sistema isolado.

Para a obtenção dos custos diários médios, em yuans, calcularam-se duas componentes de custos:

- Os custos diários de investimento, que incluem os custos iniciais da instalação, os custos de manutenção e os custos de substituição;
- Os custos operacionais diários, que compreendem os custos de troca de energia, custos de controlo de eletricidade e subsídios de energia.

Neste estudo são também apresentados três indicadores de confiabilidade do fornecimento de energia:

- Taxa de abandono de novas energias, responsável por medir a utilização de novas energias na microrrede (a taxa de utilização de novas energias pode ser melhorada ao diminuir este parâmetro);
- Probabilidade de insuficiência de potência, referindo-se à relação entre a falta de energia para a microrrede e da carga total durante o ciclo normal de fornecimento de energia;
- Balanço interno de potência disponível, que demonstra a relação adaptativa entre a potência fornecida pela microrrede em si e a carga total da mesma. Quanto maior este parâmetro, menor a dependência e mais forte a capacidade de operação independente.

Com todos os custos contabilizados, chegou-se à conclusão de que o cenário ligado à rede através de GES, apresentava os menores custos diários médios, na ordem 283 €. Em contraste, o sistema ligado à rede sem GES apresenta os maiores custos diários médios na ordem dos 311 €. O cenário com um sistema isolado apresenta valores na ordem dos 293 € (valores convertidos em dezembro 2022).

2.2.2. Custos Anuais de Energia

A próxima metodologia de análise económica a referenciar é a utilização dos custos anuais de energia, que em contraste com a anterior, consegue focar-se na componente monetária das tecnologias de armazenamento a longo prazo.

É um modelo bastante utilizado para o estudo dos SAE cuja finalidade é fazer a gestão de energia, como se verifica pela construção de uma microrrede com geração fotovoltaica e eólica, para alimentar um centro de saúde no continente africano com uma carga total de 18,67 kWh/dia e potências de pico na ordem dos 7,76 kW [31]. É feita uma comparação económica entre o armazenamento através H₂, baterias de Li-Ion e PHS, onde são apresentados os custos de investimento, operacionais e de substituição de cada componente associada a cada tecnologia que serão inseridos no software de simulação “HOMER PRO” que modelizará diversas configurações para o sistema. Para esta comparação, para além dos custos anuais de energia, são utilizados também diversos índices económicos, tais como o investimento inicial, custos operacionais e o custo líquido

(custo sem a energia fotovoltaica e eólica), cujos custos são calculados a partir do custo nivelado de energia, dado por dólares (\$).

Os resultados deste estudo dividem-se perante quatro índices económicos:

- Investimento inicial, apresentando valores superiores para a tecnologia H₂ (177 600 \$ por ano) e inferiores para baterias Li-Ion (48 400 \$ por ano);
- Custos operacionais, onde são mostrados custos superiores para a tecnologia de PHS (2 861 \$) e inferiores para as baterias Li-Ion (2 027 \$ por ano);
- Custo líquido, com indicações superiores para a tecnologia de H₂ (206 328 \$ por ano) e inferiores para baterias Li-Ion (74 609 \$ por ano);
- Custo anual de energia, que aponta para custos superiores para a tecnologia H₂ (2,34 \$/kWh por ano) e inferiores para baterias Li-Ion (0,847 \$/kWh por ano);

Para além disso, neste estudo, verificou-se que para além de ser necessário um tanque de 40 kg de H₂, o reservatório de PHS utilizado nunca descarrega abaixo dos 80%, enquanto as baterias nunca descarregam abaixo dos 60%. O armazenamento por H₂ tem maiores custos líquidos e maior custo de energia, pelo que o armazenamento com maior custo-benefício é o de baterias de Li-Ion.

Esta metodologia é também muito utilizada para fazer projeções tecno-económicas futuras, tal como o estudo do sistema energético colombiano, que com três tecnologias de armazenamento de energia de larga escala, baterias de LA, PHS e CAES, avaliou três cenários diferentes para o ano de 2030 [32]:

- “*Business as Usual*” (BAU) - Assume que as perspetivas atuais da procura/oferta de energia são inalteradas;
- “*Colombia 2030*” (COL 2030) - Assume maiores contribuições de energia dos parques fotovoltaicos e eólicos no *mix* de energia consumida (19%-25%) sem haver qualquer armazenamento de energia;
- COL 2030 + Armazenamento de Energia – Tal como o nome indica, é um cenário semelhante ao anterior, mas incluindo níveis de armazenamento de energia que são tecnicamente alcançáveis até 2030.

Estas projeções foram efetuadas através do software “*EnergyPLAN*” e como referência o ano de 2014. Os custos totais anuais dos sistemas de energia deste modelo incluem taxas de juros (8 %/ano), reembolsos dos investimentos, custos de O&M fixos e variáveis e custos das emissões de CO₂ (40 €/tCO₂). O estudo mostra que com a integração de fontes de energias renováveis, o sistema colombiano em 2030 permitirá uma redução de gases de efeito estufa na ordem dos 60% e que com a adição de SAE, o excesso de produção de eletricidade acima do consumo será reduzido em 67,3%. As emissões de CO₂ do primeiro cenário para os outros dois é reduzida em 1/3. Para este sistema, a

tecnologia PHS é a mais viável economicamente de integrar, com custos anuais de 3,5 mil milhões de euros por ano, devido ao seu baixo custo de investimento anual (1,8 mil milhões de euros por ano) e à diminuição dos custos de combustíveis (0,4 mil milhões de euros por ano). A menos viável é o armazenamento através de baterias chumbo-ácido, com 3,9 mil milhões de euros por ano, mas se esta tecnologia obtiver melhorias tecnológicas nos seus custos de investimento (2,3 mil milhões de euros por ano), esta pode tornar-se numa opção atrativa. Os custos anuais de armazenamento para a tecnologia CAES apresentam-se na ordem dos 3,6 mil milhões de euros por ano, com custos de investimento na ordem dos 2,1 mil milhões de euros por ano.

Outro estudo interessante para a utilização desta metodologia, com diversas tecnologias para o ano de 2018 e com uma estimativa para 2025, difere dos estudos anteriores uma vez que contabiliza o tamanho do sistema de armazenamento das respetivas tecnologias e contabiliza os seguintes custos [29]:

- Custos de investimento (\$/kWh);
- Balanço da central (\$/kW) (componentes de suporte e sistemas auxiliares);
- Sistema de conversão de energia (\$/kW);
- Construção e comissionamento (\$/kWh);
- Custos de O&M fixos (\$/kW ano);
- Custos de O&M variáveis (\$/kWh ano).

Estes custos incorporam um formulário que contém suposições acerca dos custos necessários para financiar um projeto ao longo da sua vida útil. Essa exigência total de receita a longo prazo é então avaliada como um pagamento anualizado em dólares (\$) para o preço de 2018, com base num custo de investimento. Foi concebido um custo anualizado para as seguintes tecnologias:

- Baterias (LA, NaS, Li-Ion, haleto de metal de sódio (sal fundido), cátodo híbrido de zinco e de redox);
- PHS;
- CAES;

Este relatório mostra que dentro da tecnologia das baterias, as de íon lítio são a melhor opção em termos de custo, desempenho, tempo de vida útil e maturidade tecnológica, com um custo anual de 74 \$/kWh. Já a bateria de cátodo híbrido de zinco é bastante promissora nos parâmetros de custo e de vida útil, porém os seus níveis de prontidão tecnológica (TRL) e níveis de prontidão para a fabricação (MRL) são ambos baixos nesta fase, em contraste com a bateria de chumbo-ácido que apesar de apresentar TRL e MRL altos pecam no tempo de vida útil. Para o armazenamento a longo prazo, as tecnologias PSH e CAES são aquelas que apresentam o menor custo anualizado de energia neste estudo, com cerca de 20 \$/kWh, e são competitivas com o armazenamento através de baterias.

Quando comparado com CAES, PSH é uma tecnologia mais madura com a eficiência do ciclo mais alta.

2.2.3. Custo Nivelado de Energia

Uma das metodologias económicas mais utilizadas para estudar os SAE é o custo nivelado de energia (LCOE, do inglês *Levelized Cost of Energy*), definido como a razão entre os custos de um projeto energético e a sua produção de eletricidade, utilizado amplamente para comparar diferentes tecnologias [33].

Podemos ver esta metodologia a ser utilizada para fazer uma comparação da integração do TES de quatro sistemas diferentes para uma central fotovoltaica localizada no Chile, com as seguintes tecnologias [34]:

- Armazenamento indireto através de dois tanques (SHS);
- Armazenamento direto através de dois tanques (SHS);
- Armazenamento através de um tanque com o material de armazenamento de rochas de quartzo e com óleo como fluido de transferência de calor (LHS);
- Armazenamento através de um tanque com o material de armazenamento de rochas de quartzo e com Therminol 55 como fluido de transferência de calor (LHS).

No que diz respeito aos materiais de armazenamento e ao fluido de transferência de calor das tecnologias de calor latente, as matérias citadas em cima foram as que prevaleceram após comparações entre as rochas quartzo/granito e os fluidos Therminol 55/Therminol VP-1. O Therminol 55 é um fluido sintético de transferência de calor utilizado para aplicações de temperatura moderada, sendo projetado para sistemas de aquecimento indiretos não pressurizados ou de baixa pressão. Para a comparação económica, foram calculados os custos da utilização de bombagem, geradores, condensadores, tanques, óleo térmico, processos de destilação, manutenções e um fator de recuperação de capital de modo a calcular o valor anualizado para o custo. Com a relação deste valor anualizado com o valor da produção anual de eletricidade calculou-se o LCOE, em €/MWh, que é utilizado para calcular o custo nivelado de água a injetar (LCOW, do inglês *Levelised Cost of Water*), em €/m³, representando o custo por unidade de volume de água produzido por um processo ou serviço de tratamento de água. São comparadas as quatro tecnologias através do LCOE, do LCOW e também através do custo de armazenamento da energia térmica com o custo completo do sistema de cogeração para a condição ideal, sendo feita a mesma abordagem para futuras centrais fotovoltaicas, onde o custo do sistema será mais barato. Conclui-se que para este sistema, a tecnologia mais rentável será o armazenamento térmico por calor latente com óleo Therminol 55 como fluido de transferência de

calor, apresentando um LCOE e LCOW de 0,128 €/kWh_e e 1,31 €/m³, respetivamente. Para futuras centrais, este será também o armazenamento mais rentável, com os LCOE e LCOW a atingir 0,103 €/kWh_e 0,995 €/m³, respetivamente. Estes parâmetros serão cerca de 11,2% e 11,9%, respetivamente, inferiores em comparação com a segunda tecnologia mais rentável, o SHS através do processo indireto de dois tanques.

Tal como este estudo, existem diversas projeções futuras para a integração dos SAE. Existem análises a sistemas para um espaço temporal de 2025-2045 e 2050-2070 com diferentes sazonalidades através de uma relação custo-benefício (valor total do sistema pelo custo anual nivelado) e da relação do LCOE, em \$/MWh [9].

Estudos como este apontam que para um futuro próximo, as tecnologias mais competitivas economicamente para 1 dia de descarga são o PHS e CAES. No entanto, baseando no investimento inicial das capacidades de potência e de energia, projetado para 2050, a tecnologia mais rentável no futuro, será o armazenamento através de H₂ com um tempo de descarga de até 2 semanas. Os armazenamentos de energia com maiores tempos de descarga podem ser mais económicos se houver um aumento no rendimento energético das fontes renováveis ou se grande parte da energia gerada por combustíveis fósseis for substituída por energias renováveis, o que faria com que os custos dos investimentos iniciais fossem reduzidos.

Para as comparações entre os BES, o modelo do LCOE é também muito útil, de modo a entender-se a competitividade entre elas. Um estudo de um sistema fotovoltaico de 600 kW na Arábia Saudita comparou cinco cenários [35]:

- Sem armazenamento de energia;
- Com armazenamento de energia através de baterias Li-Ion, mais especificamente, LCO e LTO;
- Com armazenamento de energia através de baterias de fluxo de vanádio (VFB, do inglês Vanadium Flux Battery) e de ferro (IFB, do inglês Iron Flux Battery).

Para este estudo, os autores realizaram cálculos matemáticos para desenvolver o modelo teórico do módulo fotovoltaico, através de um conjunto de várias células solares em série e em paralelo, constituídas por um circuito com um díodo e duas resistências, uma em série e outra em paralelo. Para avaliar os SAE, basearam-se na relação entre a custo total do ciclo de vida e a energia gerada nesse mesmo ciclo para fazer a comparação do LCOE, em centimos/kWh. O estudo mostra que o sistema fotovoltaico com bateria de Li-Ion LCO apresenta o menor custo nivelado de eletricidade, com 3,4 centimos de dólar/kWh, em comparação com outro sistema fotovoltaico com armazenamento por baterias. A pesquisa sugere que o sistema integrado através das baterias Li-Ion, foi determinado como o mais viável economicamente.

Esta metodologia de análise económica é bastante recorrente para avaliar os TES devido à proximidade com os custos nivelados de calor (LCOH, do inglês *Levelized Cost of Heat*), um indicador útil para estimar o custo do calor gerado por todo o sistema de aquecimento para um determinado ciclo de vida, com a consideração tanto do investimento inicial quanto dos custos de O&M. Com esta metodologia, foram analisados quatro sistemas de TES relativos ao processo de SHS, através de uma abordagem sazonal (energia armazenada no verão para ser posteriormente utilizada no inverno), em conjunto com o estudo da utilização dos dois outros processos térmicos, LHS e THS [21]. Este sistema foi simulado fragmentando-o em quatro partes:

- Considerando-se apenas a utilização de energias renováveis (com custos de O&M de 1% do investimento inicial);
- Considerando-se apenas a parte do armazenamento de energia (com custos de O&M de 1% do investimento inicial);
- Considerando-se apenas a parte de aquecimento de *back-up*;
- Considerando-se todo o SAE (com custos de O&M de 3.5% do investimento inicial).

Através da inflação e de taxas de câmbios, os autores converteram os custos dos projetos de armazenamento para preços constantes para o ano de publicação do artigo e evidenciaram os custos de armazenamento de volume e custos de capacidade de armazenamento, realçando que estes são centenas de vezes superiores para as tecnologias de calor latente e termoquímico em relação ao calor sensível, devido ao estado atual do desenvolvimento da tecnologia. A competitividade económica dos sistemas de SHS é comparada com a das alternativas de fornecimento de calor existentes, onde são utilizadas como referência as aplicações com caldeiras de gás natural e de aquecimento solar no aquecimento descentralizado. Verifica-se que para esta tecnologia ser economicamente competitiva no mercado de aquecimento, o LCOH dos SHS deve ser reduzido de metade a quatro vezes. Os autores apresentam também um fluxograma bastante interessante para esclarecer a tomada de decisão para fazer a escolha do processo de TES correto.

O LCOE entra também para a comparação de múltiplas tecnologias, bem como para diferentes aplicações de armazenamento de energia, tal como mostra o estudo comparativo de custos para dois diferentes aplicações (gestão de energia, transmissão/distribuição) entre quatro SAE [5]:

- PHS;
- CAES;
- Baterias (LA, NaS, Li-Ion, níquel-cádmio, redox e de zinco-bromo);
- H₂ (Sistemas através de turbinas de gás e através de células de combustível).

Neste estudo, o cálculo do LCOE para cada tecnologia contempla a relação entre os custos do ciclo de vida e as horas de operação anuais, em €/MWh. Os autores chegam à conclusão de que os

armazenamentos mecânicos são as tecnologias mais rentáveis para o armazenamento com a finalidade de fazer gestão de energia, com valores de 120 €/MWh e 134 €/MWh, para PHS e CAES, respetivamente. Por outro lado, o armazenamento através de baterias de níquel-cádmio NiCd apresentam os piores custos, na ordem dos 421 €/MWh. Já para aplicações de transmissão e distribuição, as tecnologias mais rentáveis a explorar são o CAES à superfície e as baterias de Zinco-Bromo (ZnBr).

2.2.4. Custo Nivelado de Armazenamento

A última metodologia de análise económica a estudar trata-se do custo nivelado de armazenamento (LCOS, do inglês *Levelized Cost of Storage*), que quantifica o custo descontado por unidade de eletricidade descarregada para uma tecnologia e aplicação de armazenamento específica [36]. Este reflete o preço médio que a eletricidade tem de ser vendida para o valor do investimento ser compensado no final da vida útil do SAE, ou seja, é a exigência de receita, sendo equivalente ao conceito de LCOE para tecnologias de geração. Um exemplo da utilização desta metodologia é o estudo comparativo entre sistemas de PHS e BES (Li-Ion, redox, LA, NaS e NiCd) nos países bálticos [37]. Ao recorrer à soma do LCOE com o preço de mercado da eletricidade dividido pela eficiência do SAE, calcularam o LCOS das tecnologias. Por sua vez, o LCOE foi dado pela razão entre os custos do ciclo de vida da tecnologia e as horas de carga máxima (até 3 000 h). O estudo aponta que enquanto os custos do ciclo de vida das baterias não diminuírem e a duração do ciclo de vida útil não melhorar, a tecnologia PHS será a mais viável economicamente, com um LCOS de 125 €/MWh a considerar 300 ciclos por ano. Dentro das baterias, as de NaS são as mais viáveis economicamente, com 339 €/MWh e as de NiCd as menos lucrativas, apresentando valores na ordem dos 912 €/MWh.

Esta metodologia é muito utilizada para aferir acerca dos custos de armazenamento de tecnologias que apresentam vários processos, como o CAES. Estudos focados nesta tecnologia foram então conduzidos através desta metodologia de análise económica, como a relação entre o desempenho do D-CAES e os armazenamentos através de baterias (LA, Li-Ion, redox e NaS) e como aquele se relaciona com a energia do ciclo de carga/descarga [38]. Para comparação através do LCOS, são considerados os custos globais envolvidos, custos de investimento e custos de O&M, relacionando-se com a eletricidade produzida durante o ciclo de vida do sistema. Este estudo estima que com a variação dos tempos de carga/descarga as baterias que apresentam LCOS menores são as de LA e NaS, sendo estas as tecnologias definidas como mais maduras dentro das baterias. É referido ainda que os resultados da D-CAES se comparam aos destas baterias. Explorou-se também a influência do custo da eletricidade e dos combustíveis no LCOS e nesse sentido notou-se que o LCOS do D-CAES é menor do que o dos armazenamentos por baterias independentemente do custo de

energia. Para além disso, este estudo mostra também que esta tecnologia é a menos sensível ao incremento dos custos da eletricidade e dos combustíveis.

Um estudo muito interessante focado no GES, utiliza também esta metodologia para comparar com o armazenamento através de baterias, PSH e CAES [39]. Nesta análise, são contabilizados não só vários custos como o de investimento e o de O&M, como também vários aspetos tecnológicos como eficiências, número de ciclos por ano, etc. São concebidos 4 cenários de comparação entre as tecnologias com diferentes tipos de sistemas (energia e potência variável) e é também analisada a influência da taxa de desconto. Os resultados mostram que para sistemas com capacidades de armazenamento até 1 GWh, a tecnologia mais económica é o CAES. Após esta capacidade, o GES sobrepõe-se no aspeto económico. Enquanto o LCOS de GES é reduzido em 54% com o aumento da capacidade do sistema de 1 GWh (204 \$/MWh) para 10 GWh (94 \$/MWh), o PHS e o CAES sofrem uma redução de apenas cerca de 30%, enquanto as baterias de Li-Ion sofrem uma redução de 17% e as baterias de NaS apenas de 3%. O custo de investimento constitui mais de 75% do LCOS para todas as tecnologias, à parte do CAES, que por possuir baixa eficiência de ciclo e alto custo de substituição, vai fazer com que o carregamento e o custo de substituição constituam metade do LCOS total. Para este estudo, os armazenamentos mecânicos são mais económicos do que as tecnologias de armazenamento eletroquímico devido ao baixo custo de energia específica, que é significativo para durações de descarga ou relações de energia-potência de 8 horas. Além disso, essas tecnologias beneficiam da sua longa vida útil (40-60 anos) e da sua alta capacidade de descarga (100%). O estudo da influência da taxa de desconto, mostra que com uma redução de 8% para 6% deste parâmetro, o LCOS é reduzido em 7-26%, sendo que para uma redução de 8% para 4% existe uma redução do LCOS de 14-46%. Em termos absolutos, para um sistema com capacidade de 5 GWh/625 MW, o LCOS de GES reduziria de 113 \$/MWh para 89 e 68 \$/MWh, respetivamente. Uma vez que o PHS é um armazenamento com tempos de construção mais demorados e com vida útil mais elevada, esta tecnologia é a mais sensível à taxa de desconto. Em contraste, o armazenamento menos variável a este parâmetro é o BES.

O estudo referido na metodologia do LCOE, apresenta também resultados para o LCOS, que aparece para estabelecer a diferença entre o LCOE e a relação entre o preço do carregamento e o rendimento energético da tecnologia, em €/kWh [5]. Dessa forma, o custo a empregar pelas diferentes tecnologias de armazenamento pode ser calculado sem ter em conta o preço da energia, que é inerentemente especificado pelo mercado. Para esta metodologia, os autores comparam o LCOS com o tempo de descarga, apresentando a tecnologia do PHS como a mais viável economicamente independentemente do tempo de descarga. Em oposição, a tecnologia de armazenamento através de baterias redox apresenta os piores LCOS até 3h de duração de descarga, quando é excedida pelo BES de NiCd. Este é também um estudo muito explicativo acerca do decréscimo do LCOS com o aumento da duração de descarga das tecnologias de armazenamento.

Na Tabela 2.5. e Tabela 2.6 encontra-se representada uma comparação tecno-económica entre os diferentes SAE considerados nesta dissertação, realizada com recurso a diversos estudos que incidem acerca do tema.

Tabela 2.5. - Resumo das características tecno-econômicas dos armazenamentos mecânicos e térmicos

Sistema de Armazenamento	Armazenamento mecânico			Armazenamento térmico
	Ar comprimido	Energia gravitacional	Bombagem	Energia térmica
Processo	Combinado			Armazenamento sazonal
Duração de armazenamento (horas/dias/meses)	h/m [25]	h/d [53]	h/m [5]	d/m [25]
Densidade de energia por volume [kWh/m ³]	0.5-20 [10]	2-5 [10]	0.13-0.5 [10]	10-200 [10]
Densidade de potência por volume [kW/m ³]	0.5-2 [10]	3 [10]	0.01-0.12 [10]	1-15 [10]
Eficiência energética (%)	42-80 [16]	80-90 [13]	65-87 [13]	48-90 [20]
Custos de operação para o armazenamento [€/kW ano]	2.2-3 [5]	0,5% Custo Inv. [18]	5-43 (\$) [29]	4.5
Tempo de vida (anos)	40 [10]	25-50 [10]	40-60 [13]	30 [10]
Fiabilidade (perdas por dia)	Poucas perdas [5]	-	Perdas insignificantes [5]	Poucas perdas [25]
Custo de investimento por unidade de potência [\$/kW]	500-900 [14]	3107.4 [18]	500-1800 [14]	3650 [25]
Custo de capacidade por unidade de energia [\$/kWh]	9.1-80.8 [9]	429-8580 [18]	10-100 [8]	0.040-13.65 [25]
Custos operacionais por unidade de energia [\$/kWh ano]	0.00228 [29]	0,5% Custo Inv. [18]	0.0023 [29]	2.8 (€) [34]
Maturidade	Desenvolvido [52]	Em desenvolvimento	Maduro [52]	Desenvolvido [52]
Classificação de potência (Potência específica) [MW]	< 500 [29]	< 40 [13]	100-5 000 [13]	0.001-10 [21]
Classificação de energia (Energia específica) [MWh]	1 000-20 000 [29]	< 1 [13]	< 40 000 [29]	-
Tempo de carga/descarga (segundos/horas/dias/meses)	1-24+h [17]	< 2h [13]	1-24h [5]	< 10min [25]
Impacto ambiental	médio-baixo [25]	-	alto-médio [25]	muito baixo [25]

Tabela 2.6 - Resumo das características tecno-econômicas dos armazenamentos químicos e eletroquímicos

Sistema de Armazenamento	Armazenamento químico	Armazenamento eletroquímico			
	Hidrogênio	Baterias elétricas			
Processo	Célula de combustível	ião-lítio	fluxo (vanádio)	chumbo-ácido	Sódio-Enxofre
Duração de armazenamento (horas/dias/meses)	h/m [9]	h/d [5]	h/m [5]	h/d [5]	h [5]
Densidade de energia por volume [kWh/m ³]	500-3000 [10]	150-200 [25]	10-70 [25]	25-100 [25]	150-280 [25]
Densidade de potência por volume [kW/m ³]	> 500 [10]	50-5 000 [25]	0.5-34 [25]	10-700 [25]	3.5-300 [25]
Eficiência energética (%)	30-50 [8]	85-95 [5]	80 [23]	72-78 [14]	85-90 [14]
Custos de operação para o armazenamento [€/kW ano]	24-39 [5]	6.9 [5]	8.5 [5]	3.4 [5]	3.6 [5]
Tempo de vida (anos)	20+ [10]	5-15 [5]	5-10 [23]	5-15 [5]	10-15 [5]
Fiabilidade (perdas por dia)	Perdas insignificantes [5]	0.1-0.3% [5]	0-0.2% [25]	0.1-0.3% [5]	1.5% [25]
Custo de investimento por unidade de potência [\$/kW]	1500-4500 [9]	900-1 500 [17]	700-3 200 [14]	300-850 [14]	700-1 800 [14]
Custo de capacidade por unidade de energia [\$/kWh]	1.8-5.5 [9]	400-1 100 [8]	500-800 [8]	150-400 [8]	300-500 [8]
Custos operacionais por unidade de energia [\$/kWh ano]	0.0004 [36]	0.0003 [36]	0.0003 [36]	0.0003 [36]	0.0003 [36]
Maturidade	Em desenvolvimento [52]	Desenvolvido [52]	Desenvolvido [52]	Maduro [52]	Desenvolvido [52]
Classificação de potência (Potência específica) [MW]	0.3-50 [5]	0.001-100 [29]	0.1-10 [14]	0.001-50 [14]	0.1-2 [14]
Classificação de energia (Energia específica) [MWh]	-	< 200 [29]	0.1-120 [29]	< 10 [29]	0.1 [29]
Tempo de carga/descarga (segundos/horas/dias/meses)	s-24h [5]	min-h [5]	s-10h [5]	s-4h [25]	1-24h [25]
Impacto ambiental	nulo [50]	médio-baixo [25]	médio-baixo [25]	alto [25]	alto [25]

Capítulo 3

Modelo

No presente capítulo é revelada a modelização do sistema representativo do SEN no qual se integrará as tecnologias dos SAE, apontando as otimizações consideradas pelo simulador.

3. Modelo

De forma a simular o armazenamento de energia para o SEN, nesta dissertação será utilizado um modelo implementado no simulador que foi desenvolvido pelo Grupo de Investigação em Sistemas de Energia (GiSE), baseado no despacho económico, comissionamento de grupos e na coordenação hidrotérmica, responsável por otimizar o funcionamento dos grupos térmicos e hídricos, atuando na produção das respetivas centrais a cada hora, de modo a minimizar os custos das centrais térmicas [40]. A utilização de SAE para a integração nos setores energéticos deve ser combinada de uma forma estratégica, de modo a otimizar a gestão do armazenamento.

Com a coordenação da produção dos grupos hídricos e dos térmicos, o sistema apresenta uma maior flexibilidade e capacidade para responder rapidamente aos desequilíbrios entre a produção e o consumo. As centrais hídricas apresentam vantagens, como o facto de possuírem taxas de subida e de descida mais rápidas e custos marginais quase nulos, o que permite fazer uma boa gestão dos sistemas de energia. Para além disso, permitem também que as centrais térmicas operem num regime mais controlado, o que pode contribuir para reduzir o consumo de combustível dessas centrais e assim estender o seu tempo de vida útil.

3.1. Descrição do modelo

O modelo de simulação foi concebido através da linguagem de programação GAMS (do inglês, *General Algebraic Modeling System*), através da otimização numérica do problema representado pelo despacho económico, comissionamento de grupos e coordenação hidrotérmica, recorrendo à ferramenta de computação de problemas lineares “CPLEX” [40]. Esta ferramenta é responsável por resolver problemas extensos rapidamente, com a mínima intervenção do usuário [41]. De modo a solucionar o problema em questão, o modelo foi programado para ter um processo de otimização que minimize simultaneamente os custos de combustível (geração e arranque) e os custos ambientais correspondentes às emissões de carbono, sendo o procedimento realizado para um horizonte anual, em intervalos de hora a hora, permitindo estudar a dinâmica e a sazonalidade do sistema. Esses custos são definidos individualmente para cada central térmica, dependendo da tecnologia associada.

O modelo contempla as baterias dos veículos elétricos (VE) como um armazenamento adicional de energia e considera também as afluências da produção das centrais hídricas de fio de água, que são caracterizadas por possuir um armazenamento bastante reduzido. Outra característica importante a considerar no modelo recai sob as produções com obrigatoriedade de integração no sistema sempre que exista essa disponibilidade. Estas são necessárias durante certas condições operacionais, com a

finalidade de manter os sistemas de energia num ambiente competitivo, sendo representadas pelas produções não despacháveis, tais como as centrais hídricas de fio de água e produções em regime especial (PRE), provenientes dos recursos renováveis como vento, cogeração, fotovoltaicos e biomassa.

3.1.1. Função objetivo

A função objetivo do modelo, descrita em (3.1), inclui os custos de produção e de arranque das centrais térmicas, atribuindo também penalidades para o corte do excesso de energia renovável (redução deliberada de energia abaixo do que poderia ser produzido para equilibrar a produção com o consumo) [40].

$$\min_{P^j(t), Y^j(t), P_{CR}(t)} \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{j=1}^J [C_G^j \cdot P^j(t) \cdot \delta t + C_{Arr}^j \cdot Y^j(t)] - C_{CR} \cdot P_{CR}(t) \cdot \delta t \right\} \quad (3.1)$$

Onde $P^j(t)$, $Y^j(t)$ e $P_{CR}(t)$ são as variáveis de decisão, $P^j(t)$ representa a potência produzida pela central térmica j no instante t , em MW, $P_{CR}(t)$ é um valor negativo que representa o corte de renovável no instante t , em MW, $Y^j(t)$ representa a variável binária que indica se a central térmica j arranca no instante t , δt representa o intervalo temporal entre t e $t + 1$, T representa o número de períodos da série temporal, J representa o número de centrais térmicas, C_G^j representa o custo de produção da central térmica j , em €/MWh, C_{Arr}^j representa o custo de arranque da central térmica j , em € e C_{CR} é a penalidade do corte de renovável, em €/MW.

A minimização dos custos está sujeita a um conjunto de restrições relacionadas com a potência produzida pelas centrais térmicas, apresentadas no próximo tópico.

3.1.2. Restrições das centrais térmicas

O conjunto de restrições dos grupos térmicos relaciona-se com os limites técnicos de operação dos mesmos, nomeadamente às potências máxima e mínima produzidas e às suas taxas de subida e descida, como se percebe por (3.2) a (3.4) [40].

$$P_{Min}^j \cdot u^j(t) \leq P^j(t) \leq P_{Max}^j \cdot u^j(t) \quad (3.2)$$

$$P^j(t) - P^j(t-1) \leq P_{subida}^j \quad (3.3)$$

$$P^j(t-1) - P^j(t) \leq P_{descida}^j \quad (3.4)$$

Onde $P^j(t)$ corresponde à potência produzida pela central térmica no momento t , em MW, P_{Max}^j e P_{Min}^j correspondem, respetivamente, às potências máximas e mínimas de saída da central térmica j , em MW, P_{subida}^j e $P_{descida}^j$ correspondem, respetivamente, às taxas de subida e de descida da central térmica j , em MW/h e $u^j(t)$ é a variável binária que indica se a central térmica j está em funcionamento no instante t .

De forma a explicitar e garantir a consistência do estado de funcionamento de cada central é também necessário adicionar a condição (3.5), que através das variáveis binárias $u^j(t)$, $y^j(t)$ e $s^j(t)$, indica se a central j está em funcionamento, arrancou ou parou no instante t [40].

$$u^j(t) - u^j(t-1) = y^j(t) - s^j(t) \quad (3.5)$$

3.1.3. Restrições das centrais hidroelétricas sem bombagem

As centrais hidroelétricas sem bombagem são uma parte significativa da produção de energia elétrica, tendo assim de possuir uma produção regulada. As restrições destas centrais, representadas por (3.6) a (3.8), estão também relacionadas com os limites técnicos destes grupos e com a energia armazenado nos reservatórios [40].

$$P_{H Min} \cdot u^H(t) \leq P_H(t) \leq P_{H Max} \cdot u^H(t) \quad (3.6)$$

$$P_H(t) - P_H(t-1) \leq P_{H subida} \quad (3.7)$$

$$P_H(t-1) - P_H(t) \leq P_{H descida} \quad (3.8)$$

Onde $P_H(t)$ representa a potência produzida pela central hidroelétrica no momento t , em MW, $P_{H\ Max}$ e $P_{H\ Min}$ representam, respetivamente, as potências máximas e mínimas de saída da central hidroelétrica, em MW, $P_{H\ subida}$ e $P_{H\ descida}$ representam, respetivamente, as taxas de subida e de descida da central hidroelétrica, em MW/h e $u^H(t)$ é a variável binária que indica se a central hidroelétrica H está em funcionamento no instante t .

É necessário ainda impor uma restrição, descrita por (3.9), para a energia armazenada no reservatório da central hidroelétrica no instante t , $E_H(t)$ em MWh sendo que a mesma depende da combinação da afluência de entrada no instante t , $E_{H\ afl.}(t)$, em MWh, com a energia armazenada no instante anterior, $E_H(t - 1)$ e a pela potência produzida pela central hidroelétrica $P_H(t)$ no instante t [40].

$$E_H(t) = E_H(t - 1) - P_H(t) \cdot \delta t + E_{H\ afl.}(t) \quad (3.9)$$

São considerados ainda os limites de energia máxima e mínima armazenada no reservatório da central hidroelétrica, $E_{H\ Max}$ e $E_{H\ Min}$ respetivamente, explícita em (3.10) [40].

$$E_{H\ Min} \leq E_H(t) \leq E_{H\ Max} \quad (3.10)$$

O modelo considera ainda uma última restrição, expressa por (3.11), que relaciona os valores finais com os valores iniciais da energia armazenada no reservatório da central hidroelétrica, $E_{H\ Final}$ e $E_{H\ Inicial}$, respetivamente expressos em MWh [40].

$$E_{H\ Final} - E_{H\ Inicial} = \sum_{t=1}^T E_{H\ afl.}(t) - \sum_{t=1}^T P_H(t) \cdot \delta t \quad (3.11)$$

Para a modelização das centrais hídricas de albufeira com e sem bombagem, foi utilizada uma única central equivalente para cada uma das albufeiras consideradas, representativas do somatório da capacidade total de energia instalada nessas centrais a nível nacional.

3.1.4. Restrições das centrais hidroelétricas com bombagem

As centrais hidroelétricas dotadas com a capacidade de bombagem distinguem-se das anteriores por possuírem um reservatório adicional com uma cota inferior, normalmente representado pelo reservatório da barragem a jusante dessa e por serem grupos reversíveis, onde existem turbinas reversíveis para quedas inferiores a 600 metros, de modo a instalar-se apenas uma máquina hidráulica para efetuar a passagem da água entre os reservatórios. Devido à similaridade entre as respetivas centrais, as restrições das centrais de bombagem são semelhantes às das centrais hidroelétricas, como se percebe por (3.12) e (3.13) [40].

$$P_{PH\ Min} \cdot u^{PH}(t) \leq P_{PH}(t) \leq P_{PH\ Max} \cdot u^{PH}(t) \quad (3.12)$$

$$-P_{PH\ Max} \cdot u^{PH\ p}(t) \leq P_{PH\ p}(t) \leq -P_{PH\ Max} \cdot u^{PH\ p}(t) \quad (3.13)$$

Onde $P_{PH}(t)$ corresponde à potência produzida pela central hídrica com bombagem em turbinamento no instante t , em MW, $P_{PH\ p}(t)$ corresponde à potência consumida pela bombagem efetuada pela central hidroelétrica dotada desta capacidade no instante t , em MW, $P_{PH\ Max}$ e $P_{PH\ Min}$ correspondem, respetivamente, às potências máximas e mínimas de saída da central hidroelétrica com bombagem, em MW e $u^{PH}(t)$ e $u^{PH\ p}$ são, respetivamente, as variáveis binárias que indicam se a central hidroelétrica com bombagem PH está a turbinar ou a bombear no instante t .

Tal como, as centrais anteriormente mencionadas, os grupos com a capacidade de bombagem, têm também restrições associadas às taxas de subida e de descida, representadas por $P_{PH\ subida}$ e $P_{PH\ descida}$ em MW/h e declaradas por (3.14) e (3.15) [40].

$$P_{PH}(t) - P_{PH}(t - 1) \leq P_{PH\ subida} \quad (3.14)$$

$$P_{PH}(t - 1) - P_{PH}(t) \leq P_{PH\ descida} \quad (3.15)$$

Uma vez que as centrais hidroelétricas dotadas de bombagem são representadas por uma única central equivalente, é necessário limitar a soma da potência bombada com a potência turbinada à potência máxima através de (3.16). Similarmente, para fazer a gestão do armazenamento de energia através de bombagem nestas centrais, é necessário definir os limites máximos e mínimos admissíveis

de armazenamento, $E_{PH_{Max}}$ e $E_{PH_{Min}}$ em MWh, respetivamente, conforme a energia que está armazenada no instante t, $E_{PH}(t)$ em MWh, como se verifica por (3.17) [40].

$$P_{PH}(t) - P_{PHp}(t) \leq P_{PH_{Max}} \quad (3.16)$$

$$E_{PH_{Min}} \leq E_{PH}(t) \leq E_{PH_{Max}} \quad (3.17)$$

Para definir esta energia armazenada pelas centrais com a capacidade de bombagem, é necessário impor (3.18), que em contraste com as centrais hidroelétricas mencionadas anteriormente é também considerada a energia bombeada, que juntamente com vários parâmetros já referidos, é afetada também pela eficiência do ciclo de bombagem, η_{PH} e pela energia de entrada para a respetiva afluência da bombagem no instante t, $E_{PH_{afl.}}(t)$ em MWh [40].

$$E_{PH}(t) = E_{PH}(t-1) - [P_{PHp}(t) \cdot \eta_{PH} + P_{PH}(t)] \cdot \delta t + E_{PH_{afl.}}(t) \quad (3.18)$$

Por fim, são também relacionados os valores finais com os valores iniciais da energia armazenada na central com bombagem, $E_{PH_{Final}}$ e $E_{PH_{Inicial}}$ em MWh respetivamente, representado em (3.19).

$$E_{PH_{Final}} - E_{PH_{Inicial}} = \sum_{t=1}^T E_{PH_{afl.}}(t) - \sum_{t=1}^T [P_{PHp}(t) \cdot \eta_{PH} + P_{PH}(t)] \cdot \delta t \quad (3.19)$$

3.1.5. Restrições do balanço de carga

Uma das condições mais importantes para modelizar o SEN é que a carga seja sempre satisfeita e equilibrada com a produção. Desta forma, a restrição imposta por (3.20), permite que a carga e a produção sejam idênticas [40].

$$\sum_{j=1}^J P_j(t) + P_H(t) + P_{PH}(t) = P_L(t) - P_R(t) + P_{RC}(t) + P_{PHp}(t) \quad (3.20)$$

Onde $P_L(t)$ representa a carga, em MW no instante t e $P_R(t)$ representa a soma da produção da central hídrica de fio de água com a PRE, também em MW no instante t.

3.1.6. Restrições da reserva girante

A reserva girante é a diferença entre as potências máximas dos grupos comissionados e a carga e tem como função ser uma margem de segurança que permite aos operadores do sistema compensarem desequilíbrios inesperados entre produção e a carga. A caracterização das reservas girantes é definida por (3.21) [40].

$$\sum_{j=1}^J P_{Max}^j \cdot u^j(t) + P_{HMax} \cdot u^H(t) + P_{PHMax} \cdot u^{PH}(t) \geq P_L(t) + P_{RES}(t) \quad (3.21)$$

Onde $P_{RES}(t)$ corresponde à potência necessária da reserva girante, em MW.

3.1.7. Custos de produção das centrais térmicas

Com as restrições das centrais térmicas já definidas e de modo a compreender a função objetivo é necessário definir os custos de produção destas centrais, que se dividem em custos variáveis de combustível e de CO₂ e em custos de arranque e paragem.

3.1.7.1. Custos variáveis das centrais térmicas

Os custos variáveis associados às centrais térmicas dependem da respetiva eficiência, do combustível, do preço das licenças de CO₂ e também dos níveis de potência produzidos. São assumidos preços constantes para o combustível e uma eficiência independente da potência produzida, o que faz com que a minimização dos custos do combustível corresponda à minimização do consumo de combustível.

A soma do custo de consumo dos combustíveis C_{comb}^j , expressos em €/MWh com o custo de emissões $C_{CO_2}^j$, em €/MWh, assinala os custos variáveis associados a cada central térmica C_G^j , também em €/MWh, tal como indica (3.22) [40].

$$C_G^j = C_{comb}^j + C_{CO_2}^j \quad (3.22)$$

O respetivo cálculo dos parâmetros que constituem os custos variáveis encontram-se em (3.23) e (3.24) [40].

$$C_{comb.}^j = \frac{pc_{comb.}}{\eta^j \cdot LHV} \quad (3.23)$$

$$C_{CO_2}^j = \frac{E_{CO_2 comb.}}{\eta^j \cdot LHV} \cdot pc_{CO_2} \quad (3.24)$$

Onde $pc_{comb.}$ corresponde ao custo do combustível específico para o carvão ou gás natural, em €/kg ou €/Nm³, respetivamente, η^j corresponde à eficiência energética global da central térmica j, LHV corresponde ao poder calorífico inferior do carvão e do gás natural, em MWh_t/kg e MWh_t/Nm³, respetivamente, $E_{CO_2 comb.}$ corresponde às emissões específicas de CO₂ do combustível para o carvão ou gás natural, em kg CO₂/kg ou kg CO₂/Nm³ e pc_{CO_2} corresponde ao preço das licenças de emissões de CO₂, em €/kg CO₂.

3.1.7.2. Custos de arranque e paragem das centrais térmicas

Os custos de arranque das centrais térmicas, C_{Arr}^j expresso em €, levam em consideração a existência de diferentes custos, tais como o custo de abrasão da central j, C_{Ab}^j em €, o custo do combustível consumido durante o arranque da central j, $C_{Arr comb.}^j$, em € e o custo de emissões de CO₂ durante o arranque da central j, $C_{Arr CO_2}^j$ em €, conforme mostra (3.25) [40].

$$C_{Arr}^j = C_{Ab}^j + C_{Arr comb.}^j + C_{Arr CO_2}^j \quad (3.25)$$

O desgaste de componentes mecânicas das centrais provocado pela abrasão implica uma redução na respetiva produção ao longo do tempo, sendo proporcional à capacidade instalada, pelo que é calculado através do produto do custo específico de abrasão da central j, sc_{Ab}^j , em €/MW com a sua potência máxima produzida, P_{Max}^j , em MW, como se verifica por (3.26) [40].

$$C_{Ab}^j = sc_{Ab}^j \cdot P_{Max}^j \quad (3.26)$$

Relativamente ao custo do consumo de combustível no arranque, $C_{Arr\ comb.}^j$, este é dado por (3.27), com $sc_{comb.}^j$ sendo o combustível consumido durante o arranque da central j em MWh_t/MW e P_{Min}^j a potência mínima técnica da central j, em MW [40].

$$C_{Arr\ comb.}^j = \frac{p_{comb.}}{LHV} \cdot sc_{comb.}^j \cdot P_{Min}^j \quad (3.27)$$

Por sua vez, os custos associados às emissões de CO_2 em cada arranque, $C_{Arr\ CO_2}^j$, são dados por (3.28) [40].

$$C_{Arr\ CO_2}^j = \frac{E_{CO_2\ comb.}}{LHV} \cdot sc_{comb.}^j \cdot P_{Min}^j \cdot p_{CO_2} \quad (3.28)$$

3.1.8. Restrições ao carregamento da bateria dos veículos elétricos

As baterias dos VE são representadas através de um armazenamento adicional competitivo com os restantes, devido ao seu período de carregamento que é executado durante a noite quando os VE estão estacionados e o período de descarga durante o dia, quando estão em andamento. Desta maneira o espaço de tempo em que existe a necessidade de fazer a compra e venda de energia coincide com outros armazenamentos como o PHS ou o GES. Nesta dissertação, o armazenamento destinado às baterias dos VE tem a obrigatoriedade de possuir 70% do valor da energia disponível no início de cada dia para assegurar o carregamento dos VE, seguindo também a função objetivo definida, com o intuito de minimizar os custos variáveis de produção considerados e ao mesmo tempo satisfazer as restrições adicionais que se seguem. Este valor foi dimensionado considerando que os VE não são carregados ao mesmo tempo na sua totalidade, estando assim associado um fator de simultaneidade.

As primeiras condições a definir trata-se dos limites da potência de carregamento das baterias e das suas respetivas taxas de subida e descida, representadas por (3.29) a (3.31) [40].

$$-P_{VE\ Max}(t) \leq P_{VE}(t) \leq 0 \quad (3.29)$$

$$P_{VE}(t) - P_{VE}(t - 1) \leq P_{VE\ subida} \quad (3.30)$$

$$P_{VE}(t - 1) - P_{VE}(t) \leq P_{VE\ descida} \quad (3.31)$$

Onde $P_{VE}(t)$ é um valor negativo correspondente à potência de carregamento das baterias dos VE no instante t, em MW, $P_{VE Max}$ corresponde à potência máxima admissível de carregamento das baterias dos VE no instante t, em MW e $P_{VE subida}$ e $P_{VE descida}$ correspondem, respetivamente, às taxas de subida e descida consideradas para o carregamento das baterias dos VE, em MW/h

É imposto por (3.32), que a energia armazenada nas baterias dos VE no instante t, $E_{VE}(t)$ em MWh, terá de estar compreendido entre os níveis mínimos e máximos admissíveis de energia armazenada nas baterias dos VE, $E_{VE Min}$ e $E_{VE Max}$ em MWh, respetivamente [40].

$$E_{VE Min} \leq E_{EV}(t) \leq E_{VE Max} \quad (3.32)$$

Já a energia armazenada nas baterias dos VE no instante t, e o nível final de energia da bateria dos VE, são dadas por (3.33) e (3.34), respetivamente [40].

$$E_{VE}(t) = E_{VE}(t - 1) - [P_{VE}(t) + P_{VE carga}(t)] \cdot \delta t \quad (3.33)$$

$$E_{VE Final} - E_{VE Inicial} = - \sum_{t=1}^T [P_{VE}(t) + P_{VE carga}(t)] \cdot \delta t \quad (3.34)$$

Onde $P_{VE carga}(t)$ representa a descarga da bateria dos VE, correspondente ao consumo dos VE que se encontram em circulação no instante t, em MW, $E_{VE Inicial}$ e $E_{VE Final}$ representam, respetivamente, os níveis iniciais e finais de energia dos VE em MWh e δt representa o intervalo de tempo.

3.2. Descrição do simulador

O simulador é composto pelo *software* GAMS, onde o modelo descrito anteriormente está implementado, com uma componente de interface em folha de cálculo Microsoft Excel, onde são inseridos os dados de entrada que servem de leitura para o GAMS e após a sua simulação, os seus resultados são transcritos para a folha de cálculo sob a forma de dados de saída.

Os principais dados de entrada do simulador em estudo passam, não só por aqueles que têm de ser sempre alimentados sob quaisquer condições, como é o caso dos perfis de carga horárias e das produções horárias impostas (Produções em Regime Especial), como também pelas características das centrais térmicas e hidroelétricas. É importante referir que para desempenhar o processo de simulação

é necessário definir os dados de entrada de um ano de referência, bem como outro ano posterior para simular, representado pelo cenário a estudar.

3.2.1. Dados de entrada

Para proceder à simulação do SEN, é necessário preencher os campos de entrada com os dados referentes ao cenário que queremos simular.

3.2.1.1. Parâmetros

O primeiro campo de entrada retrata os dados de entrada anuais agregados, nomeadamente as potências instaladas (do cenário de referência e do cenário simulado), as aflúências hídricas (com e sem bombagem), os índices de produtividade (cenário de referência e cenário simulado) responsáveis por representar a existência de recursos naturais, os diversos custos associados (combustíveis, arranque e abrasão), o crescimento de carga considerado do ano de referência para o ano de simulação (fator multiplicativo incidente sobre o diagrama de carga) e as características dos combustíveis e dos veículos elétricos. Os cenários de referência são concebidos para as fontes não despacháveis para assim se ajustar os perfis horários do cenário de simulação. Está representada pela Figura 3.1 a interface responsável por suportar estes dados.

	A	B	C	D
1	Dados de entrada			
2	Potência instalada			
3	Hídrica Fio de água (cenário referência) [MW]	P_hidfiosRef	2583	// Potência instalada de hídrica fio de água no cenário de referência
4	Hídrica Fio de água (cenário simulado) [MW]	P_hidfiosSim	2583	// Potência instalada de hídrica fio de água no cenário de simulação
5	Mini-hídrica (cenário referência) [MW]	P_minihidrRef	609	// Potência instalada de mini-hídrica no cenário de referência
6	Mini-hídrica (cenário simulado) [MW]	P_minihidrSim	829	// Potência instalada de mini-hídrica no cenário de simulação
7	Eólica (cenário referência) [MW]	P_eolRef	5382	// Potência instalada de eólica no cenário de referência
8	Eólica (cenário simulado) [MW]	P_eolSim	9300	// Potência instalada de eólica no cenário de simulação
9	Fotovoltaica (cenário referência) [MW]	P_fotovRef	879	// Potência instalada de fotovoltaica no cenário de referência
10	Fotovoltaica (cenário simulado) [MW]	P_fotovSim	9000	// Potência instalada de fotovoltaica no cenário de simulação
11	Cogeração e biomassa (cenário referência) [MW]	P_cogerRef	1599	// Potência instalada de cogeração e biomassa no cenário de referência
12	Cogeração e biomassa (cenário simulado) [MW]	P_cogerSim	1618	// Potência instalada de cogeração e biomassa no cenário de simulação
13	Aflúências Hídricas			
14	Adicional hídrica com bombagem [MWh]	Aflu_bomb_adicional	153000	// Aflúências adicionais a considerar para o caso de no cenário de simulação haver mais ce
15	Adicional hídrica sem bombagem [MWh]	Aflu_SB_adicional	290000	// Aflúências adicionais a considerar para o caso de no cenário de simulação haver mais ce
16	Índices de Produtibilidade			
17	Hídrica (cenário referência)	Ind_hidrRef	0.97	// Índice de produtividade hidroelétrica no cenário de referência

Figura 3.1 - Exemplo representativo da interface da inserção dos parâmetros

3.2.1.2. Dados cronológicos

Nesta secção são inseridos perfis do ano de referência, que posteriormente são ajustados para o cenário de simulação através não só da relação entre a potência instalada nesse cenário com o de referência, como também pela relação entre os índices de produtividade dos dois cenários. Estes perfis são relativos à carga e às produções globais do sistema, nomeadamente a produção das centrais hídricas de fio de água, das centrais mini-hídricas, das centrais PRE térmicas, das centrais fotovoltaicas e das centrais eólicas, em cada período respetivamente. Para além destas, são ainda

definidos nesta secção, os valores correspondentes ao diagrama de carga e produção, como é o caso das importações, exportações, afluências às centrais hídricas com e sem bombagem, consumos unitários dos VE (descarga da bateria referente à sua circulação) e ainda os limites de carga dos VE, todos estes tratados de forma horária como se percebe pela Figura 3.2.

A1	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
* Período	Carga	Fio de água	Mini-hídrica	PRE_Termica	PRE_Fotovoltaica	Importação	Exportação	PRE_Eolica	Aflu_Albu_CB	Aflu_Albu_SB	Cons_VE_unit	CargaVE_HoraDia	
	CRefDATA	HRefDATA	HRefDATA	CRefDATA	FRefDATA	ImpRefDATA	ExpRefDATA	ERefDATA	HRefALBBOMB	HRefALBSB	HEVunit	Evcargalimite	
*	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	kW	%	
4	1	5002	2048	290	816	0	0	0	40	478	342	0.012629	0.69787425
5	2	4839	2005	288	803	0	0	0	47	478	342	0.012629	0.69787425
6	3	4583	2003	294	806	0	0	0	65	478	342	0.012629	0.69787425
7	4	4329	1871	291	807	0	0	0	87	478	342	0.012629	0.69787412
8	5	4152	1963	287	803	0	0	0	98	478	342	0.012699	0.69786008
9	6	4064	1973	285	805	0	0	0	114	478	342	0.015575	0.69727906
10	7	4056	1971	278	803	0	0	0	104	478	342	0.060465	0.68821184
11	8	3980	1879	278	804	1	0	0	105	478	342	0.316417	0.6365118
12	9	3971	1834	285	805	61	0	0	128	478	342	0.889294	0.3747267
13	10	4319	1841	287	802	213	0	0	161	478	342	0.889317	0.3747267
14	11	4738	1868	288	807	352	0	0	164	478	342	0.431058	0.44084403
15	12	5106	1936	293	801	420	0	0	124	478	342	0.190069	0.47561377
16	13	5280	1958	287	803	453	0	0	70	478	342	0.230497	0.46978081
17	14	5031	1930	293	799	450	0	0	57	478	342	0.380698	0.44810985
18	15	4785	1927	291	796	399	0	0	57	478	342	0.380753	0.44809881
19	16	4738	1943	290	791	283	0	0	54	478	342	0.229754	0.46983506
20	17	4818	2021	283	790	94	0	0	68	478	342	0.163384	0.4789552
21	18	5460	2057	289	774	3	0	0	79	478	342	0.242298	0.46531221
22	19	6087	2069	296	752	0	0	0	62	478	342	0.481522	0.42502145

Figura 3.2 – Exemplo representativo da interface de inserção dos dados cronológicos

3.2.1.3. Dados das tecnologias

A inserção dos dados das tecnologias é fundamental para a simulação. Este campo de entrada, tal como o nome indica, é responsável por receber os dados referentes às potências e custos dos armazenamentos e das diferentes centrais térmicas, explícitos na Figura 3.3.

A1	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
* Centrais	PMIN	PMAX	TD	TS	CF	CP	EFIC	PENALIZ	TECNOL					
	MW	MW	MW/h	MW/h	€	€	%							
3	CAsines1	0	0	0	0	0	37	1.1	Coal					
4	CAsines2	0	0	0	0	0	37	1.1	Coal					
5	CAsines3	0	0	0	0	0	37	1.1	Coal					
6	CAsines4	0	0	0	0	0	37	1.1	Coal					
7	CApego1	0	0	0	0	0	37	1.1	Coal					
8	CApego2	0	0	0	0	0	37	1.1	Coal					
9	Gtapada1	0	0	0	0	0	55	1.2	Gas					
10	Gtapada2	0	0	0	0	0	55	1.2	Gas					
11	Gtapada3	0	0	0	0	0	55	1.2	Gas					
12	Gribatejo1	127	392	366	267	0	57	1.2	Gas					
13	Gribatejo2	127	392	366	267	0	57	1.2	Gas					
14	Gribatejo3	127	392	366	267	0	57	1.2	Gas					
15	Gsines1	0	0	0	0	0	57	1.2	Gas					
16	Gsines2	0	0	0	0	0	57	1.2	Gas					
17	Gpego1	130	419	370	270	0	57	1.2	Gas					
18	Gpego2	130	419	370	270	0	57	1.2	Gas					
19	Glavos1	0	0	0	0	0	57	1.2	Gas					
20	Glavos2	0	0	0	0	0	57	1.2	Gas					
21	Glares1	130	419	370	270	0	57	1.2	Gas					
22	Glares2	130	419	370	270	0	57	1.2	Gas					
23	RES_cut	0	0	10000	10000	0	0	100	0.4	RES_cut				

Figura 3.3 – Exemplo representativo da interface de inserção dos dados relativos às diferentes tecnologias

3.2.1.4. Dados dos armazenamentos

O último campo de entrada a considerar contém os dados relativos aos armazenamentos. É neste campo que se define não só a capacidade total instalada, como também os valores percentuais iniciais e finais da energia armazenada e os respetivos limites, representado pela Figura 3.4.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1		E_CAP_TOT	E_MIN	E_MAX	E_inicial	E_final					
2	*	(MWh)	(%)	(%)	(%)	(%)			Legenda:	ALBOMB	Albufeiras com bombagem
3	ALBBOMB	1800000	0	100	50	50				ALBSB	Albufeiras sem bombagem
4	ALBSB	1348500	0	100	50	50				EV	Veículo elétrico
5	EV	0.024	0	90	70	70				E_CAP_TOT	Capacidade total de energia armazenada
6	Armaz1	500	0	100	50	50				E_MIN	Limite mínimo de energia armazenada
7	Armaz2	0	0	100	50	50				E_MAX	Limite máximo de energia armazenada
8										E_inicial	Valor inicial da energia armazenada
9										E_final	Valor final da energia armazenada
10											
11											

Figura 3.4 - Interface da inserção dos dados relativos aos armazenamentos

3.2.2. Dados de saída

Os dados de saída são representados através de vários campos preenchidos pelo simulador após o término da simulação. Estes são os dados que são utilizados para verificar e analisar os resultados da simulação.

3.2.2.1. Produção não térmica e carga

O primeiro conjunto de resultados de saída gerado, trata-se de toda a produção não térmica e carga associada, bem como outros dados revelantes como é o caso do corte da energia renovável. Esta produção não térmica é caracterizada não só por englobar a quantidade e nível de energia armazenada, como também por referir a produção das centrais hídricas (com bombagem, sem bombagem e fio de água) e as produções a partir de fontes não despacháveis (eólica, fotovoltaica, cogeração e biomassa). Está ilustrada pela Figura 3.5, um exemplo representativo desta interface.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T
1	General Algebraic Modeling System																			
2	Ficheiro GAMS: C:\Users\miguel\Desktop\Passar para o Miguel\Simulador\Simulador_base_v2.gms																			
3	Data: 07/19/22 Hora: 19:14:07																			
4	Estado do modelo: 8 INTEGER SOLUTION																			
5	Estado do solver: 1 NORMAL COMPLETION																			
6		CutPRE	CargaHB	DescargaHi	DescargaHS	Ealbbomb	NivelCB	Ealbsb	NivelSB	TOHidr	ProdImpos	HidrFios	MiniHidr	PREeol	percEOL	PREecoge	PREfoto	Interlig	PStorage1	PStorage2
8	1	0	0	0	453.76	900.53	50.03	674.2	50	2972.07	3417.54	2111.34	406.97	73.53	1.28	825.7	0	0	0	0
9	2	0	0	0	901.06	50.06	674.6	50.03	2471.11	3370.12	2067.01	404.16	86.4	1.55	812.54	0	0	0	0	0
10	3	0	0	0	901.58	50.09	675	50.06	2477.53	3412.6	2064.95	412.68	119.49	2.27	815.58	0	0	0	0	0
11	4	0	0	0	902.11	50.12	675.39	50.08	2327.24	3313.76	1928.87	408.37	159.93	3.21	816.59	0	0	0	0	0
12	5	0	0	0	902.64	50.15	675.79	50.11	2426.47	3419.17	2023.71	402.76	180.15	3.77	812.54	0	0	0	0	0
13	6	0	0	0	903.17	50.18	676.19	50.14	2433.97	3458.1	2034.02	399.95	209.56	4.48	814.57	0	0	0	0	0
14	7	0	0	0	903.69	50.21	676.59	50.17	2422.09	3425.81	2031.96	390.13	191.18	4.1	812.54	0	0	0	0	0
15	8	0	0	0	904.22	50.23	676.99	50.2	2327.24	3344.37	1937.11	390.13	193.02	4.22	813.55	10.56	0	0	0	0
16	9	0	0	0	904.75	50.26	677.39	50.23	2290.69	3984.43	1890.72	399.95	235.3	5.15	814.57	643.89	0	0	0	0
17	10	0	0	0	905.28	50.29	677.79	50.26	2300.7	3656.53	1897.94	402.76	295.96	5.96	811.53	2248.34	0	0	0	0
18	11	0	0	0	905.8	50.32	678.19	50.29	2329.94	7163.57	1925.77	404.16	301.48	5.53	816.59	3715.56	0	0	0	0
19	12	0	0	0	906.33	50.35	678.59	50.32	2407.06	7878.86	1995.88	411.18	227.95	3.88	810.52	4433.34	0	0	0	0
20	13	0	0	0	906.86	50.38	678.99	50.35	2421.32	8144.21	2018.56	402.76	128.68	2.12	812.54	4781.68	0	0	0	0
21	14	0	0	0	907.39	50.41	679.39	50.38	2400.87	8064.16	1989.69	411.18	104.78	1.81	808.49	4750.01	0	0	0	0
22	15	0	0	0	907.91	50.44	679.79	50.41	2394.97	7516.89	1986.6	408.37	104.78	1.9	805.46	4211.67	0	0	0	0
23	16	0	0	0	908.44	50.47	680.19	50.44	2410.06	6296.96	2003.09	406.97	99.27	1.82	800.4	2987.23	0	0	0	0
24	17	0	0	0	908.97	50.5	680.59	50.47	2480.65	4397.27	2083.51	397.15	125	2.26	799.39	992.22	0	0	0	0
25	18	0	0	0	909.5	50.53	680.99	50.5	2526.19	3486.27	2120.62	406.57	145.22	2.31	783.2	31.67	0	0	0	0
26	19	0	0	0	909.3	50.52	681.39	50.53	3273.14	3423.29	2132.99	415.39	113.97	1.63	760.94	0	0	0	0	0
27	20	0	0	0	909.1	50.51	681.79	50.52	3175.62	3143.62	2145.62	406.97	104.78	1.62	757.94	0	0	0	0	0

Figura 3.5 – Exemplo representativo da interface que contém os dados das produções não térmicas

3.2.2.2. Gráficos de armazenamento

A folha de cálculo do Excel desta secção contém os gráficos do armazenamento das albufeiras (com e sem bombagem), do SAE em estudo e também dos VE. A gestão dos diferentes armazenamentos é percebida de forma mais intuitiva a partir destes gráficos, uma vez que estes possuem toda a informação mensal do armazenamento ao longo do ano simulado, como se percebe pela Figura 3.6.

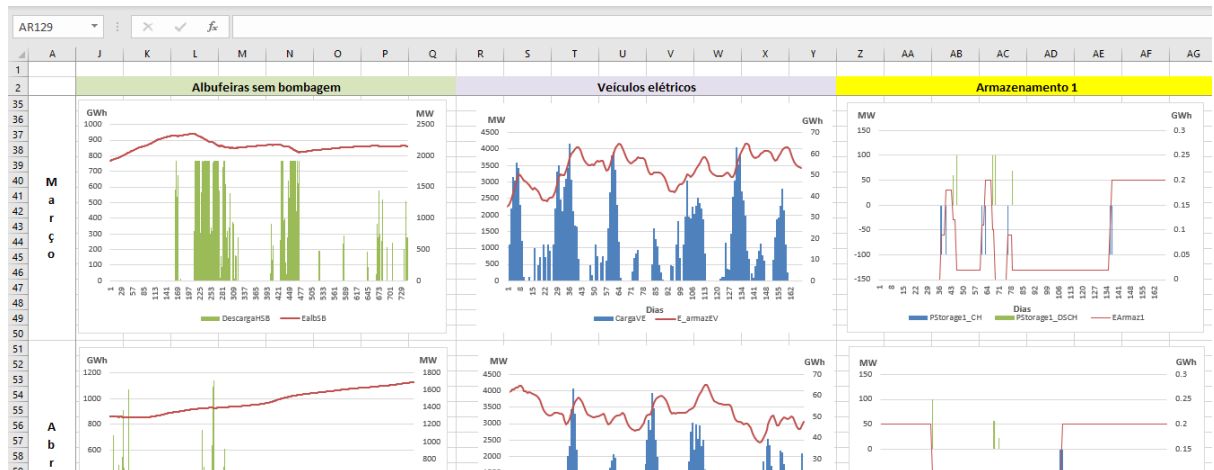


Figura 3.6 - Exemplo representativo dos gráficos das produções

3.2.2.3. Produção térmica

A produção térmica, tal como o nome indica, apresenta a energia produzida pelas diferentes centrais, para alimentar as cargas quando a produção das energias renováveis não é suficiente. Estas produções, tal como se pode observar pela Figura 3.7, são contabilizadas de uma forma horária ao longo do ano.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	
6																							
7		CAAsines1	CAAsines2	CAAsines3	CAAsines4	CApego1	CApego2	Gtapada1	Gtapada2	Gtapada3	Gribatej1	Gribatej2	Gribatej3	Gsines1	Gsines2	Gpego1	Gpego2	Glavos1	Glavos2	Glares1	Glares2	Térmica total	
8	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	267	267	0	0	0	0	0	0	0	0	270	804
9	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	392	392	0	0	0	0	0	0	0	0	419	1203
10	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	392	392	0	0	0	0	0	0	0	0	419	1203
11	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	392	392	0	0	0	0	0	0	0	0	419	1203
12	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	392	392	0	0	0	0	0	0	0	0	419	1203
13	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	392	392	0	0	0	0	0	0	0	0	419	1203
14	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	392	392	0	0	0	0	0	0	0	0	419	1203
15	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	392	392	0	0	0	0	0	0	0	0	419	1203
16	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	325,22	127	0	0	0	0	0	0	0	0	130	582,22
17	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	127	0	0	0	0	0	0	0	0	0	127
18	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	127	0	0	0	0	0	0	0	0	0	127
19	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	127	0	0	0	0	0	0	0	0	0	127
20	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	127	0	0	0	0	0	0	0	0	0	127
21	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	127	0	0	0	0	0	0	0	0	0	127
22	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	127	0	0	0	0	0	0	0	0	0	127
23	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	192,88	0	0	0	0	0	0	0	0	0	192,88
24	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	392	0	0	0	0	0	0	0	0	0	392
25	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	392	0	0	0	0	0	0	0	0	0	392
26	19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	392	0	0	0	0	0	0	0	0	0	392
27	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	392	0	0	0	0	0	0	0	0	0	392
28	21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	392	0	0	0	0	0	0	0	0	0	392
29	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	392	0	0	0	0	0	0	0	0	0	392
30	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	392	0	0	0	0	0	0	0	0	0	392
31	24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	392	0	0	0	0	0	0	0	0	0	392
32	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	392	0	0	0	0	0	0	0	0	0	392

Figura 3.7 - Exemplo representativo dos dados correspondentes à produção térmica

3.2.2.4. Produção das tecnologias

Por outro lado, a produção das tecnologias representa a energia total produzida por cada tecnologia (cogeração e biomassa, carvão, térmica, fotovoltaica, hídrica e eólica), apresentando ainda os processos dos ciclos de carga e descarga do SAE e dos VE de uma forma horária ao longo do ano, como se percebe pela Figura 3.8.

		7985	0	8349	8349	13432	14620	22024	-8140	-2040	-14	-1.377	12	0	0	56198
		Cog.+Biomass	Coal	Gas	Thermal	Photov.	Hydro	Wind	EVs Load	Pump.	Stor1_CH	Stor1_DSCH	Stor2_CH	Stor2_DSCH	Interligação	Load
8	1/1/30 0:00	0.826	0	1.881	1.881	0	2.972	0.074	0	0	0	0	0	0	0	5.752
9	1/1/30 1:00	0.813	0	2.195	2.195	0	2.471	0.086	0	0	0	0	0	0	0	5.565
10	1/1/30 2:00	0.816	0	1.858	1.858	0	2.478	0.119	0	0	0	0	0	0	0	5.27
11	1/1/30 3:00	0.817	0	1.665	1.665	0	2.337	0.16	0	0	0	0	0	0	0	4.978
12	1/1/30 4:00	0.813	0	1.356	1.356	0	2.426	0.18	0	0	0	0	0	0	0	4.775
13	1/1/30 5:00	0.815	0	1.215	1.215	0	2.434	0.21	0	0	0	0	0	0	0	4.674
14	1/1/30 6:00	0.813	0	1.239	1.239	0	2.422	0.191	0	0	0	0	0	0	0	4.664
15	1/1/30 7:00	0.814	0	1.233	1.233	0.011	2.327	0.193	0	0	0	0	0	0	0	4.577
16	1/1/30 8:00	0.815	0	1.072	1.072	0.644	2.291	0.235	-0.49	0	0	0	0	0	0	4.567
17	1/1/30 9:00	0.812	0	0.901	0.901	2.248	2.301	0.296	-1.591	0	0	0	0	0	0	4.967
18	1/1/30 10:00	0.817	0	0.901	0.901	3.716	2.33	0.301	-2.616	0	0	0	0	0	0	5.449
19	1/1/30 11:00	0.811	0	0.901	0.901	4.433	2.407	0.228	-2.908	0	0	0	0	0	0	5.872
20	1/1/30 12:00	0.813	0	0.901	0.901	4.782	2.421	0.129	-2.973	0	0	0	0	0	0	6.072
21	1/1/30 13:00	0.808	0	0.901	0.901	4.75	2.401	0.105	-3.18	0	0	0	0	0	0	5.786
22	1/1/30 14:00	0.805	0	0.988	0.988	4.212	2.395	0.105	-3.003	0	0	0	0	0	0	5.503

Figura 3.8 - Exemplo representativo dos dados correspondentes à produção das tecnologias

3.2.2.5. Gráfico de produções

De forma semelhante aos gráficos de armazenamento, existem os gráficos de produções que mostram a evolução da produção das tecnologias de uma forma mensal ao longo do ano simulado, como se percebe pela Figura 3.9.

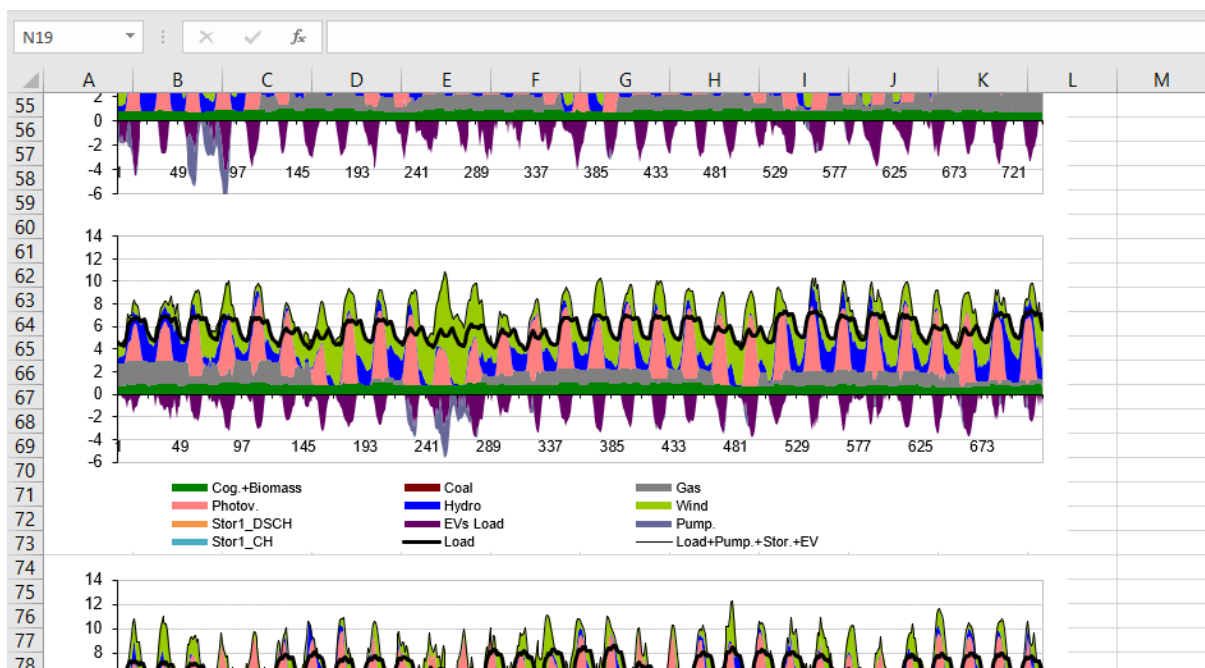


Figura 3.9 - Exemplo representativo dos gráficos de tecnologias

3.2.2.6. Resultados globais

O último campo de saída retrata os dados de saída anuais agregados, nomeadamente as produções, o corte de renovável necessário, a bombagem efetuada, as emissões de CO₂ e os respetivos custos implicados. Está representado pela Figura 3.10 um exemplo de resultados globais obtidos.

	A	B	C	D	E	F
77	Dados de saída					
78	Térmica [GWh]	8349		2917		
79	Carvão [GWh]	0		0		
80	Gás Natural [GWh]	8349		2917		
81	Fuel [GWh]	0		0		
82	Hídrica [GWh]	12931		16846		
83	Albufeira [GWh]	6411		10521		
84	Fio de água [GWh]	6521		6325		
85	PRE [GWh]	45129		40460		
86	Mini-hídrica [GWh]	1689		1638		
87	Eólica [GWh]	22024		17809		
88	Fotovoltaica [GWh]	13432		13029		
89	Cogeração/Biomassa [GWh]	7985		7985		
90	Corte de renovável [GWh]	30		829		
91	Procura total [GWh]	66392		53754		
92	Consumo [GWh]	56198		53754		
93	Carga VE [GWh]	10194		0		
94	Importações líquidas [GWh]	0		1450		
95	Bombagem [GWh]	-2040		-7091		
96	Armazenamento 1 [GWh]	-1				
97	Armazenamento 2 [GWh]	0				
98	Emissões totais de CO2 [Mton CO2]	2.965		1.052		
99	Emissões de CO2 carvão [Mton CO2]	0.000		0.000		
100	Emissões de CO2 gás natural [Mton CO2]	2.965		1.052		
101	Emissões de CO2 fuel [Mton CO2]	0.000		0.000		
102	Emissões específicas [ton CO2/MWh]	0.355		0.361		

Figura 3.10 - Exemplo representativo dos resultados globais obtidos

Capítulo 4

Simulações e Resultados

Tal como o nome indica, neste capítulo são exibidos e analisados os resultados obtidos para o SEN, juntamente com a definição da metodologia económica utilizada para a comparação entre os SAE em estudo.

4. Simulações e Resultados

Com base no modelo de simulação descrito no capítulo anterior, foi concebido um modelo representativo do SEN para os anos mais marcantes da transição energética através do ajuste dos perfis de referência de 2020 com recurso à relação entre as potências instaladas e aos índices de produtividade entre os cenários [40]. Conforme os perfis de potência instalada de energia eólica e fotovoltaica definidos através dos objetivos do Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 20-30) e as estratégias utilizadas para efetuar o carregamento de energia a partir da Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H₂), bem como do Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050), será obtida a combinação da produção térmica e hídrica necessária, os custos associados e as emissões de CO₂ para satisfazer os dados de entrada definidos [2], [3], [4].

Com este sistema, foram testados seis cenários comparativos para o ano de 2030 de modo a perceber e compreender não só os custos associados a cada um, como também o comportamento das diferentes tecnologias de SAE. Para além de um cenário referência do SEN sem armazenamento, foram posteriormente integradas e analisadas tecnologias como o BES (Li-Ion), GES, PHS, CAES, TES e o armazenamento através de H₂. Para o ano de 2050, foi analisado o sistema esperado, atendendo a todas as metas e objetivos delineados pelos planos e estratégias acima referidos.

Com a finalidade de ter um controlo total no sistema e de forma a entender melhor a influência das várias componentes responsáveis pelo custo de produção de energia térmica, discriminou-se cada uma delas individualmente, avaliando várias possibilidades para perceber a importância de parâmetros como o custo do gás, a eficiência global do grupo térmico, o custo das licenças de CO₂, a quantidade de emissões específicas de CO₂, ou mesmo os limites de potência das centrais térmicas.

4.1. Considerações da simulação

Tal como foi sugerido acima, de modo a simular os cenários do SEN de 2030 e 2050, terão de ser feitas certas considerações e projeções. Deste modo, serão feitas ponderações relativamente ao crescimento da integração das energias renováveis a partir do PNEC 20-30. Serão também realizadas considerações relativamente às centrais hidroelétricas com ajuda dos dados fornecidos pelo operador de sistema, ao parque automóvel de VE e ao perfil de carga seguindo as metas do RNC 2050 e da EN-H₂. Para além destas considerações, também é essencial referir que para se estudar a integração do cenário do PHS no sistema, este foi considerado como um armazenamento adicional à central equivalente dimensionada. A taxa de conversão do dólar americano para euro utilizada na obtenção dos diversos custos foi de 0,95.

4.1.1. Dados de entrada utilizados

De forma a atingir os cenários propostos anteriormente para os anos de 2030 e 2050, todas as considerações mencionadas, bem como todos os dados de entrada introduzidos no simulador para os diferentes sistemas, encontram-se na Tabela 4.1, Tabela 4.2, Tabela 4.3 e na Tabela 4.8.

Tabela 4.1 – Dados de entrada utilizados nos parâmetros

Parâmetros		Unidades	Cenário Referência (2020)	2030 2050
Potência instalada	Hídrica Fio de água	[MW]	2 583	
	Mini-hídrica	[MW]	609	829
	Eólica	[MW]	5 382	9 300 12 200
	Fotovoltaica	[MW]	879	9 000 26 400
	Cogeração e biomassa	[MW]	1 599	1 618
Afluências hídricas	Adicional hídrica com bombagem	[MWh]	153 000	
	Adicional hídrica sem bombagem	[MWh]	290 000	
Índices de produtividade	Hídrica	[%]	97	1
	Eólica	[%]	94	1
	Fotovoltaica	[%]	97	1
Custos	Preço médio anual do gás natural	[€/MWh]	80	
	Preço das licenças de CO ₂	[€/ton CO ₂]	60	
	Corte PRE	[€/MWh]	-70	
	Custo de abrasão das centrais a GN	[€/MW inst.]	8	
	Custo de comb. no arranque centrais GN	[MWh/MW]	3,5	
Características dos combustíveis	Poder calorífico inferior do GN	[kWh/Nm ³]	10,684	
	Emissões específicas do GN	[kgCO ₂ /Nm ³]	2,158	
Características dos VE	Número de VE	VE	-	3 000 000 2 200 000
	Potência da bateria	[MW]	0,024	
	Consumo do VE por quilometro	[kWh/km]	6	
	Eficiência de carga	[%]	85	
	Distância percorrida por dia	[km/dia]	38	
	Percentagem de carga da bateria às 7h00	[%]	70	
Outros dados	Taxa de crescimento da carga	[%]	0	15,0 27,2
	Eficiência do ciclo de bombagem	[%]	80	
	Intervalo de tempo considerado na simulação	[h]	1	
	Valor das perdas na rede	[%]	0	

Tabela 4.2 - Dados de entrada gerais das tecnologias

Tecnologias		Potência [MW]		Máxima variação de potência [MW]		Eficiência energética [%]	
		2030	2050	2030	2050	2030	2050
Centrais a gás	Ribatejo 1	127-392 (min-max)		267-367 (subida-descida)		57	
	Ribatejo 2						
	Ribatejo 3						
	Pego 1	130-419 (min-max)		270-370 (subida-descida)			
	Pego 2						
	Lares 1						
	Lares 2						
Hídrica de albufeira	Produção com bombagem	3 578		700-800 (descida-subida)		100	
	Bombagem	3 578		1 000		100	
	Produção sem bombagem	1 916		700-800 (descida-subida)		100	
VE (valores unitários)	Carga	0,0037		0,000367		85	
SAE	BES	500	4 000	100	4 000	90	
	GES	500	-	100	-	85	
	PHS	500	-	100	-	80	
	TES	500	-	100	-	70	
	CAES	500	-	100	-	60	
	H ₂	500	5 500	100	5 500	40	

Tabela 4.3 - Dados de entrada referentes ao armazenamento de tecnologias

Armazenamento	Capacidade total de energia armazenada [MWh]		Limite mínimo de energia armazen. [%]	Limite máximo de energia armazen. [%]	Valor inicial de energia armazen. [%]	Valor final de energia armazen. [%]
	2030	2050	2030 e 2050	2030 e 2050	2030 e 2050	2030 e 2050
Albufeira c/ bombagem	1 800 000		0	100	50	50
Albufeira s/ bombagem	1 348 500					
VE	0,024			90	70	70
SAE 1	1 000	4 500		100	50	50
SAE 2	0	9 000				

4.1.2. Veículos elétricos

Na última década, observamos um crescimento nos veículos que dependem da eletricidade como energia primária para a sua mobilidade. O princípio do carregamento dos VE baseia-se em conectar o carro num posto de carregamento, utilizando a eletricidade da rede de distribuição e dessa forma armazená-la em baterias recarregáveis que alimentam o motor elétrico.

Para a definição do número de VE em circulação no ano de 2030 foi realizada uma projeção com base no número atual. Com recurso aos dados do crescimento do número de veículos rodoviários ao longo dos últimos dez anos, projetou-se um crescimento exponencial até atingir o ano de simulação, tal como mostra a Figura 4.1 [42].

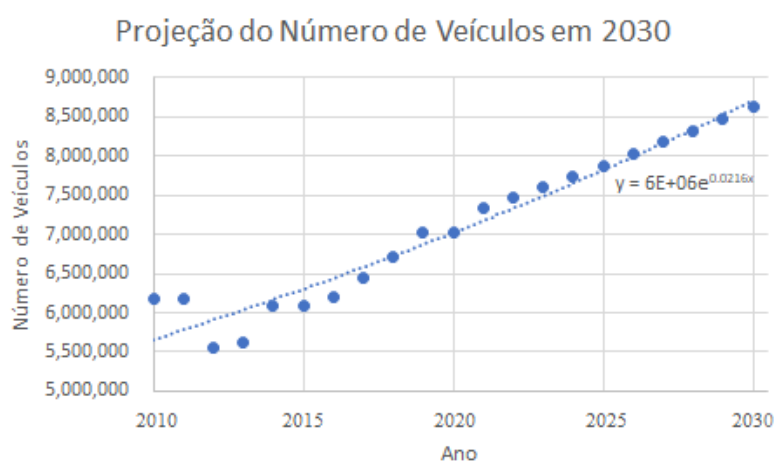


Figura 4.1 - Projeção do número de veículos em circulação no ano de 2030

Com esta projeção de oito milhões e meio de veículos motorizados em circulação no ano de 2030 e conforme indicado pelo RNC 2050, o número de VE em circulação para 2030 representará 36% do parque automóvel desse mesmo ano, perfazendo assim cerca de 3 milhões de VE. Esta projeção do número de VE pode ser vista como uma meta bastante ambiciosa que tem um erro associado relativamente ao crescimento exponencial do número de veículos em circulação não considerar restrições relativamente ao número de veículos por habitante.

Para o ano de 2050, o número de VE em circulação foi obtido através da razão entre a energia disponibilizada para a mobilidade elétrica, prevista pelo RNC 2050, e o consumo unitário dos VE, o que totaliza cerca de 2,2 milhões de VE. Este número pode ser fundamentado pelo aumento do número de veículos autónomos e/ou partilhados esperados para os anos subsequentes a 2030.

4.1.3. Centrais hidroelétricas

As afluências de entrada consideradas para as centrais hidroelétricas foram modelizadas através da sua potência horária, cujos valores foram obtidos a partir dos dados de entrada disponíveis, que foram extraídos dos dados fornecidos pelo operador de sistema presentes no modelo adaptado.

4.2. Análise dos resultados obtidos

Com base no modelo, para além da análise dos resultados globais do sistema para o ano de 2030 e 2050, realizou-se ainda uma análise económica para sistema de 2030, através de uma comparação entre as diferentes tecnologias dos SAE. Este modelo foi concebido com todas as considerações referidas anteriormente.

4.2.1. Resultados globais do sistema

Para fazer a avaliação tecno-económica do sistema existem vários indicadores a considerar, porém selecionaram-se cinco indicadores importantes para perceber o seu comportamento em cada um dos cenários, nomeadamente a produção da energia térmica necessária para satisfazer o consumo, o corte de energia renovável restringido ao sistema, a bombagem efetuada, a energia que foi armazenada e evidentemente, os custos totais aplicados a cada cenário.

4.2.1.1. Sistema Eléctrico Nacional de 2030

Para a análise do SEN simulado para o ano de 2030, é necessário avaliar os resultados globais desse sistema pela Tabela 4.4 e Tabela 4.5 onde estão constam os resultados associados aos diferentes cenários com as tecnologias estudadas. Considerando que é um ano muito significativo para a transição energética, já com vários objetivos definidos pela União Europeia, a primeira característica importante a notar diz respeito ao facto de ainda existir produção térmica. Como é sabido, um dos grandes obstáculos da transição energética relaciona-se com a redução da necessidade de produção de energia a partir de combustíveis fósseis, algo que ainda acontecerá em 2030 devido à alta dependência destas para satisfazer o consumo energético das últimas décadas.

Com a extinção da utilização do carvão, o gás natural terá um papel determinante na transição do SEN, sendo a única tecnologia utilizada na produção térmica. Para este sistema, percebe-se que para o cenário sem armazenamento será necessário produzir mais energia térmica do que para cenários com SAE, devendo-se ao facto de não haver nenhuma alternativa à utilização de energia nos períodos em que não existe produção de energia renovável. Com armazenamento, a energia renovável que não é utilizada instantaneamente para satisfazer a carga, é armazenada para posterior utilização, evitando assim alguma da produção térmica verificada. Em contraste com o cenário em que não existe qualquer armazenamento de energia, a integração de um SAE no sistema, reduzirá a necessidade de produção térmica através de gás natural de 18 GWh a 38 GWh, para as tecnologias de armazenamento através de H₂ e para o BES, respetivamente. A redução desta produção leva a que as emissões de CO₂ sejam reduzidas, diminuindo os custos totais do sistema.

Os custos totais do sistema são compostos pela soma dos custos de arranque das centrais térmicas com os custos de operação do combustível e com os custos de operação de CO₂. Estes custos representam os custos anuais que o SEN terá para satisfazer o perfil de carga considerado, com as diferentes tecnologias de SAE. Este é um parâmetro que integra todos os outros e no fundo, sumariza o comportamento de cada um dos cenários. A integração de SAE com maior rendimento energético, reduzirá a produção de energia térmica ao máximo, que culminará na redução dos custos totais do sistema, levando à conclusão de que o aumento do rendimento do ciclo combinado de carga/descarga do SAE se traduz na redução da produção de energia térmica e dessa forma, o armazenamento com a tecnologia com maior rendimento energético (BES) é o cenário com os custos totais mais reduzidos, em comparação com todos os outros cenários, apresentando custos na ordem dos 1 342 M€.

A integração dos SAE, reduz o corte de energia renovável do sistema drasticamente, diminuindo o desperdício energético, que acontece quando a sua produção é demasiado elevada para o consumo atual. Este corte é reduzido de 28,96 GWh para um mínimo de 0,62 GWh referentes ao cenário sem armazenamento e ao CAES respetivamente.

A energia armazenada por cada SAE é um parâmetro interessante para perceber a rentabilidade de cada um. Este armazenamento é efetuado com o intuito de reduzir os custos totais do sistema, respeitando todas as restrições aplicadas, e por essa razão, não existe nenhum padrão explícito para diferenciar esta componente entre os diferentes cenários. O armazenamento de cada cenário será então realizado de uma forma estratégica com o intuito de reduzir os custos totais do sistema, sendo máximo para o cenário de BES e mínimo para o armazenamento através de H₂, com 70,99 GWh e 1,91 GWh de energia armazenada respetivamente.

A bombagem efetuada tem um papel importante na utilização de energia térmica, visto que esta reduz a necessidade de a produzir. Este parâmetro relaciona-se com o corte de energia renovável, uma vez que com o aumento da energia armazenada pelos SAE, menor é a energia disponível para fazer bombagem. Por essa razão, existe mais energia provida pela bombagem em SAE com menor capacidade de armazenamento, sendo o seu máximo no cenário sem qualquer armazenamento e mínimo para o GES, com 1 918 GWh e 1 820 GWh de energia bombada respetivamente. É importante referir que com a integração dos VE, grande parte da energia que seria utilizada para efetuar a bombagem, é utilizada para fazer o carregamento dos veículos, o que reduz a sua capacidade em 3 vezes, comparando com um cenário sem VE.

Tabela 4.4 – Produção total e consumo do sistema para 2030

Resultados globais 2030	Dados de saída		Unidades	Tecnologias associadas aos seus rendimentos energéticos						
				Sem armazenamento	BES 90%	GES 85%	PHS 80%	TES 70%	CAES 60%	H ₂ 40%
Produção total	Térmica	Gás natural	[GWh]	8 322	8 284	8 285	8 297	8 304	8 291	8 299
	Hídrica	Albufeira		6 313	6 240	6 234	6 295	6 330	6 301	6 327
		Fio de água		6 521	6 521	6 521	6 521	6 521	6 521	6 521
	PRE	Mini-hídrica		1 689	1 689	1 689	1 689	1 689	1 689	1 689
		Eólica		22 024	22 024	22 024	22 024	22 024	22 024	22 024
		Fotovoltaica		13 432	13 432	13 432	13 432	13 432	13 432	13 432
		Cogeração/biomassa		7 985	7 985	7 985	7 985	7 985	7 985	7 985
		Corte de renovável		28,96	1,49	1,20	2,46	5,70	0,62	1,62
	Descarga	Armazenamento 1		0	63,87	57,69	22,38	1,42	1,24	0,76
		Armazenamento 2		0	0	0	0	0	0	0
Consumo	Base		[GWh]	56 198	56 198	56 198	56 198	56 198	56 198	56 198
	VE			10 058	10 039	10 028	10 064	10 082	10 045	10 078
	Bombagem			-1 918	-1 827	-1 820	-1 896	-1 940	-1 903	-1 936
	Armazenamento	Armazenamento 1		0	-70,99	-67,86	-27,97	-2,03	-2,01	-1,91
		Armazenamento 2		0	0	0	0	0	0	0

Tabela 4.5 – Restantes resultados globais do sistema para 2030

Resultados globais 2030	Dados de saída		Unidades	Tecnologias associadas aos seus rendimentos energéticos						
				Sem armazenamento	BES 90%	GES 85%	PHS 80%	TES 70%	CAES 60%	H ₂ 40%
Emissões	Emissões de CO ₂	Gás natural	[Mton CO ₂]	2,955	2,942	2,942	2,946	2,949	2,944	2,947
	Emissões específicas		[ton CO ₂ /MWh]	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355
Custos	Custos totais	Grupos a gás natural	[M€]	1 348,00	1 341,82	1 341,99	1 343,86	1 344,96	1 343,06	1 344,34
		Corte da PRE		2,027	0,104	0,008	0,172	0,399	0,043	0,114
	Custos de arranque (comb. e abrasão)	Grupos a gás natural		3,064	3,104	3,062	3,019	2,973	3,062	3,063
	Custos de operação (combustível)			1 168,00	1 162,60	1 162,78	1 164,44	1 165,43	1 163,71	1 164,82
	Custos de operação (CO ₂)			176,94	176,12	176,15	176,40	176,55	176,29	176,46
	Custos específicos			[€/MWh]	161,981	161,987	161,982	161,976	161,970	161,982
Número de arranques	Grupos a gás natural	Arranques	68	69	68	67	66	68	68	
VE	Carga VE		[GWh]	8 140	8 140	8 140	8 140	8 140	8 140	8 140
	Custos específicos		[€/MWh]	133,44	132,69	132,70	132,94	133,07	132,84	132,99
	Custo por quilómetro		[c€/km]	2,611	2,596	2,596	2,601	2,603	2,599	2,602
	Emissões específicas		[g CO ₂ /kWh]	234,776	232,179	232,179	232,670	233,039	232,425	232,793
	Emissões específicas por quilómetro		[g CO ₂ /km]	45,734	45,422	45,422	45,518	45,590	45,470	45,542

Com recurso ao simulador é possível constatar o comportamento dos armazenamentos mensais para o respetivo ano. Para analisar o cenário sem armazenamento do SEN de 2030, encontra-se representado pela Figura 4.2 e Figura 4.3, os gráficos mensais do armazenamento efetuado em janeiro pelas albufeiras com bombagem e dos VE, respetivamente.

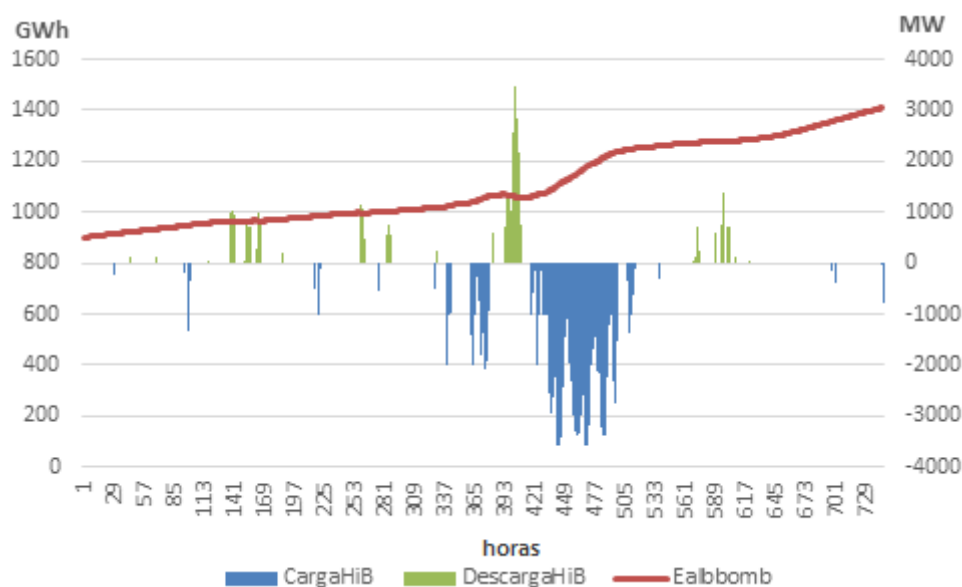


Figura 4.2 - Gráfico de armazenamento mensal de janeiro para a albufeira com bobagem de 2030

Pela evolução do armazenamento das centrais hídricas de albufeira com bombagem relativamente a janeiro, pode verificar-se que o mês é inicializado com cerca de 900 GWh de energia armazenada (representada no gráfico por “Ealbbomb”), que posteriormente carrega mais energia do que descarrega (representados no gráfico por “CargaHiB” e “DescargaHib”, respetivamente), finalizando o mês com cerca 1 400 GWh armazenados. Este perfil de energia armazenada crescente é explicado por se tratar de um mês em que a produção de energia renovável foi suficientemente elevada comparativamente com o consumo mensal para que fosse possível completar o mês com mais energia armazenada do que se iniciou.

No que diz respeito ao armazenamento dos VE, é claramente identificado na energia armazenada mensal (representada no gráfico por “E_armazEV”) um ciclo de carga/descarga constante ao longo do mês, que é explicado pela regularidade dos períodos em que se efetua o carregamento e a posterior utilização dos veículos (representado no gráfico por “CargaVE”).

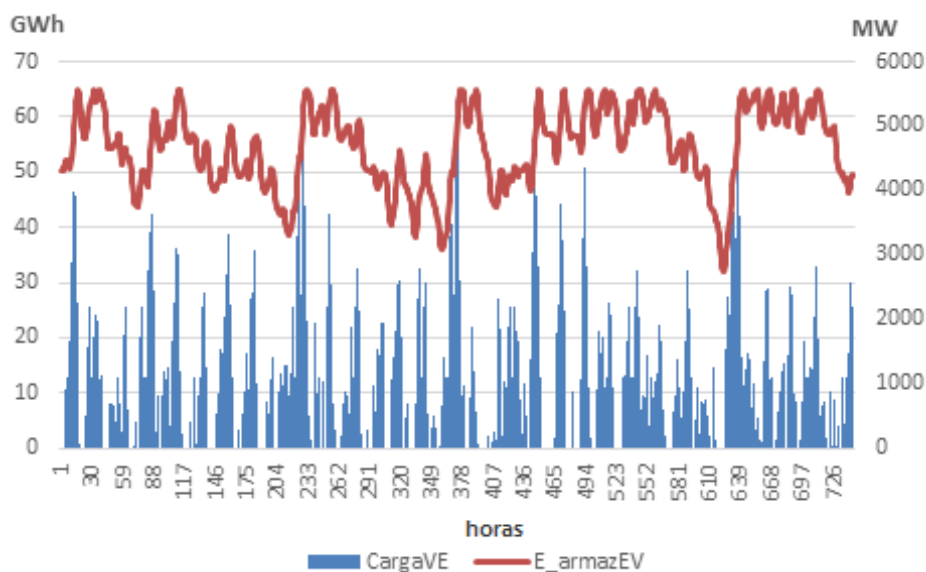


Figura 4.3 - Gráfico de armazenamento mensal de janeiro para os VE de 2030

Da mesma forma que se verifica a evolução mensal dos armazenamentos, pode também constatar-se pela Figura 4.4 e Figura 4.5, os gráficos de produções mensais para o ano inteiro do cenário sem armazenamento. Nestes gráficos pode perceber-se que os perfis horários de consumo são sempre satisfeitos pelas diferentes produções, havendo pouco corte renovável.

Para os meses de janeiro e março, verifica-se uma produção acentuada de energia hidroelétrica, explicado pelos períodos com precipitação média mensal mais elevados. O valor máximo de energia produzida é aproximadamente de 16 GWh e regista-se no mês de março devido à coexistência notória das produções elevadas de energia eólica e hídrica.

De julho a setembro, a produção fotovoltaica é notória em comparação com as restantes, atingindo valores máximos de cerca de 10 GWh de produção fotovoltaica.

Os restantes gráficos mensais para as albufeiras com bobagem encontram-se disponíveis para consulta no anexo A. Os gráficos de produção mensal para os restantes cenários encontram-se para consulta do anexo B ao anexo G.

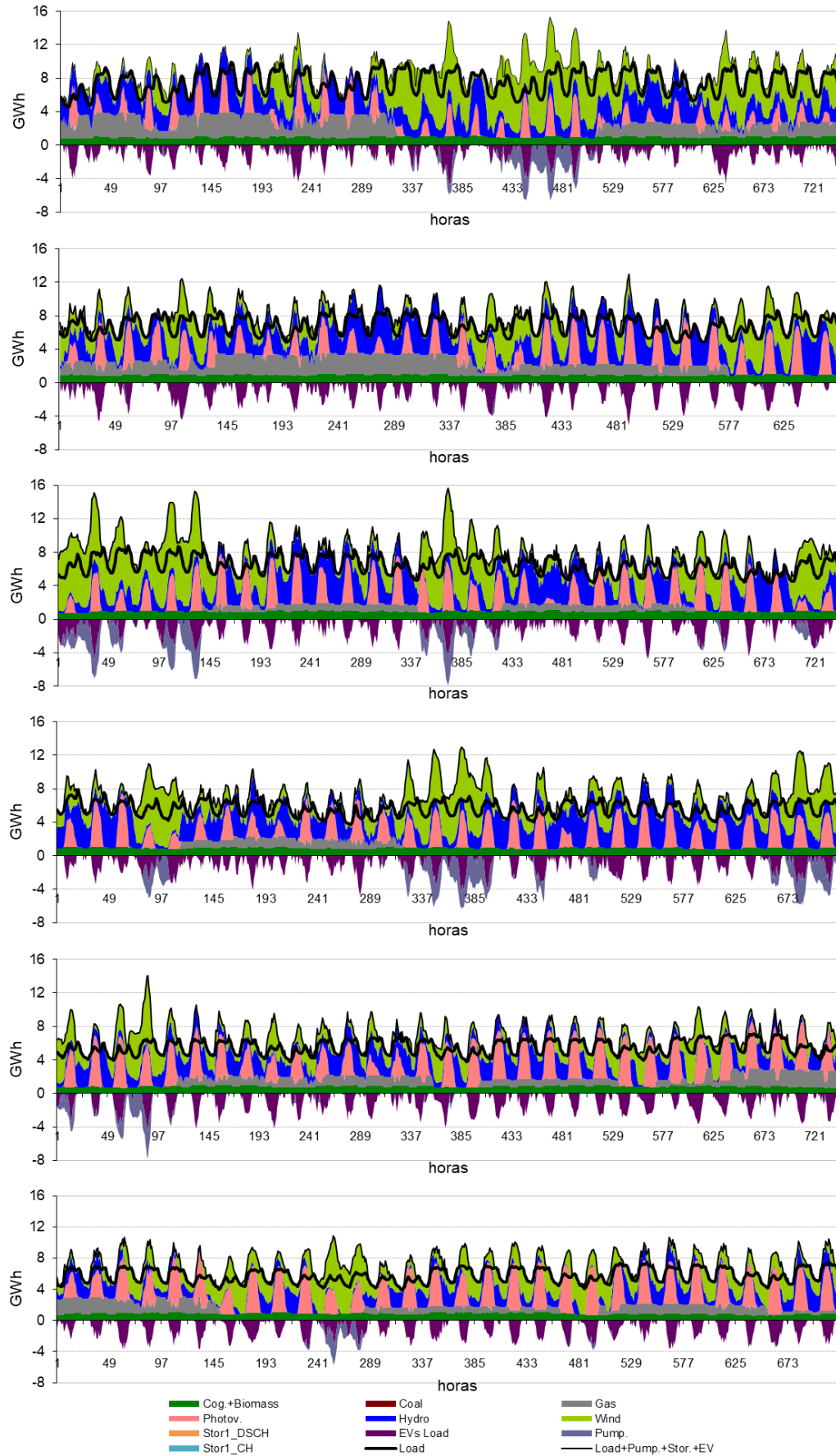


Figura 4.4 - Gráficos de produção de janeiro a junho 2030

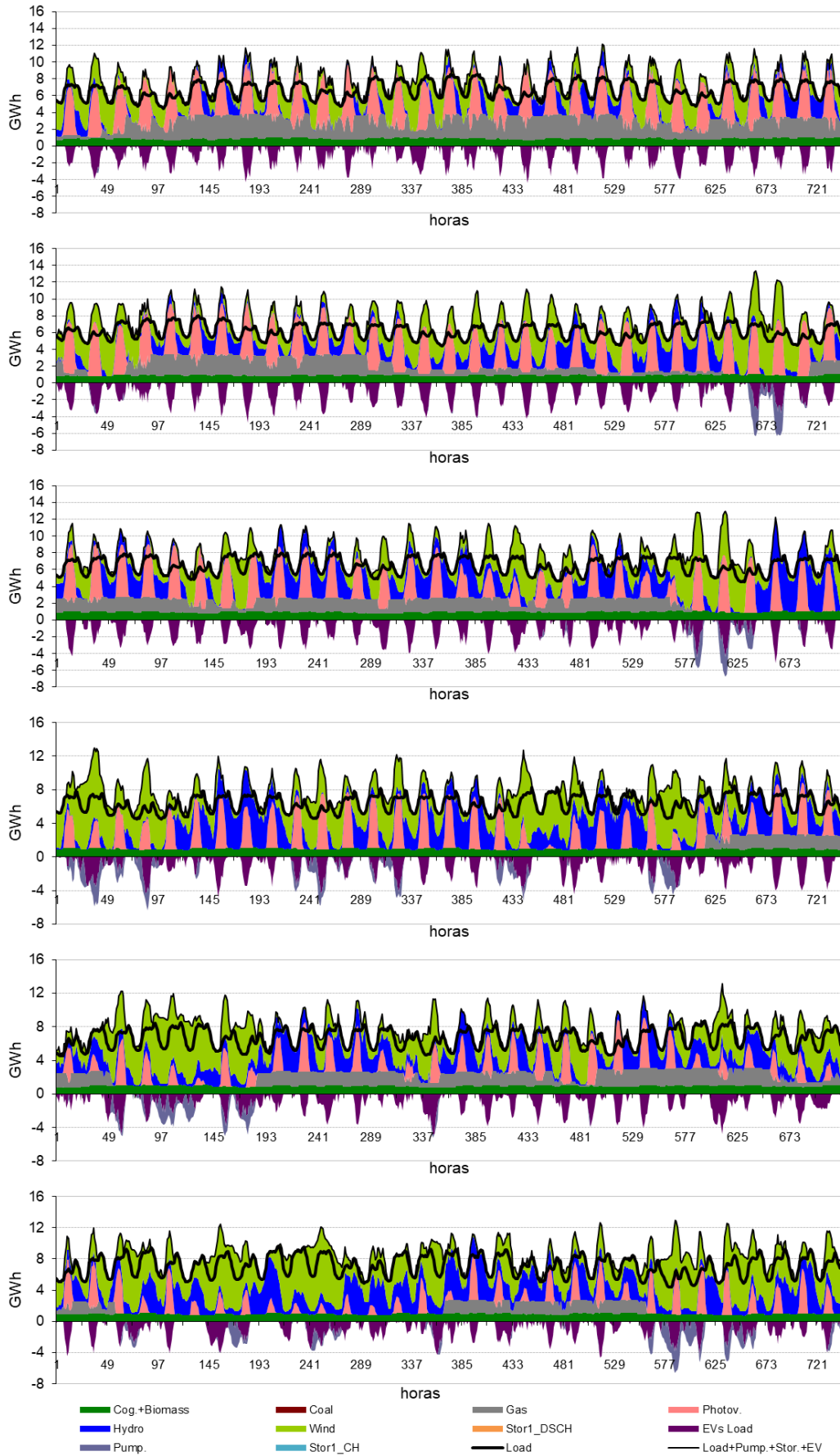


Figura 4.5 - Gráficos de produção de julho a dezembro 2030

4.2.2. Comparação económica entre tecnologias

O estudo realizado anteriormente, correspondente aos resultados globais do sistema com a integração de diferentes tecnologias de SAE, provém bastante informação relativamente ao comportamento do sistema em si, todavia a única característica que leva em consideração é a sua eficiência energética, não demonstrando uma comparação realmente concisa por não contabilizar parâmetros importantes, como é o caso de todos os custos associados para o funcionamento dos SAE, o seu tempo de vida útil e energia descarregada. Por essa razão, é necessária fazer uma comparação económica entre tecnologias, tal como foi mostrado no capítulo 2.2.

Para esta comparação entre tecnologias, foi utilizada a metodologia económica do LCOS, onde se confrontaram as tecnologias de BES (Li-Ion), GES, PHS, CAES, TES e armazenamento através de H₂, de forma a quantificar o custo descontado por unidade de eletricidade descarregada para cada uma das tecnologias [36]. Como se percebeu pelo estudo desta metodologia económica no subcapítulo da avaliação económico de SAE, a fórmula de cálculo do LCOS é bastante flexível, sendo quantificado de formas diferentes conforme o sistema no qual se insere.

$$LCOS \left[\frac{\text{€}}{MWh} \right] = \frac{C_{Inv.} + \sum_n^N \frac{C_{O\&M}}{(1+r)^n} + \sum_n^N \frac{C_{Carregamento}}{(1+r)^n}}{\sum_n^N \frac{E_{Descarregada}}{(1+r)^n}} \quad (4.1)$$

Para esta dissertação, o modelo de cálculo utilizado para o LCOS, seguirá um método já desenvolvido, mas com uma nova nuance na maneira de contabilização do custo de carregamento das diferentes tecnologias [36]. A definição do LCOS, em €/MWh, associado a cada SAE contabilizará parâmetros intrínsecos de cada tecnologia, como é o caso do custo de investimento e dos custos anualizados de O&M totais (fixos e variáveis), relativos a cada ano de operação n , do tempo de vida útil N , parâmetros que dependem do sistema, como se percebe pelo custo anualizado de carregamento e pela energia anualizada descarregada, tal como mostra o método de cálculo considerado por (4.1). Responsável pela atualização dos valores anualizados ao longo dos diferentes anos de operação por toda a extensão da vida útil das tecnologias, é contabilizado também um parâmetro económico, a taxa de atualização r , considerada 8% em conformidade com a revisão bibliográfica efetuada [36].

Para modelizar o LCOS de cada tecnologia, foram reunidos todos os custos estudados nos capítulos anteriores e posteriormente atualizados conforme a vida útil do SAE em questão. Estão contabilizados nas Tabela 4.6 e Tabela 4.7 os custos de investimento e de O&M respetivamente, considerados após aplicar a taxa de conversão dos valores médios da Tabela 2.5. e da Tabela 2.6. Na

Tabela 4.8 encontram-se os custos totais inseridos na fórmula de cálculo do LCOS, que conforme o tempo de vida de cada tecnologia, foram calculados através da atualização do produto entre os custos e as respectivas potências e capacidades de energia utilizadas no sistema presentes na Tabela 4.6 e Tabela 4.7. Por outro lado, com os resultados globais do sistema simulados anteriormente, foi possível contabilizar a energia descarregada por cada tecnologia ao longo do ano, sendo a mesma posteriormente atualizada para ser aplicada no método de cálculo.

Tabela 4.6 - Custos de investimento das tecnologias

Custos	Tecnologias	Custos de investimento por unidade de potência [€/kW]	Custos de investimento por unidade de energia [€/kWh]	Potência de carga/descarga do armazenamento [kW]	Capacidade total de energia armazenada [KWh]
	BES	1 140	712,5	500 000	1 000 000
GES	2 952	4 279,28			
PHS	1 093	52,25			
TES	3 468	6,56			
CAES	665	42,75			
H ₂	2 850	570,00			

Tabela 4.7 - Custos de O&M das tecnologias

Custos	Tecnologias	Custos de O&M fixos [€/kW ano]	Custos de O&M variáveis [€/kWh ano]	Potência de carga/descarga do armazenamento [kW]	Capacidade total de energia armazenada [kWh]	Tempo de vida útil das tecnologias [anos]
	BES	6,56	0,0003	500 000	1 000 000	15
GES	14,76	21,40	40			
PHS	22,80	0,0022	50			
TES	4,28	2,800	30			
CAES	2,60	0,0022	40			
H ₂	31,50	0,0004	20			

Tabela 4.8 – Custos totais atualizados

Custos	Tecnologias	Investimento [M€]	O&M fixos [€/kW]	O&M variáveis [€/kWh]	O&M totais [M€]	Carregamento [M€]
	BES	1 282,50	56,11	0,0024	28,06	(-) 52,85
GES	5 755,29	-	-	343,15	(-) 71,67	
PHS	598,50	278,92	0,0267	139,49	(-) 50,63	
TES	1 740,25	48,13	31,522	55,59	(-) 34,23	
CAES	375,20	31,00	0,0258	15,53	(-) 58,93	
H ₂	1995,00	309,27	0,0037	154,64	(-) 35,90	

Relativamente aos custos de carregamento e à energia descarregada, em oposição aos métodos mais tradicionais estes são dependentes do sistema de onde o armazenamento é inserido. Com a contabilização da produção de energia térmica do cenário sem armazenamento com os cenários das diferentes tecnologias dos SAE, é possível definir os custos de carregamento como a diferença entre produções, resultando em custos negativos. Este método oferece outra perspetiva à modelização do LCOS, não representando um custo de carregamento integralmente, mas sim um benefício na utilização das diferentes tecnologias dos SAE. Nesta perspetiva, contando que a integração de um SAE seja sempre vantajosa, o custo de carregamento será nulo sempre que se verifique um armazenamento 100% renovável.

É necessário referir que para modelizar este sistema, existem parâmetros que não são considerados, tais como as perdas de energia por dia, os custos de fim de vida, os custos de substituição e a degradação dos SAE.

A integração dos VE traduz-se numa nova concorrência aos SAE, devido ao facto dos períodos de carregamento coincidirem, o que causa um aumento no LCOS dos mesmos. Aliado a este fenómeno está também presente a central equivalente de albufeira com bombagem dimensionada de forma a englobar o somatório da capacidade total de energia armazenada nas restantes centrais a nível nacional, que se manifesta na diminuição da energia descarregada pelas tecnologias com rendimento energético inferior à bombagem (80%).

Neste contexto, como se percebe pela Tabela 4.9, a tecnologia com melhor rentabilidade é o BES (2 425 €/MWh), em contraste com o armazenamento através de H₂ (445 551 €/MWh), que acaba por ser o mais dispendioso. Este último SAE, apresenta um LCOS especialmente elevado devido à sua energia descarregada total relativamente reduzida, aliada aos seus altos custos e tempo de vida útil reduzido. No que diz respeito à tecnologia que fornece mais energia ao sistema, o GES destaca-se de entre os restantes devido à combinação entre o seu extenso tempo de vida e o elevado rendimento do ciclo de carga e descarga.

Tabela 4.9 - Resultados da comparação económica entre tecnologias

Comparação económica		LCOS [€/MWh]	Energia descarregada [MWh]
SAE	BES	2 425	518 656
	GES	9 502	634 252
	PHS	2 807	244 870
	TES	131 525	13 394
	CAES	28 992	11 444
	H ₂	445 551	4 744

4.2.1.2. Sistema Elétrico Nacional de 2050

Para o ano de 2050, é esperado um sistema completamente renovável sem emissões de gases de efeito estufa, sendo necessária uma maior penetração de energias de fontes renováveis para atingir este objetivo. Se houver produção renovável suficiente para satisfazer a carga em todas as horas do dia, a produção térmica poderá ser evitada e conseqüentemente as emissões de CO₂ associadas. Tendo em conta a intermitência das fontes renováveis, um sistema desta natureza nunca seria concebível sem a integração de SAE.

Foi analisado um cenário para 2050 caracterizado por possuir uma produção renovável bastante elevada, com 12 200 MW de energia eólica e 26 400 MW de energia fotovoltaica e auxiliado por dois SAE associados às tecnologias de BES e de armazenamento através de H₂, dimensionados de acordo com as metas do RNC 2050 e da EN-H₂. Este sistema integra todo o H₂ esperado para esse ano no armazenamento correspondente, sendo a sua capacidade total de energia armazenada o dobro da capacidade de energia prevista para o BES.

Como se pode observar pela Tabela 4.10, onde estão representados os resultados globais deste sistema, o aumento da produção a partir de fontes renováveis traduz-se num corte de energia renovável muito elevado (1 892 GWh), apesar do aumento da energia armazenada por parte dos SAE dimensionados para este ano (máxima energia armazenada em 2030 relativa ao BES, com 70,99 GWh que contrasta com um total de energia armazenada de 26 843 GWh para BES e ainda 3 255 GWh de H₂ dimensionadas para o ano de 2050). Este é um dos fatores negativos dos sistemas 100% renováveis, que poderá ser atenuado através do investimento nos SAE.

A capacidade de bombagem deste sistema é elevada comparativamente com a capacidade do cenário de 2030 (~1 900 GWh para 14 172 GWh), sendo consistente com o aumento das potências instaladas em eólica e fotovoltaica previstas para este ano (9 300 MW de eólica e 9 000 MW de fotovoltaica relativas a 2030 para 12 200 MW de eólica e 26 400 MW de fotovoltaica em 2050).

Tabela 4.10 - Resultados globais do sistema para 2050

Resultados globais	Dados de saída		Unidades	2050
Produção total	Térmica	Gás natural	[GWh]	0
	Hídrica	Albufeira		16 116
		Fio de água		6 521
	PRE	Mini-hídrica		1 689
		Eólica		28 891
		Fotovoltaica		39 400
		Cogeração/biomassa		7 985
		Corte de renovável		1 892
	Descarga	Armazenamento 1		2 930
		Armazenamento 2		10 737
Consumo	Base		[GWh]	62 137
	VE			5 970
	Bombagem			-14 172
	Armazenamento	Armazenamento 1		-3 255
		Armazenamento 2		-26 843
Emissões	Emissões de CO ₂	Gás natural	[Mton CO ₂]	0
	Emissões específicas		[ton CO ₂ /MWh]	0
Custos	Custos totais	Grupos a gás natural	[M€]	0
		Corte da PRE		132,4
	Custos de arranque (comb. e abrasão)	Grupos a gás natural		0
	Custos de operação (combustível)			0
	Custos de operação (CO ₂)			0
	Custos específicos			[€/MWh]
Número de arranques	Grupos a gás natural		Arranques	0
VE	Carga VE		[GWh]	5 970
	Custos específicos		[€/MWh]	0
	Custo por quilómetro		[c€/km]	0
	Emissões específicas		[g CO ₂ /kWh]	0
	Emissões específicas por quilómetro		[g CO ₂ /km]	0

Para averiguar acerca da evolução cronológica do armazenamento, encontra-se na Figura 4.6 e Figura 4.7 os gráficos de armazenamento mensal e semanal, respetivamente, correspondentes ao estado de carga da tecnologia BES para o mês de janeiro.



Figura 4.6 - Gráfico de armazenamento mensal de janeiro para o BES de 2050

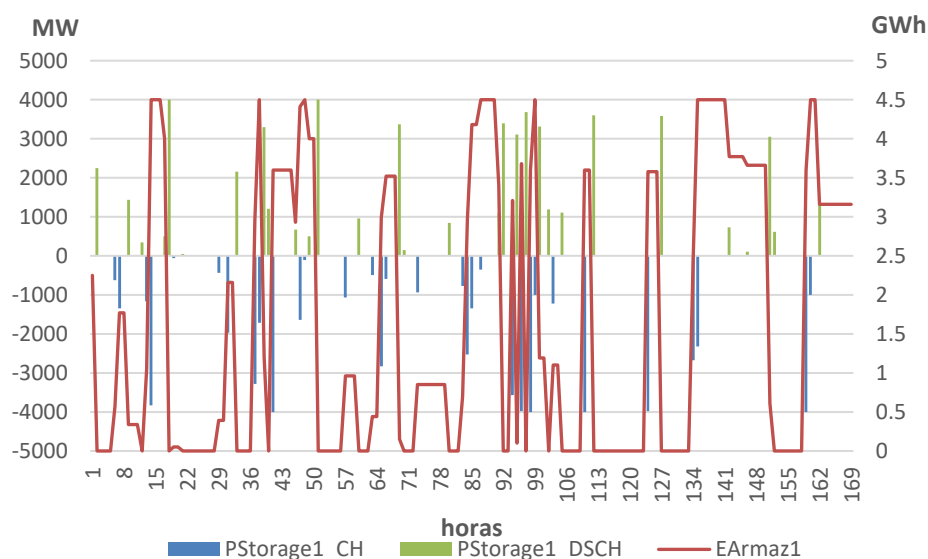


Figura 4.7 - Gráfico de armazenamento semanal de janeiro para o BES de 2050

Observa-se que devido à potência utilizada para efetuar o ciclo de carga/descarga horária do armazenamento (representada no gráfico por “PStorage1_CH” e “PStorage1_DSCH”, respetivamente) ser bastante próximo da capacidade total de energia armazenada, o ciclo referido acontece várias vezes por dia, sendo de difícil leitura para um espaço temporal mensal. Analisando o horizonte semanal considerado para a Figura 4.7, percebe-se que o armazenamento para a tecnologia de BES, por sete vezes é completamente carregado num espaço de uma semana, atingindo por esse número de vezes o limite da energia máxima de armazenamento (representada no gráfico por “EArmaz1”).

Na Figura 4.8 e Figura 4.9, encontram-se representados os gráficos de armazenamento mensal e semanal, respectivamente, relativos à tecnologia de H₂.

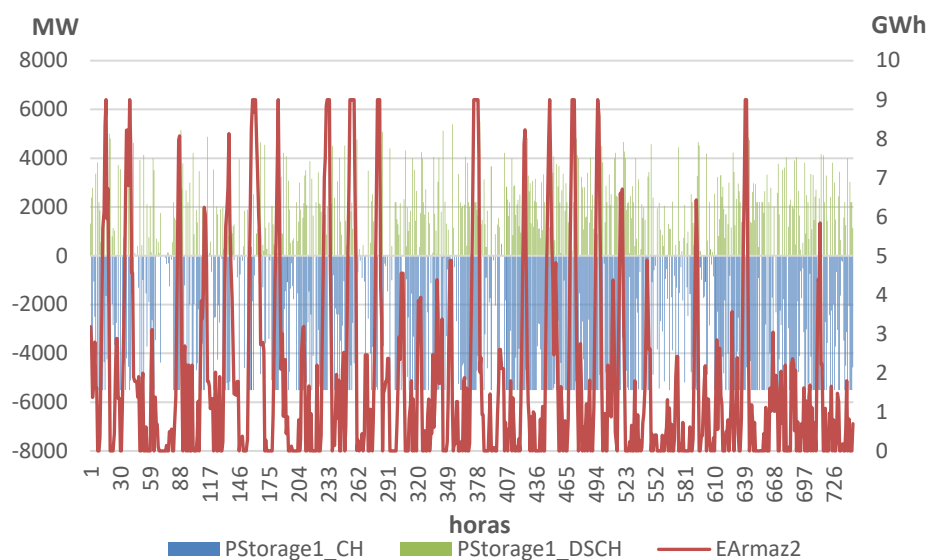


Figura 4.8 - Gráfico de armazenamento mensal de janeiro para o armazenamento através de H₂ de 2050

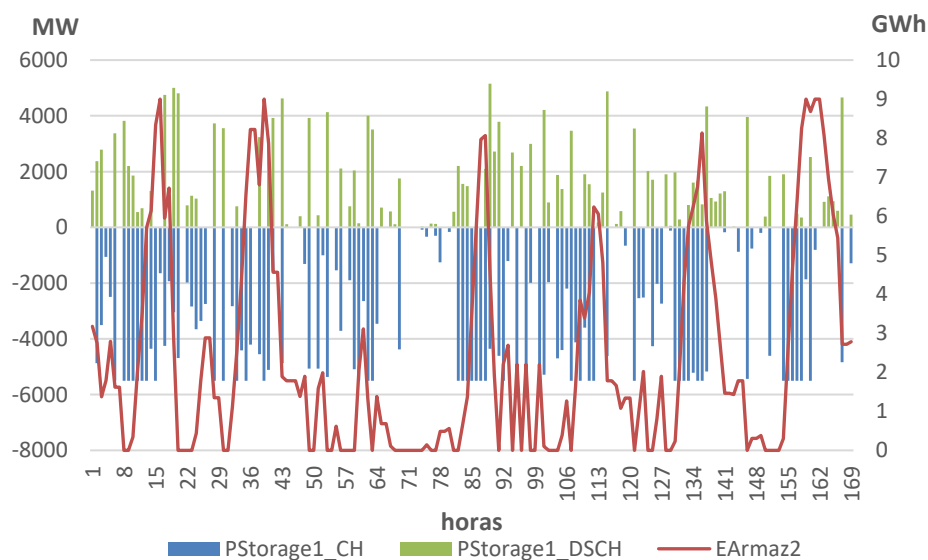


Figura 4.9 - Gráfico de armazenamento semanal de janeiro para o armazenamento através de H₂ de 2050

Em contraste com o BES, o número de ciclo de carga/descarga desta tecnologia é muito superior, uma vez que não só possui maior potência para desempenhar esse ciclo, como também possui maior capacidade total de energia disponível para efetuar o armazenamento. Neste gráfico semanal consegue perceber-se que este armazenamento é carregado completamente apenas três vezes.

Para fazer a comparação entre estes armazenamentos e os restantes, estão retratados pela Figura 4.10 e Figura 4.11, o gráfico de armazenamento da constituição das hídricas de albufeira com bombagem e dos VE, respetivamente.

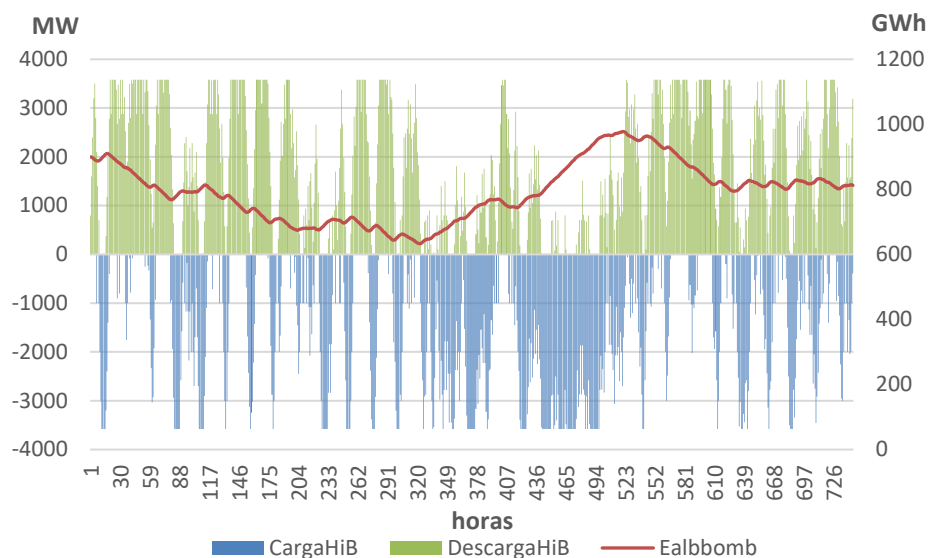


Figura 4.10 - Gráfico de armazenamento mensal de janeiro para a albufeira com bobagem de 2050

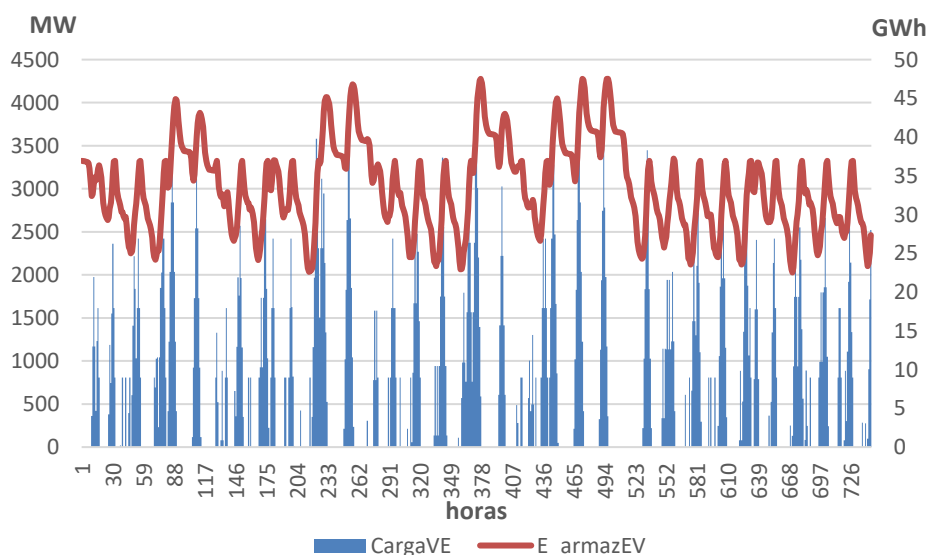


Figura 4.11 - Gráfico de armazenamento mensal de janeiro para os VE de 2050

O gráfico de armazenamento correspondente às centrais hídricas de albufeira com bombagem, apesar de possuir muitos ciclos de carregamento é, entre todos, aquele que apresenta uma energia armazenada mais constante ao longo do mês, algo que se deve à elevada capacidade total de energia disponível para o armazenamento, aliada às potências do ciclo de carga/descarga que permitem que

esse ciclo não seja muito acentuado. Relativamente à energia armazenada pelos VE, identifica-se o mesmo perfil de carga do SEN de 2030 devido à continuidade dos mesmos períodos do ciclo de carga/descarga, porém verifica-se que a potência e energia de armazenamento é inferior a esse cenário, o que é explicado pela redução do número de VE em circulação.

Por existir a necessidade de armazenar uma elevada quantidade de energia, verifica-se o aumento de número de ciclos de carga/descarga por hora dos SAE em comparação com o cenário do SEN de 2030.

Seguido dos gráficos de armazenamento, encontram-se representados pela Figura 4.12 e Figura 4.13, os gráficos cronológicos de produções.

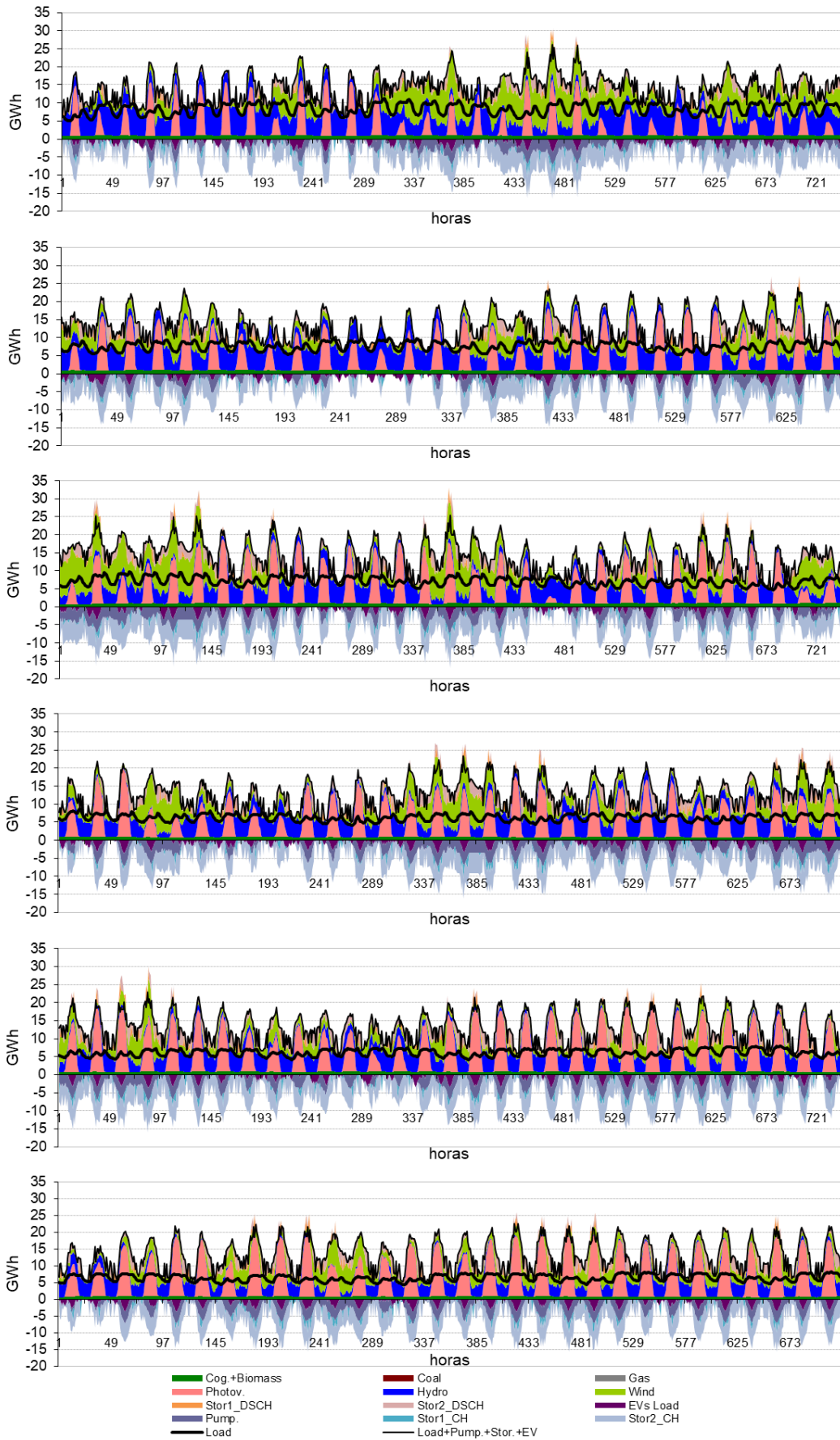


Figura 4.12 - Gráficos de produção de janeiro a junho 2050

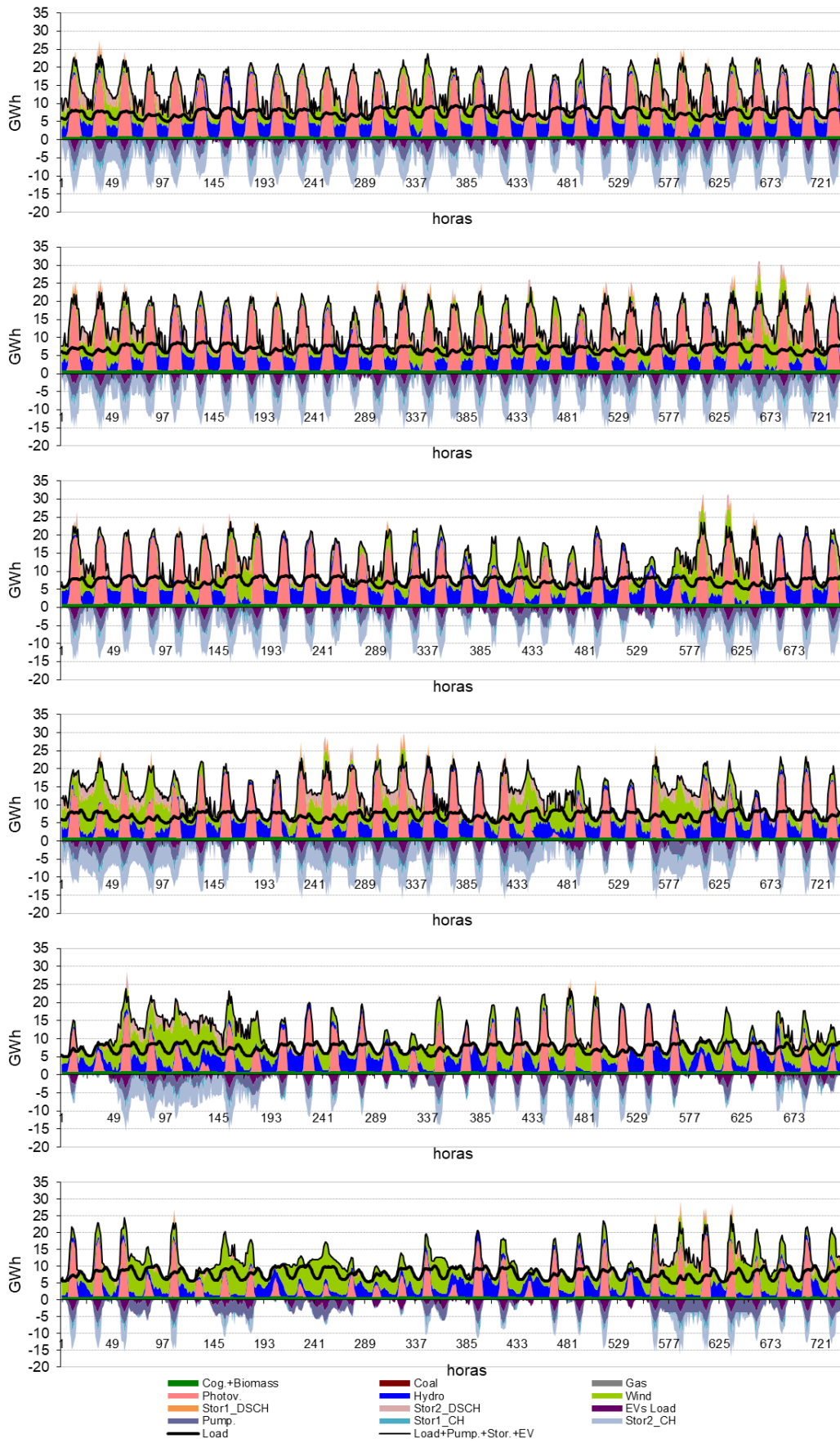


Figura 4.13 - Gráficos de produção de julho a dezembro 2050

Para os meses de janeiro e fevereiro, verifica-se uma produção acentuada de energia eólica e hidroelétrica, devido aos períodos mais chuvosos, atingindo 18 GWh.

De julho a outubro, a principal produção no sistema provém da energia fotovoltaica, com valores a rondar os 21 GWh. Os meses com maior corte de renovável encontram-se neste espaço temporal, alcançando 31 GWh de energia produzida para os meses de agosto e setembro.

Uma vez que existe corte renovável em todos os meses, com máximos horários na ordem dos 6 GWh, pode concluir-se que a integração destes armazenamentos não foi suficiente para evitar o desperdício energético. Seria necessário aumentar a capacidade total de energia armazenada ou adicionar novos armazenamentos.

Com o intuito de comparar as tecnologias de armazenamento através de H₂, BES e das hídricas de albufeira com bombagem de uma forma que englobe o somatório de toda a energia utilizada para carregar os SAE, elaborou-se a Figura 4.14, que representa uma comparação entre tecnologias através do fator de utilização e do número de ciclos efetuados ao longo ano, calculados segundo (4.2) e (4.3), respetivamente.

$$\text{Fator de utilização [h]} = \frac{\text{Potência associada ao ciclo de carga/descarga [GW]}}{\text{Energia total carregada [GWh]}} \quad (4.2)$$

$$\text{Nº de ciclos anuais} \left[\frac{\text{ciclos}}{\text{ano}} \right] = \frac{\text{Capacidade total de energia armazenada [GWh]}}{\text{Energia total carregada [GWh]}} \quad (4.3)$$

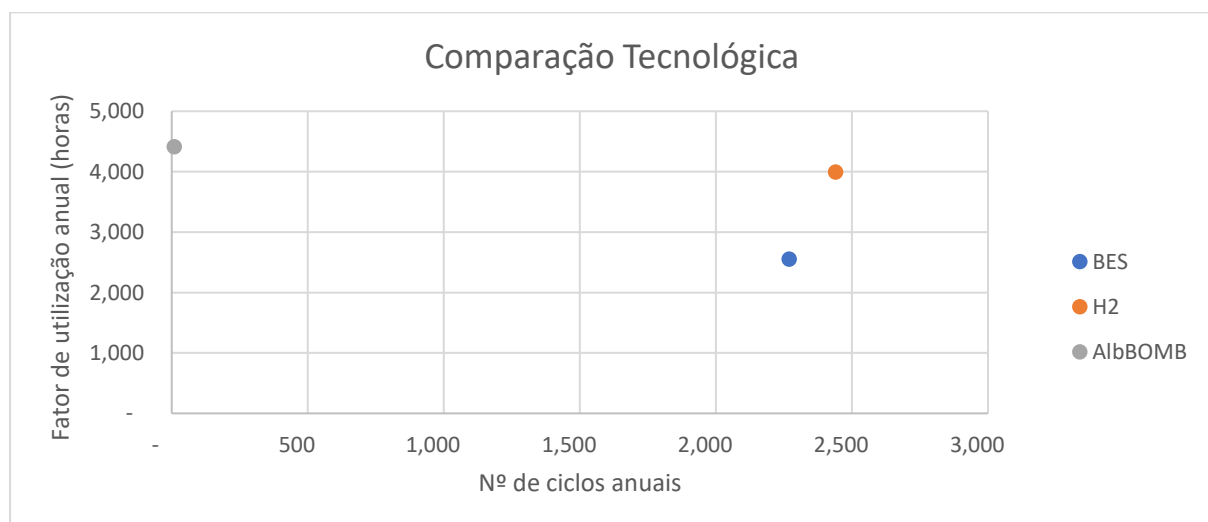


Figura 4.14 - Comparação tecnológica dos SAE

Com esta comparação é possível verificar como cada tecnologia se posiciona relativamente ao tipo de armazenamento realizado ao longo do ano. O fator de utilização indica o número de horas que o SAE utilizou a sua potência máxima para carregar, em contraste com o número de ciclos que fornece a informação de quantos ciclos completos de carga/descarga os diferentes SAE realizaram. Como se percebe pela Figura 4.14, o armazenamento através de H₂ é o extremo das tecnologias, sendo a tecnologia com maior número de ciclos anuais, enquanto para o BES destaca-se o fator de utilização mais reduzido entre as tecnologias, justificado por ser o SAE com menor capacidade total de energia disponível para efetuar o armazenamento. Por outro lado, o sistema representado pelo conjunto das centrais hídricas de albufeira com bombagem apresenta o fator de utilização mais elevado entre as tecnologias e dispõe de uma capacidade total de energia instalada muito mais elevada do que os restantes SAE e por essa razão os ciclos completos de carga/descarga envolvem mais energia do que os restantes para o mesmo sistema, fazendo menos ciclos ao longo do ano. Pode também inferir-se que os gráficos de armazenamento das albufeiras com bombagem apresentam um perfil de energia armazenada mais constante do que as restantes tecnologias devido ao número reduzido de ciclos anuais.

Encontra-se representada na Tabela 4.11 e pela Tabela 4.12, respetivamente, um sumário acerca da comparação económica entre as tecnologias realizada para o cenário do sistema do ano 2030 e da comparação tecnológica realizada para o cenário do sistema do ano 2050.

Tabela 4.11 – Tabela resumo da avaliação económica com os parâmetros atualizados para o SEN de 2030

Tecnologias	Custo de Investimento [M€]	Custos O&M [M€]	Custos de Carregamento [M€]	Eletricidade Descarregada [MWh]	Custo Nivelado de Armazenamento [€/MWh]
BES	1 282,50	28,06	(-) 52,85	518 656	2 425
GES	5 755,29	343,15	(-) 71,67	634 252	9 502
PHS	598,50	139,49	(-) 50,63	244 870	2 807
TES	1 740,25	55,59	(-) 34,23	13 394	131 525
CAES	375,20	15,53	(-) 58,93	11 444	28 992
H₂	1995,00	154,64	(-) 35,90	4 744	445 551

Tabela 4.122 – Tabela resumo da avaliação tecnológica do SEN de 2050

Tecnologias	Energia Total Carregada [GWh]	Capacidade Total de Energia Armazenada [GWh]	Potência associada ao ciclo de carga/descarga [GW]	Fator de Utilização [horas]	Nº de Ciclos Anuais [ciclos por ano]
AlbBOMB	15 784	1 800	3,6	4 411	9
H₂	21 958	9,0	5,5	3 992	2 440
BES	10 211	4,5	4,0	2 553	2 269

Capítulo 5

Conclusões

Neste último capítulo são apresentados e avaliados os resultados obtidos na dissertação.

5. Conclusões

O desenvolvimento industrial é um pilar importante da evolução tecnológica a nível mundial, acompanhando desde muito cedo a sua expansão através da Revolução Industrial. Na fase atual da progressão científica, foi alcançado um ponto crítico, em que a continuação dos avanços resultaria na extensão da frequência das alterações climáticas e um aumento na intensidade dos eventos meteorológicos extremos. Neste sentido várias consequências foram apontadas no caso de o aquecimento global ultrapassar o limite de 1,5°C acima dos níveis pré-industriais, tais como o aumento não só da temperatura média na maioria das regiões terrestres e oceânicas, como também nos extremos de calor na maioria das regiões habitadas, sendo ainda prevista a ocorrência de chuva intensa em diversas regiões e probabilidade de seca e défice de chuva em algumas regiões [43]. A elevada probabilidade de ocorrência destas consequências juntamente com os impactos sobre a biodiversidade e ecossistemas levou a uma mudança do rumo planeado.

De modo a tomar precauções relativamente a estas adversidades e continuar a atender às necessidades progressivas, foram estabelecidas metas relativamente a um desenvolvimento sustentável, que é caracterizado pela substituição dos agentes prejudiciais à sustentabilidade, mantendo operacional os sistemas desenvolvidos até ao momento. Como resultado, foi necessário extinguir a causa destes problemas, conhecido como os gases de efeito estufa, maioritariamente provenientes dos setores relativos à indústria, agricultura, transportes, construção e energia onde a queima de combustíveis fósseis se inclui, associada às tecnologias de carvão, petróleo e gás natural. Como é sabido, as principais fontes de energia passam pela queima dos mesmos, sustentando o sistema energético mundial, o que demonstra o enorme desafio a enfrentar para desempenhar um desenvolvimento sustentável.

A aposta massiva nas fontes de energias renováveis foi o método escolhido para abolir os combustíveis fósseis, sendo necessário um esforço financeiro considerável para a sua implantação. Juntamente com as energias renováveis, os SAE cuja finalidade recaia sobre a gestão sazonal de energia são outro elemento essencial para este desenvolvimento sustentável que estamos a testemunhar. Pelo que se percebeu pelos SAE estudados nesta dissertação, são várias as características importantes a considerar na utilização da sua integração nos sistemas energéticos, nomeadamente a capacidade de armazenamento, as densidades de energia e de potência por unidade de massa ou volume, o rendimento combinado do ciclo de carga e descarga, o tempo de vida útil, os custos associados ao armazenamento e os impactos ambientais provenientes da sua implementação. A necessidade do desenvolvimento dos SAE é emergente, sendo a otimização das propriedades referidas anteriormente, um ponto fulcral para possibilitar a transição energética para um sistema completamente renovável.

Com esta dissertação, foi possível compreender o estado atual dos SAE bem como as capacidades da utilização dos mesmos. As tecnologias de armazenamento mecânico e eletroquímicas apresentam, por norma, um desenvolvimento tecnológico mais maduro do que as restantes (à exceção do GES) e por essa razão custos mais reduzidos, o que torna a sua utilização bastante rentável para fazer este armazenamento sazonal. Em relação às tecnologias de armazenamento térmico e químico, é observado um grande potencial na sua rentabilidade juntamente com o GES, uma vez que são tecnologias ainda em fase de desenvolvimento. Apesar de ainda ser uma tecnologia relativamente recente e por essa razão possuir custos elevados e eficiências energéticas reduzidas associadas aos eletrolisadores, o armazenamento através de H₂ é identificado como um dos principais SAE do futuro, não só por permitir o armazenamento de grande quantidade de energia durante longos períodos de forma económica, como também por ser essencial à descarbonização e eletrificação de alguns setores, tais como o de transporte e indústria.

Foram também estudadas diversas metodologias económicas para avaliar economicamente os SAE e perceber a sua influência na integração das tecnologias em diferentes sistemas. A partir de inúmeras metodologias estudadas, foram selecionadas para análise apenas as mais relevantes, como é o caso dos custos diários médios que averiguam acerca dos custos dos SAE a curto prazo, os custos anuais de energia que contraste com a anterior, o LCOE que resulta na determinação do valor presente líquido do custo unitário da energia ao longo da vida útil das tecnologias e o LCOS, que sendo uma abordagem similar à anterior, diferencia-se por quantificar o custo descontado por unidade de eletricidade descarregada.

Para, efetivamente, fazer uma avaliação económica das tecnologias de armazenamento de energia para a transição energética do sistema elétrico português, foi necessário modelizar um sistema que representasse o SEN de forma a integrar os SAE em estudo. Assim sendo, foi adaptado um simulador base para representar o SEN para o ano de 2030 e 2050 parametrizado com o armazenamento característico de cada tecnologia [40]. Com esta integração, constatou-se que devido à possibilidade de contabilizar a energia elétrica descarregada por cada SAE, a metodologia económica mais indicada para as avaliar seria através do LCOS.

No que diz respeito ao cenário de 2030, com a integração de mais produção de potência de energia proveniente de fontes renováveis foi possível inferir que atendendo a todas as considerações, a tecnologia mais rentável para fazer o armazenamento sazonal para esse mesmo ano seria o BES (Li-Ion), com a energia quantificada em cerca de 2 425 €/MWh, não muito distante do PHS com um custo unitário de energia avaliado em aproximadamente 2 807 €/MWh. A tecnologia menos promissora para esse ano trata-se do armazenamento através de H₂ com valores na ordem dos 445 551 €/MWh, devido ao seu tempo de vida útil e energia descarregada relativamente reduzidos, que se alia aos seus altos custos associados de armazenamento. A rentabilidade destas tecnologias é dependente

da capacidade total de energia instalada e visto que a diferença entre o BES e PHS é reduzida, a tecnologia com menor LCOS poderá ser diferente conforme a sua dimensão.

Em relação ao ano de 2050, foi simulado um cenário completamente renovável, sem qualquer produção de energia térmica. Uma vez que para este horizonte temporal existe uma dificuldade acrescida na previsão das características associadas a cada tecnologia, apenas se simulou o desempenho esperado do SEN com as metas definidas para esse ano, possibilitando perceber o comportamento do armazenamento de energia atendendo às características projetadas. Por existir a necessidade de armazenar uma elevada quantidade de energia associada ao crescimento da energia derivada das fontes renováveis, verificou-se o aumento de número de ciclos de carga/descarga por hora dos SAE comparativamente com o ano de 2030. O corte renovável elevado é uma das características mais marcantes deste sistema, sendo necessária mais capacidade total de armazenamento de energia instalada para evitar este desperdício energético. Para este sistema, verificou-se que o armazenamento através de H₂ foi o SAE que para além de possuir o melhor aproveitamento de utilização, comprovado pelo fator de utilização mais elevado entre as tecnologias, quantificado por 4 881 horas anuais, foi também aquele que apresentou mais ciclos anuais, com 2 983 ciclos.

Com tudo considerado, os SAE são uma parte essencial para a descarbonização da economia e de forma que a transição energética se suceda, ainda existe um longo caminho a percorrer até que estes armazenamentos possam executar as suas funções de forma exímia. Ainda que nos encontremos numa boa trajetória para a integração da energia a partir de fontes renováveis traçada para o ano de 2030, estas tecnologias terão de ser alvo de várias otimizações para que possam acomodar capacidades de armazenamento de energia suficientemente elevadas para fazer a gestão de energia necessária a custos mais reduzidos para um sistema completamente renovável. É necessário dar a devida importância a esta área da Engenharia, uma vez que não se poderá esperar o aparecimento repentino de um SAE extremamente eficiente com custos associados reduzidos que satisfaça as necessidades esperadas sem qualquer contratempo, dado que estes progressos demoram anos a atingir. Todas as novas tecnologias que vão sendo progressivamente desenvolvidas e mesmo aquelas que são aprimoradas, representam progressos importantes que servirão de apoio para alcançar os SAE que suportarão a economia futura.

De forma semelhante a esta dissertação, seria interessante explorar no futuro o comportamento do SEN com a integração estratégica de vários armazenamentos em simultâneo de forma a minimizar o custo unitário da energia.

Referências Bibliográficas

Bibliografia

- [1] “Acordo de Paris,” em *XXI Conferência das Partes da Convenção-Quadro das Nações Unidas*, Paris, 2015.
- [2] “Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030),” em *Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020*, 2018.
- [3] “Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050,” em *Resolução do Conselho de Ministros n.º 107/2019*, 2019.
- [4] “Estratégia Nacional para o Hidrogénio,” em *Resolução do Conselho de Ministros nº 63/2020*, 2020.
- [5] B. Zakeri e S. Syri, “Electrical energy storage systems A comparative life cycle cost analysis,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 42, pp. 569-596, 2015.
- [6] IRENA, “Green hydrogen: A guide to policy making, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi,” 2020.
- [7] European Parliamentary Research Service, “EU hydrogen policy: Hydrogen as an energy carrier for a climate-neutral economy,” 2021.
- [8] X. Zhang, C. (. Qin, E. Loth, Y. Xu, X. Zhou e H. Chen, “Arbitrage analysis for different energy storage technologies and strategies,” *Energy Reports*, vol. 7, pp. 8198-8206, 2021.
- [9] O. J. Guerra, J. Zhang, J. Eichman, P. Denholm, J. Kurtz e B. M. Hodge, “The Value of Seasonal Energy Storage Technologies for the Integration of Wind and Solar Power,” *Energy&Environmental Science*, vol. 13, p. 1909–1922, 2020.
- [10] W. He, M. King, X. Luo, M. Dooner, D. Li e J. Wang, “Technologies and economics of electric energy storages in power systems:Review and perspective,” *Advances in Applied Energy*, vol. 4, p. 10060, 2021.
- [11] R. C. Viadero, M. Rehbein e A. Singh, “Hydropower on the Mississippi River,” em *Raising the Grade on the Upper Mississippi River - Hydro Potential on the Mississippi River*, Moline, IL, 2017.
- [12] P. Ferrão, J. M. Alves, C. S. Silva, M. C. Brito, R. Figueiredo, F. Montemor, J. Vasconcelos, A. Vallêra, G. C. da Graça, M. Panão, A. A. Más e J. M. Silva, “Armazenamento de Energia em Portugal,” 15 03 2022.
- [13] A. C. Ruoso, N. R. Caetano e L. A. O. Rocha, “Storage Gravitational Energy for Small Scale,” *Inventions*, vol. 4, p. 64, 31 10 2019.
- [14] H. Chen, X. Zhang, J. Liu e C. Tan, “Compressed Air Energy Storage,” *Energy Storage - Technologies and Applications*, 2013.
- [15] U. C. T. C. & Network, “ctc-n,” [Online]. Available: <https://www.ctc->

- n.org/technologies/compressed-air-energy-storage-caes. [Acedido em 16 06 2022].
- [16] M. Dooner e J. Wang, "Compressed Air Energy Storage Compressed-Air Energy Storage," *Intechopen - Future Energy*, 2020.
- [17] J. Wang, K. Lu, L. Ma, J. Wang, M. Dooner, S. Miao, J. Li e D. Wang, "Overview of compressed air energy storage and technology development," *Energies, MDPI AG*, Vols. %1 de %210, Issue 7, p. 991, 2017.
- [18] C. D. Botha e M. J. Kamper, "Capability study of dry gravity energy storage," *Journal of Energy Storage*, pp. 159-174, 2019.
- [19] B. I. Limited, "BOCA," [Online]. Available: <https://pcm-tes.com/solutions/>. [Acedido em 16 06 2022].
- [20] E. T. Serra, A. d. F. Orlando, A. Mossé e N. Martins, "Armazenamento de Energia: Situação atual, perspectivas e recomendações," *Comitê de Energia da Academia Nacional de Engenharia*, p. 46, 2016.
- [21] T. Yang, W. Liu, G. J. Kramer e Q. Sun, "Seasonal thermal energy storage: A techno-economic literature review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 139, p. 110732, 2021.
- [22] P. Fonte, R. Luís e R. Pereira, "Storage Energy Systems based on Regenerative batteries (Flow batteries)," *Grupo disciplinar de Máquinas Elétricas*, 2022.
- [23] R. Huggins, "Fundamentals, Materials and Applications," *Energy Storage*, pp. XXXVIII, 509, 2016.
- [24] ser_igor, "Let's Talk Science," 2019. [Online]. Available: <https://letstalkscience.ca/educational-resources/stem-in-context/how-does-a-lithium-ion-battery-work>. [Acedido em 17 03 2022].
- [25] A. A. Kebede, T. Kalogiannis, J. V. Mierlo e M. Bercibar, "A comprehensive review of stationary energy storage devices for large scale renewable energy sources grid integration," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 159, p. 112213, 2022.
- [26] B. University™. [Online]. Available: <https://batteryuniversity.com/article/bu-205-types-of-lithium-ion>. [Acedido em 02 2022].
- [27] J. Runyon, "SDG&E tests vanadium redox flow battery in zero-emission microgrid," 2022.
- [28] S. e. T. Aplicada, "A História das Baterias," [Online]. Available: <https://www.sta-eletronica.com.br/artigos/baterias-em-geral/informacoes-basicas/a-historia-das-baterias>. [Acedido em 16 06 2022].
- [29] K. Mongird, V. Viswanathan, P. Balducci, J. Alam, V. Fotedar, V. Koritarov e B. Hadjerioua, "Energy Storage Technology and Cost Characterization Report," Pacific Northwest National Laboratory, Estados Unidos da América, 2019.
- [30] G. Yang, Y. Chai, D. Wang, D. Wang, K. Yan e X. He, "Optimal Configuration of Microgrid with Gravity Energy Storage based on Improved Whale Algorithm," *IEEE International Conference on Electrical Engineering and Mechatronics Technology (ICEEMT)*, pp. 650-655, 2021.

- [31] T. R. Ayodele, T. C. Mosetlhe, A. Y. Ademola, M. Ntombela e K. Moloi, "Economic Comparison of PV/Wind Hybrid Energy" .2021 *IEEE PES/IAS PowerAfrica, PowerAfrica 2021*.
- [32] O. Pupo-Roncallo, D. Ingham e M. Pourkashanian, "Techno-economic benefits of grid-scale energy storage in future," *Energy Reports*, Vols. %1 de %26, Supplement 5, pp. 242-248, 2020.
- [33] A. Martinez e G. Iglesias, "Site selection of floating offshore wind through the levelised cost of energy: A case study in Ireland," *Energy Conversion and Management*, vol. 266, p. 115802, 2022.
- [34] N. B. Desai, M. E. Mondejar e F. Haglind, "Techno-economic analysis of two-tank and packed-bed rock thermal energy storages for foil-based concentrating solar collector driven cogeneration plants," *Renewable Energy*, vol. 186, pp. 814-830, 2022.
- [35] S. U.-D. Khan, I. Wazeer, Z. Almutairi e M. Alanazi, "Techno-economic analysis of solar photovoltaic powered electrical energy storage (EES) system," vol. 61, pp. 6739-6753, 2022.
- [36] O. Schmidt, S. Melchior, A. Hawkes e I. Staffell, "Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies," *Joule*, Vols. %1 de %23, Issue 1, pp. 81-100, 2019.
- [37] Z. Topalovic, R. Haas, A. Ajanovic e A. Hiesl, "Economics of electric energy storage. The case of Western Balkans," *Energy*, Vols. %1 de %2238, Part A, p. 121669, 2022.
- [38] C. Salvini, A. Giovannelli e D. Sabatello, "Techno-Economic Analysis of Diabatic CAES Systems with Above-Ground Artificial Storage," *4th International Conference on Smart and Sustainable Technologies (SpliTech)*, pp. 1-7, 2019.
- [39] O. Schmidt, "Levelized Cost of Storage; Gravity Storage," Imperial College London Consultants, Londres, 2018.
- [40] E. Carvalho, J. Sousa e J. Lagarto, "Assessing electric vehicle CO2 emissions in the Portuguese power," *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, vol. 26, nº 47-46, 2020.
- [41] "GAMS Development Corporation," [Online]. Available: https://www.gams.com/latest/docs/S_CPLEX.html. [Acedido em 05 08 2022].
- [42] "PORDATA," [Online]. Available: <https://www.pordata.pt>. [Acedido em 11 07 2022].
- [43] Painel Intergovernamental sobre mudanças climáticas, "Aquecimento Global de 1,5°C," em *48ª Sessão do IPCC*, Incheon, República da Coreia, 6 de outubro de 2018.
- [44] REN, "Produção Energias Renováveis," 14 02 2022. [Online]. Available: <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao>.
- [45] E. Vault, "Gravitational Energy Storage," 2022. [Online]. Available: <https://www.energyvault.com/>.
- [46] C. Yuge, "CanalTech," 10 03 2020. [Online]. Available: <https://canaltech.com.br/inovacao/startups-usam-forca-da-gravidade-para-armazenar-energia-eolica-e-solar-161489/>. [Acedido em 16 06 2022].

- [47] B. B. & N. Magazine, "Breakthrough Batteries to Power the Future," *Spring 2022 Issue*, 2022.
- [48] A. Colthorpe, "Japan/California-funded flow battery used in tests 'to help achieve zero-emissions microgrids'," *Energy Storage News*, 2021.
- [49] A. Bito, "Overview of the sodium-sulfur battery for the IEEE Stationary Battery Committee," *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, vol. 2, pp. 1232-1235, 2005.
- [50] D. Braga, "Integration of Energy Storage Systems into the Power System for Energy Transition towards 100% Renewable Energy Sources," *10th International Conference on ENERGY and ENVIRONMENT (CIEM)*, pp. 1-5, 2021.
- [51] J. D. Hunt, B. Zakeri, A. Nascimento e R. Brandão, "3 - Pumped hydro storage (PHS)," *Storing Energy*, pp. 37-65, 2022.
- [52] H. Ibrahim e A. Ilinca, "Techno-Economic Analysis of Different Energy Storage Technologies," *Energy Storage - Technologies and Applications*, 2013.
- [53] T. Morstyna e C. D. Bothab, "Gravitational Energy Storage with Weights," *Reference Module in Earth Systems and Environmental Sciences*, 2021.

Anexos

Anexos

A. Gráficos de armazenamento mensais das albufeiras com bombagem do cenário sem armazenamento

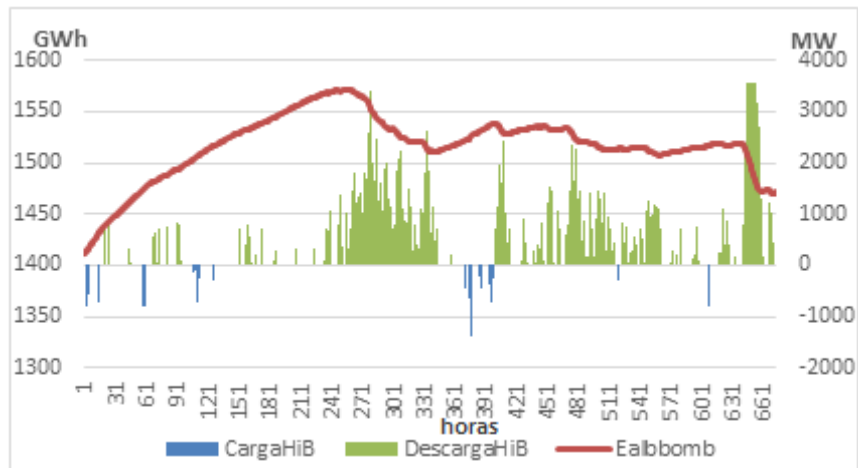


Figura A.1 - Gráfico do armazenamento da hídrica de albufeira com bombagem de fevereiro

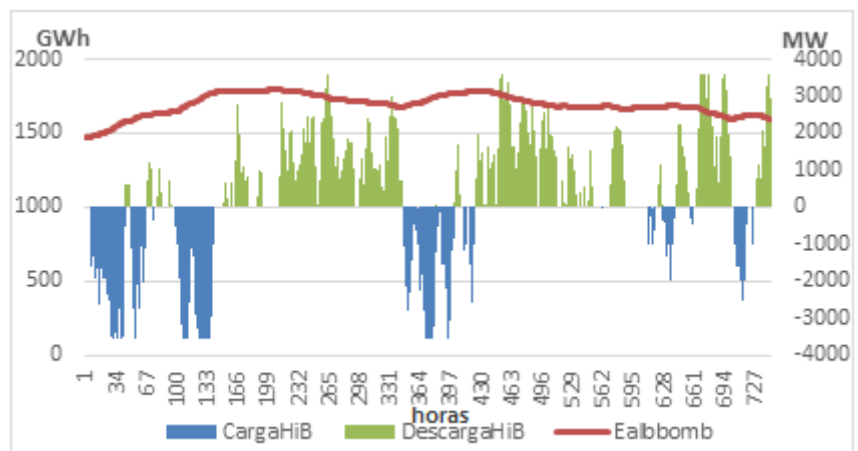


Figura A.2 - Gráfico do armazenamento da hídrica de albufeira com bombagem de março

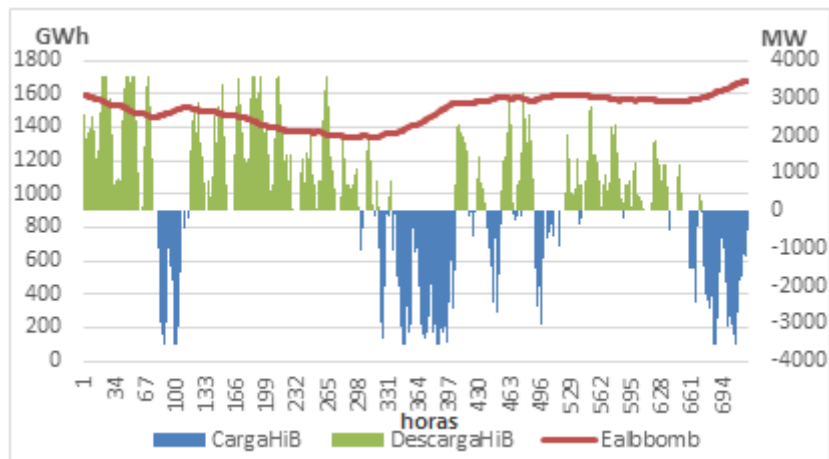


Figura A.3 - Gráfico do armazenamento da hídrica de albufeira com bombagem de abril

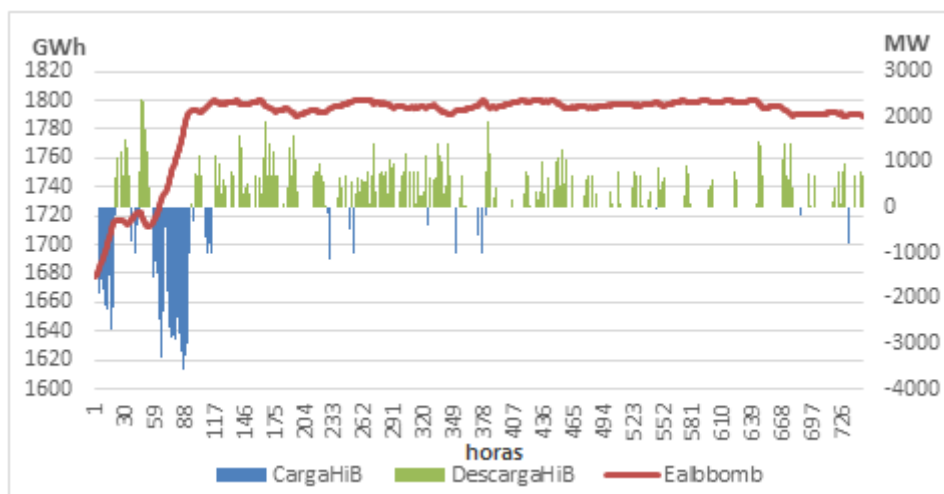


Figura A.4 - Gráfico do armazenamento da hídrica de albufeira com bombagem de maio

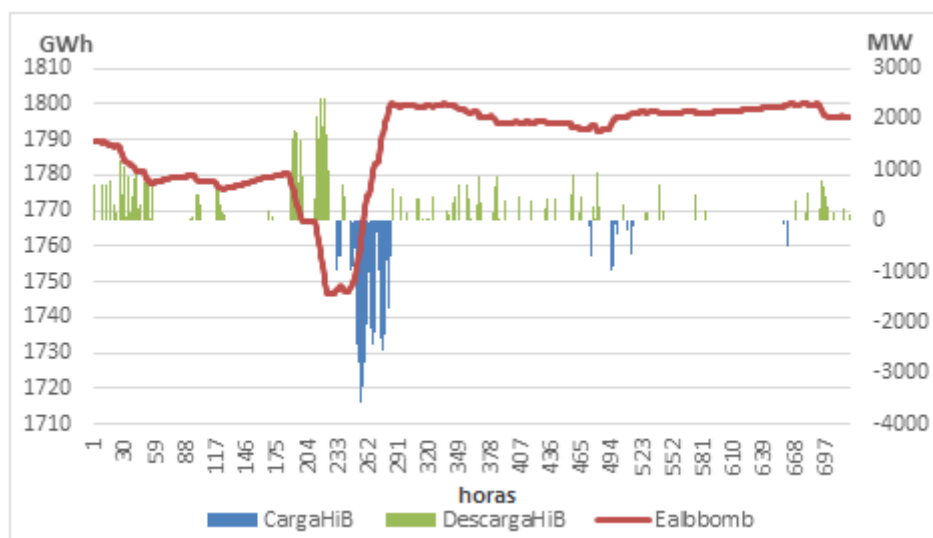


Figura A.5 - Gráfico do armazenamento da hídrica de albufeira com bombagem de junho

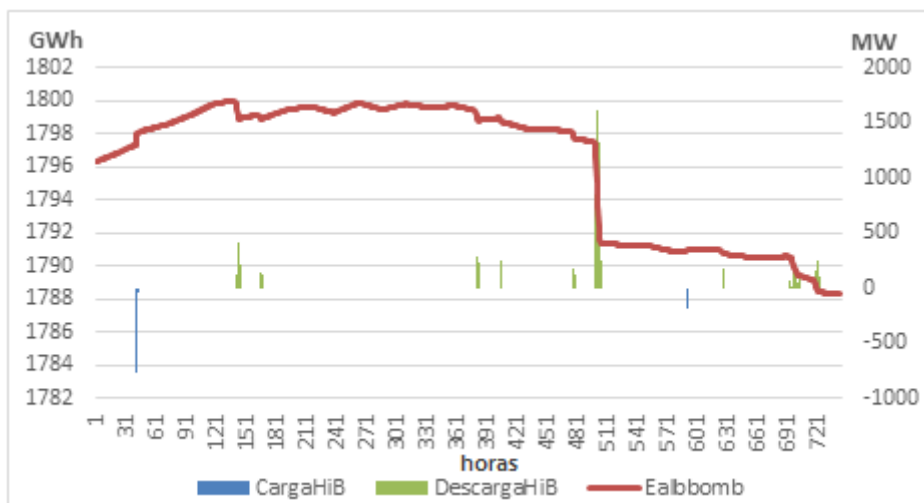


Figura A.6 - Gráfico do armazenamento da hídrica de albufeira com bombagem de julho

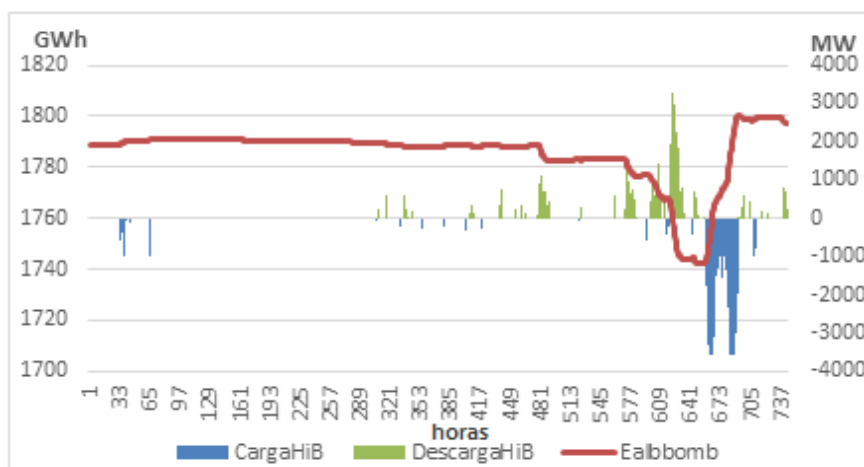


Figura A.7 - Gráfico do armazenamento da hídrica de albufeira com bombagem de agosto

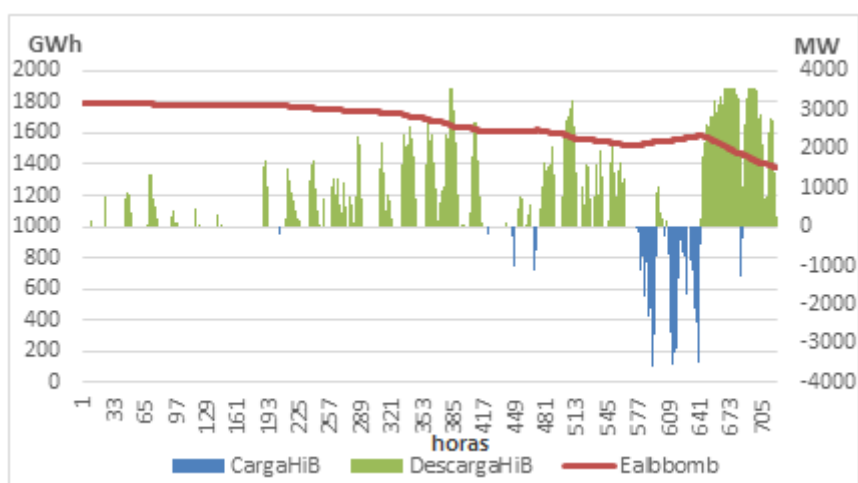


Figura A.8 - Gráfico do armazenamento da hídrica de albufeira com bombagem de setembro

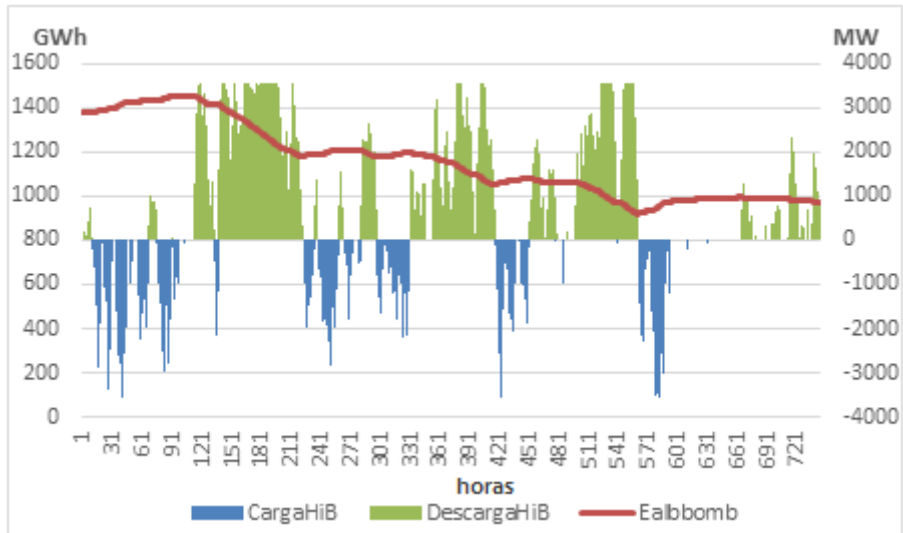


Figura A.9 - Gráfico do armazenamento da hídrica de albufeira com bombagem de outubro

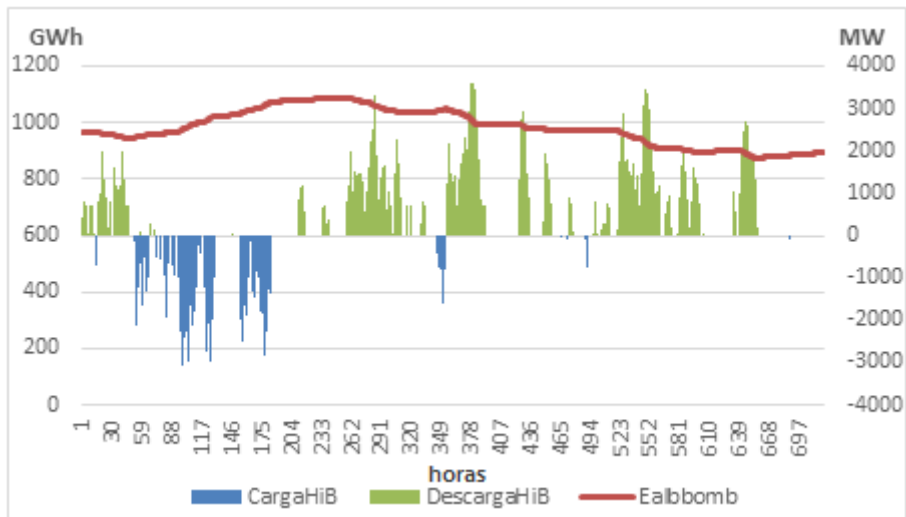


Figura A.10 - Gráfico do armazenamento da hídrica de albufeira com bombagem de novembro

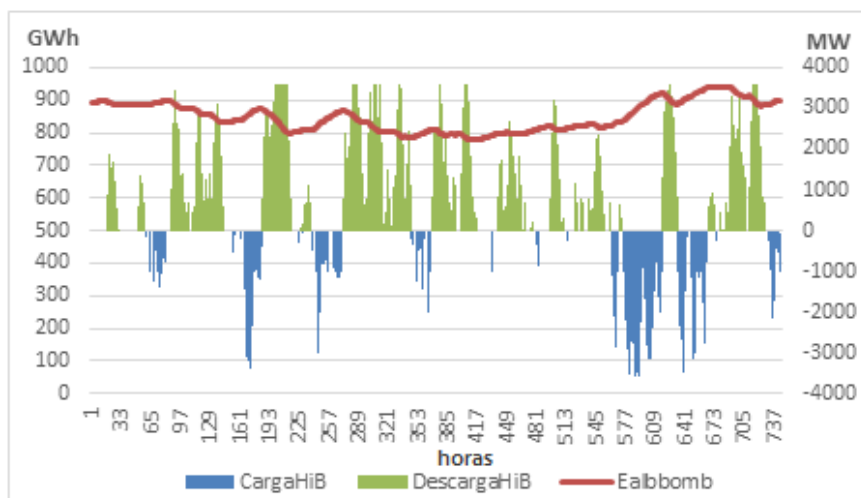


Figura A.11 - Gráfico do armazenamento da hídrica de albufeira com bombagem de dezembro

B. Gráficos mensais de produção do cenário de BES

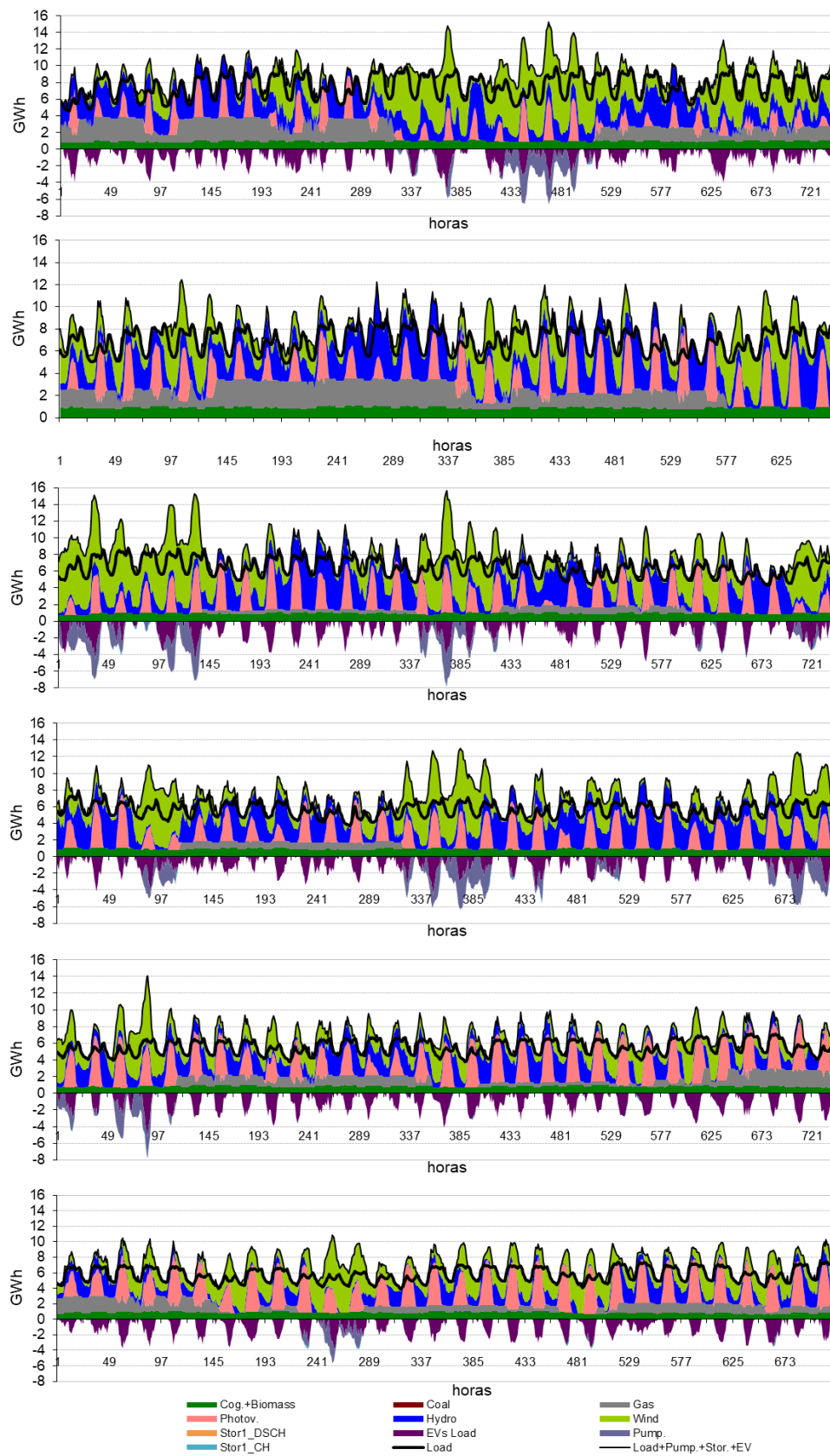


Figura B.1 - Gráfico de produções de janeiro a junho referente ao cenário de BES

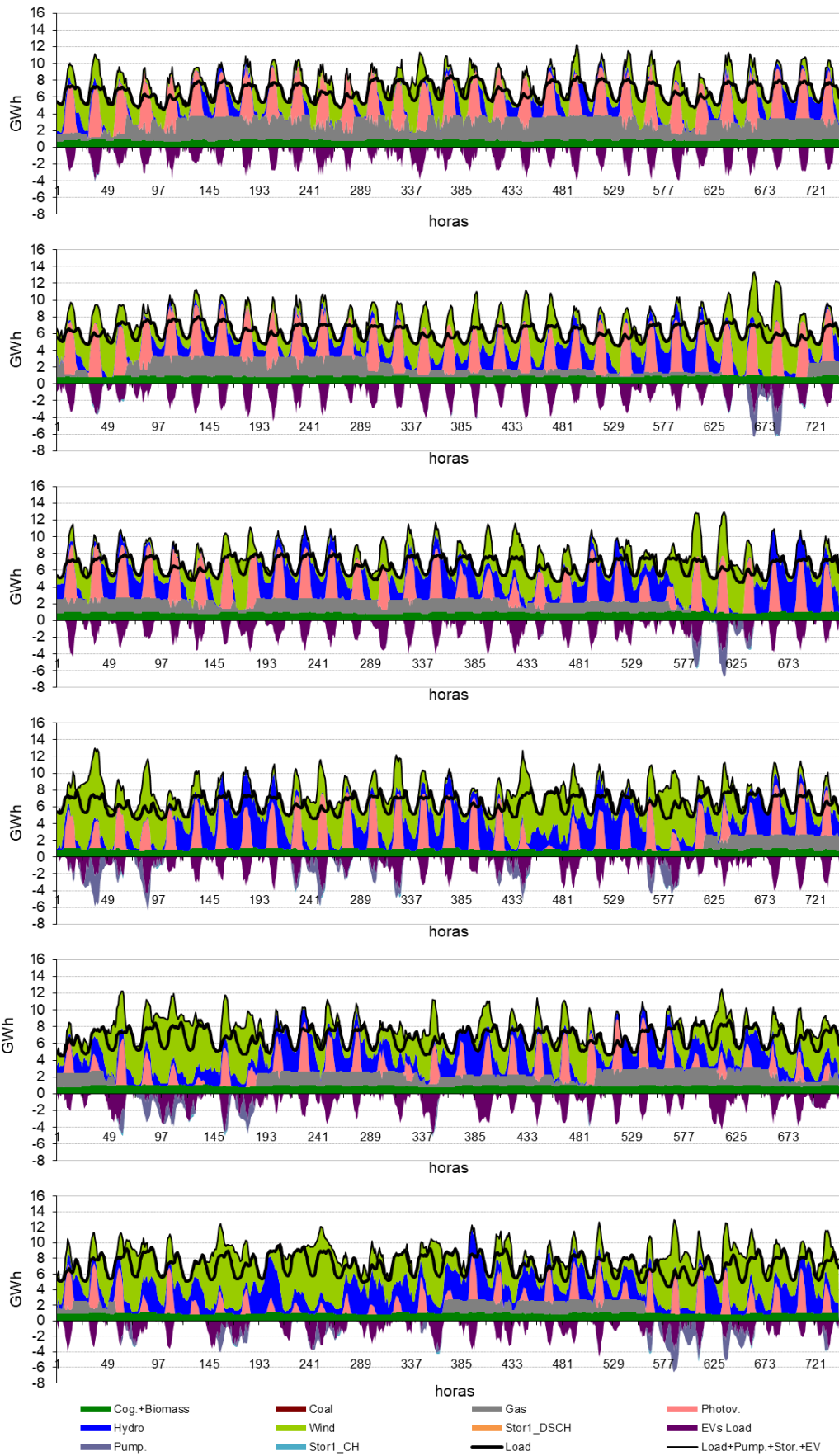


Figura B.2 - Gráfico de produções de julho a dezembro referente ao cenário de BES

C. Gráficos mensais de produção do cenário de GES

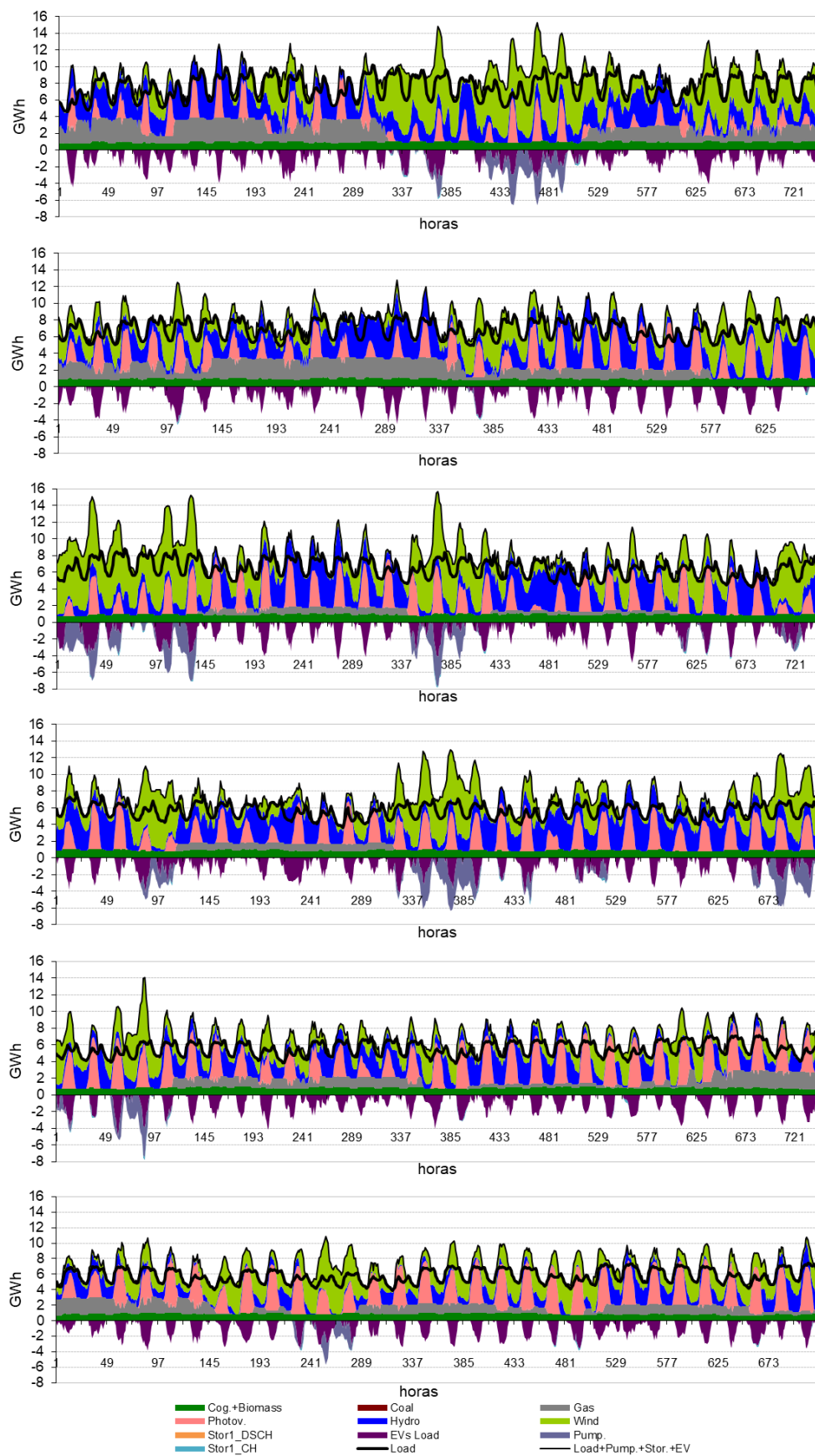


Figura C.1 - Gráfico de produções de janeiro a junho referente ao cenário de GES

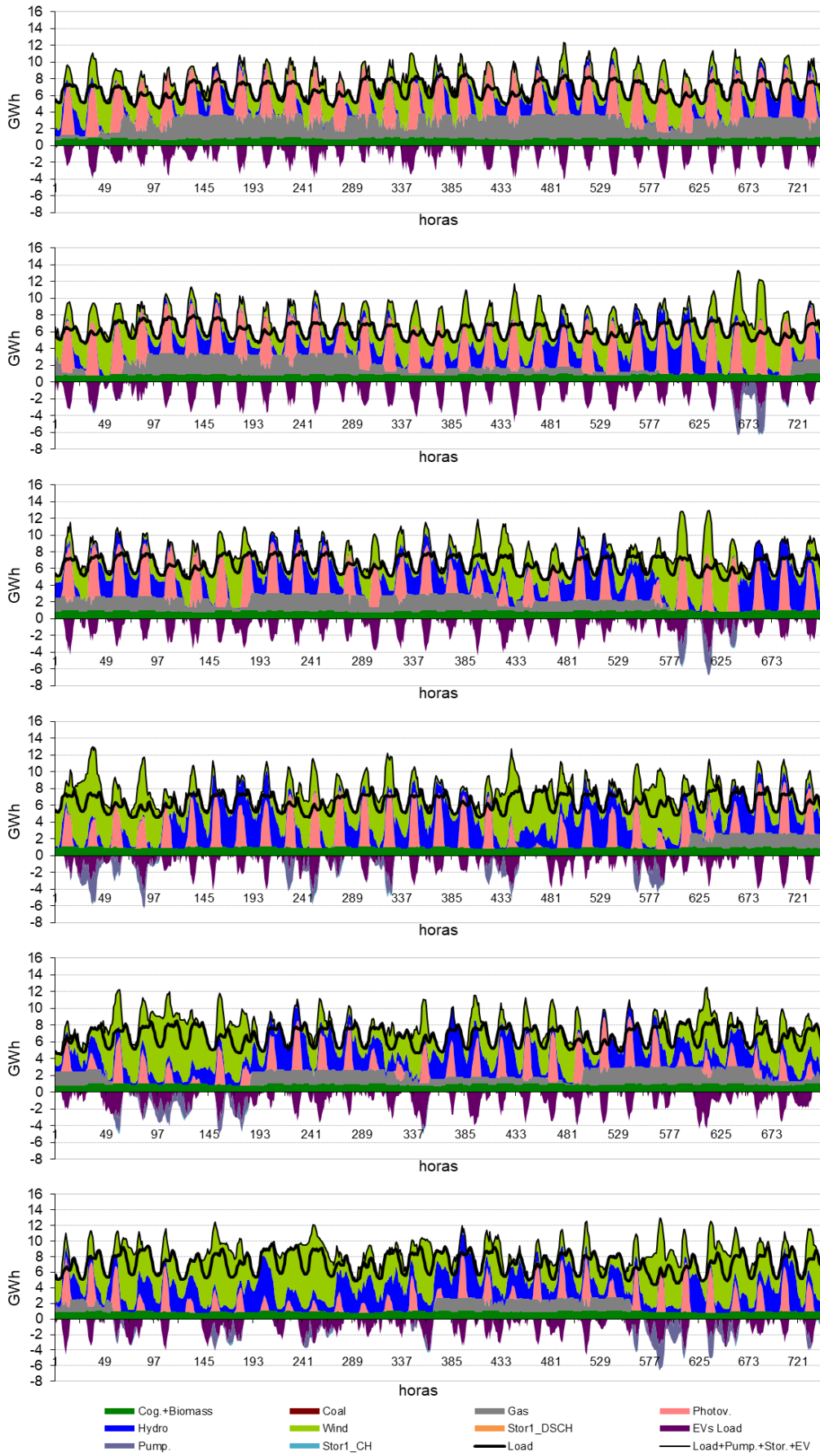


Figura C.2 - Gráfico de produções de julho a dezembro referente ao cenário de GES

D. Gráficos mensais de produção do cenário de PHS

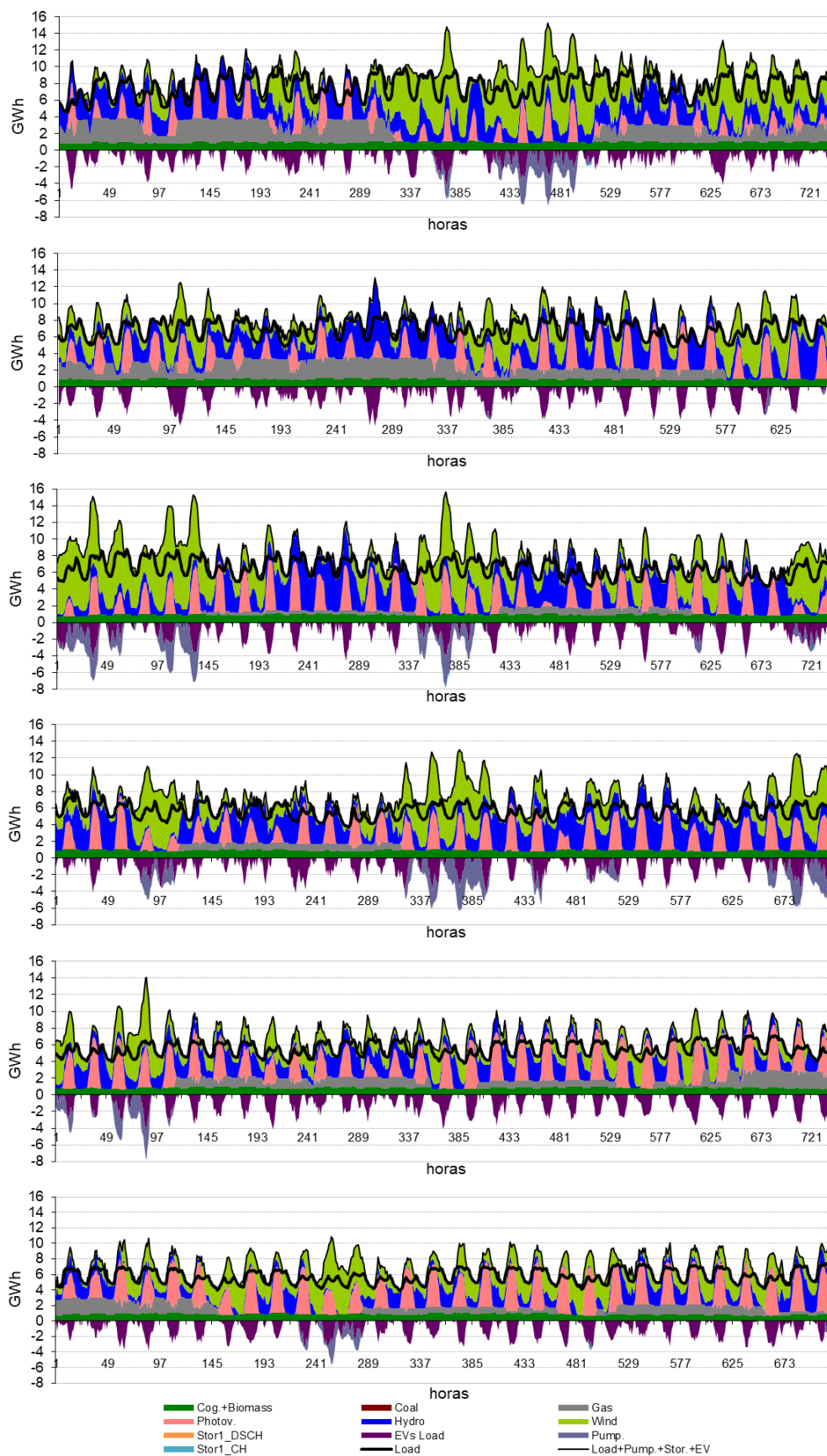


Figura D.1 - Gráfico de produções de janeiro a junho referente ao cenário de PHS

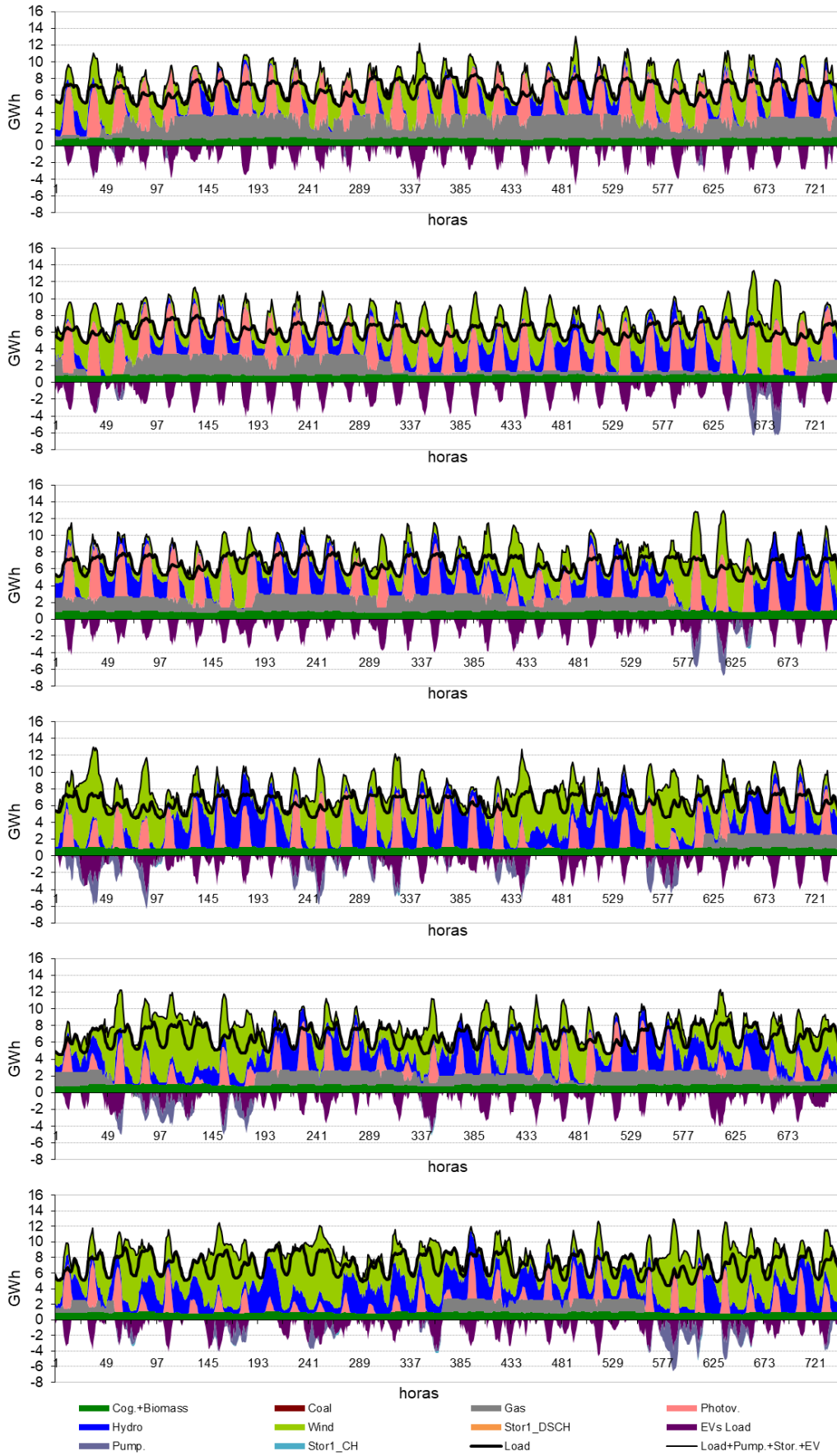


Figura D.2 - Gráfico de produções de julho a dezembro referente ao cenário de PHS

E. Gráficos mensais de produção do cenário de TES

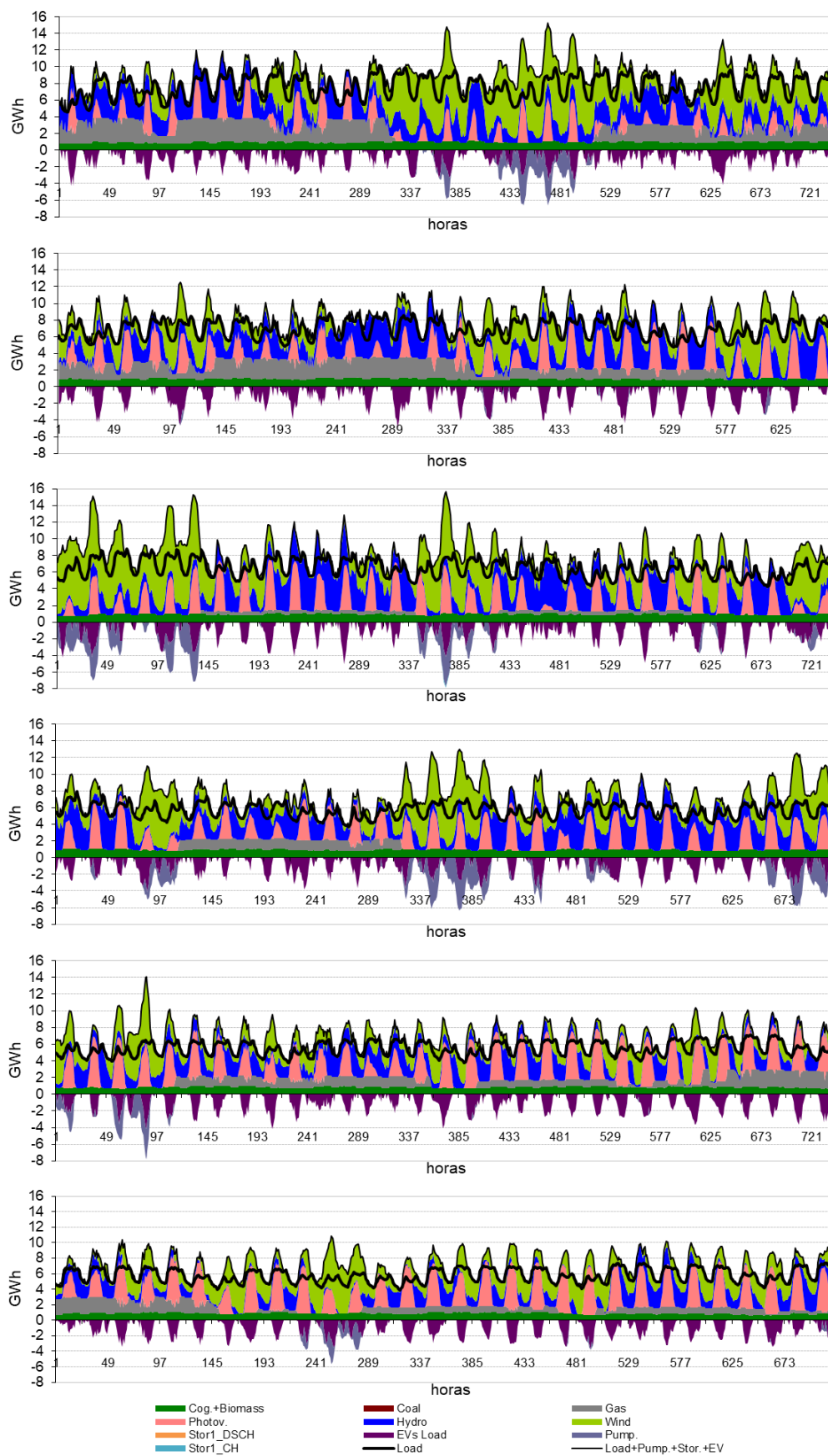


Figura E.1 - Gráfico de produções de janeiro a junho referente ao cenário de TES

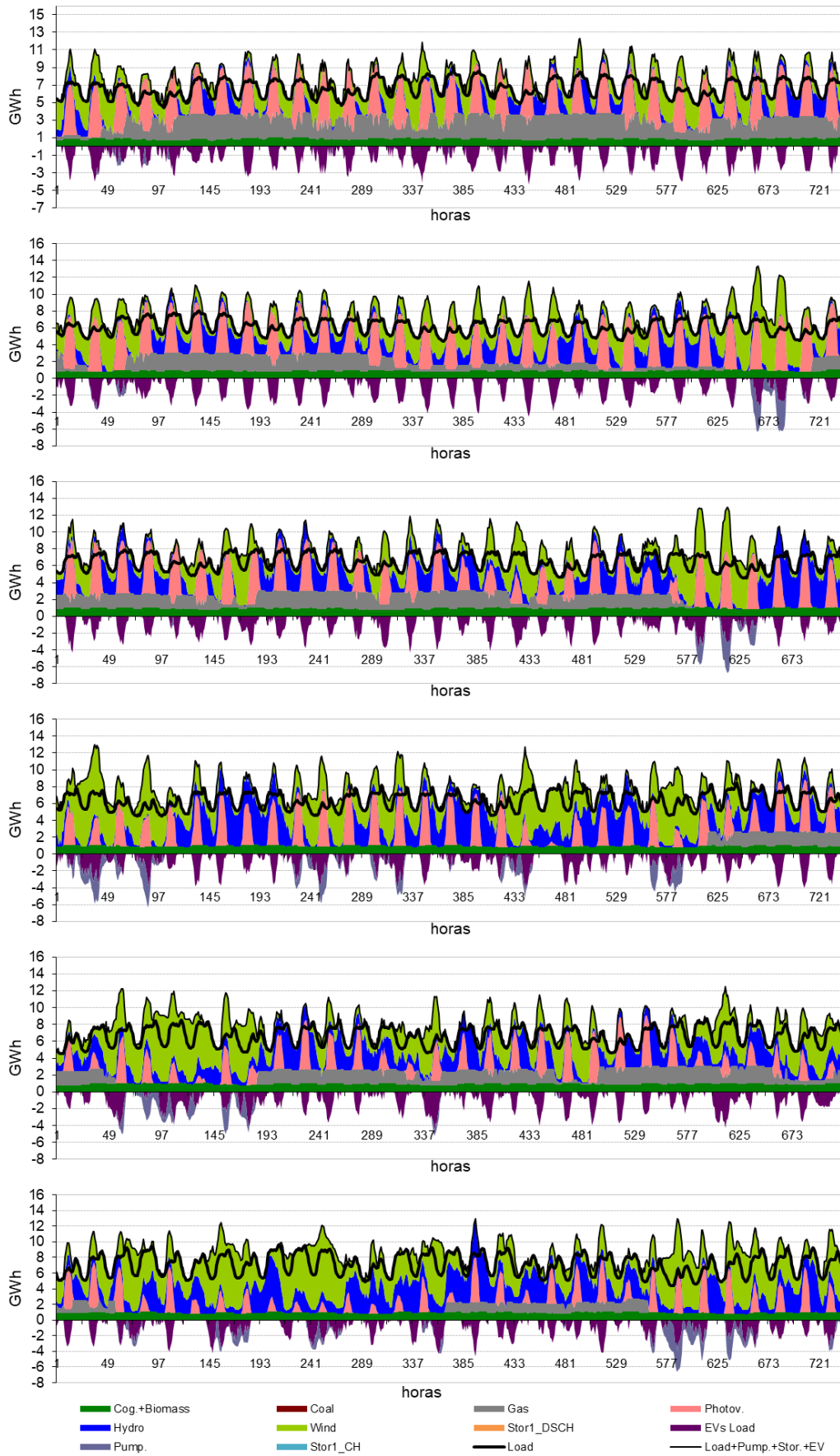


Figura E.2 - Gráfico de produções de julho a dezembro referente ao cenário de TES

F. Gráficos mensais de produção do cenário de CAES

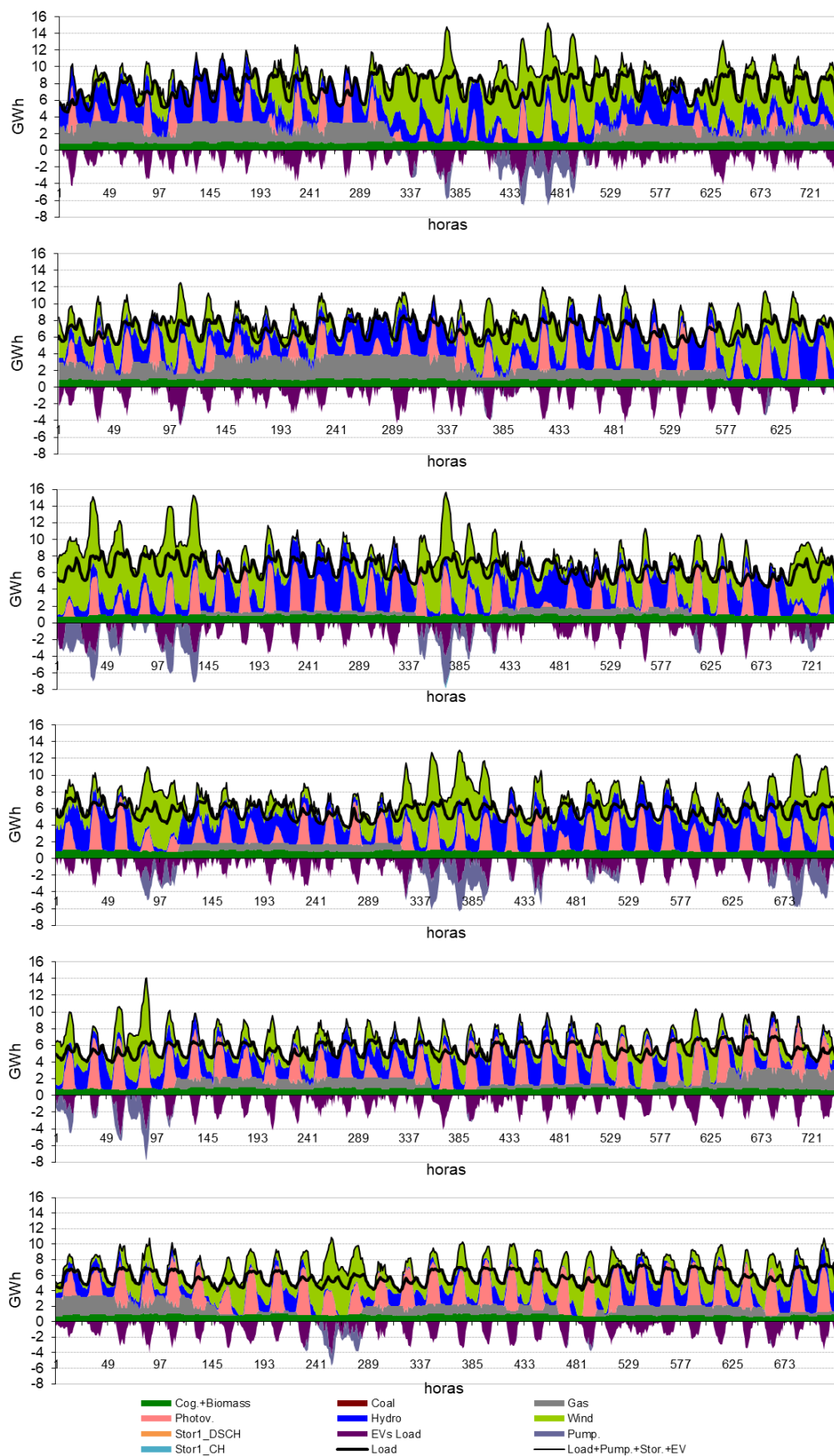


Figura F.1 - Gráfico de produções de janeiro a junho referente ao cenário de CAES

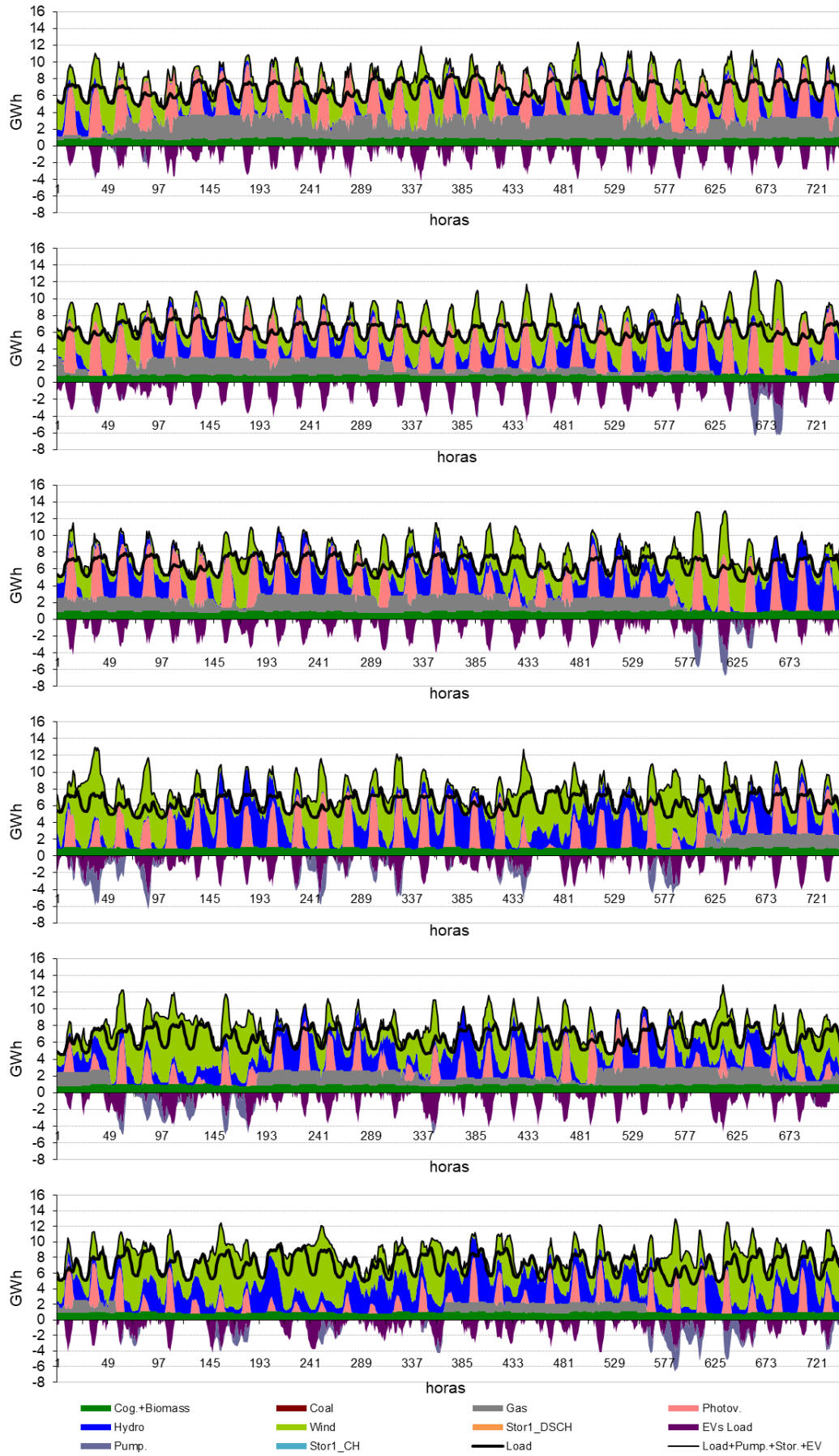


Figura F.2 - Gráfico de produções de julho a dezembro referente ao cenário de CAES

G. Gráficos mensais de produção do cenário de armazenamento através de H₂

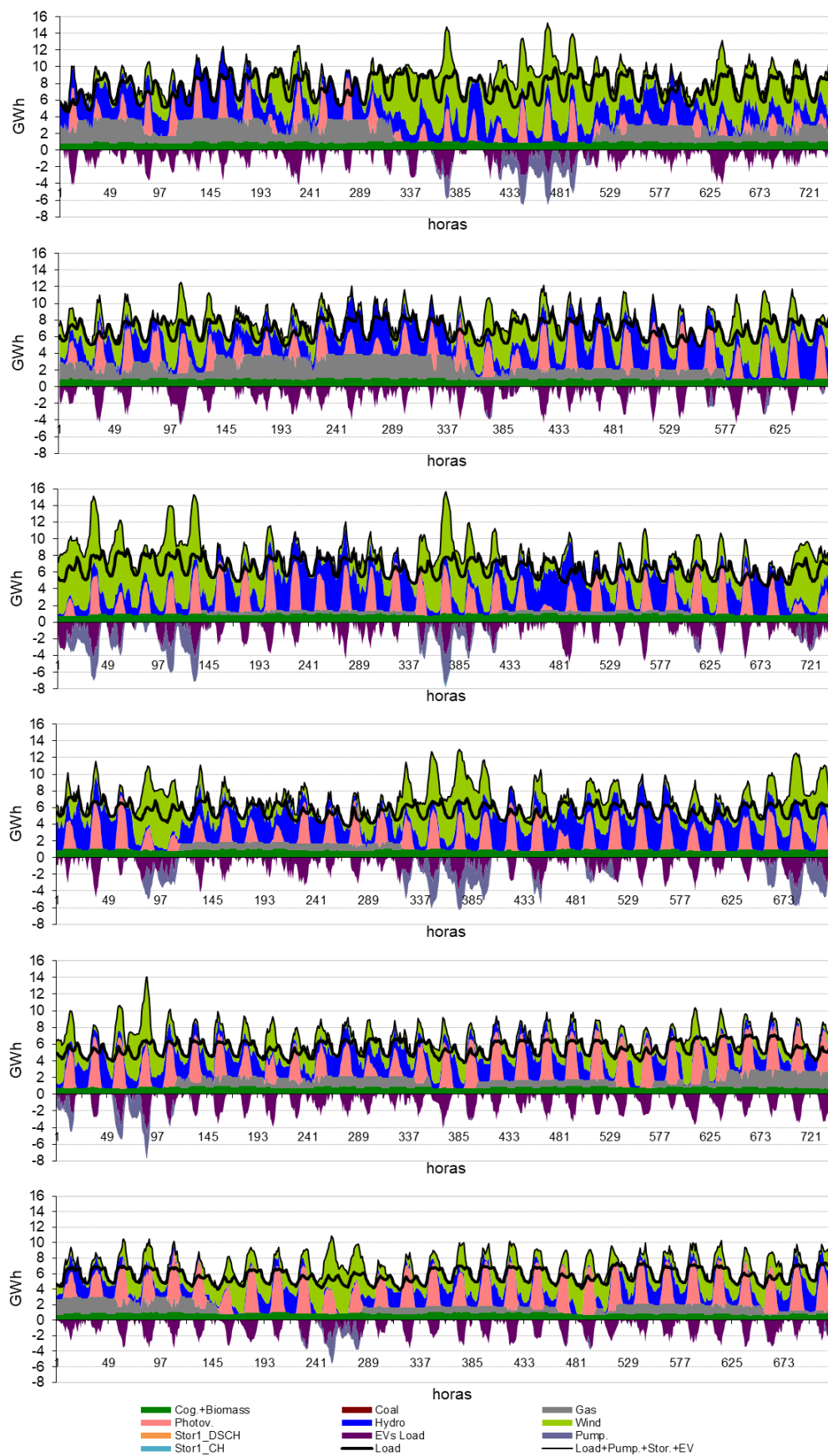


Figura G.1 - Gráfico de produções de janeiro a junho referente ao cenário de armazenamento através de H₂

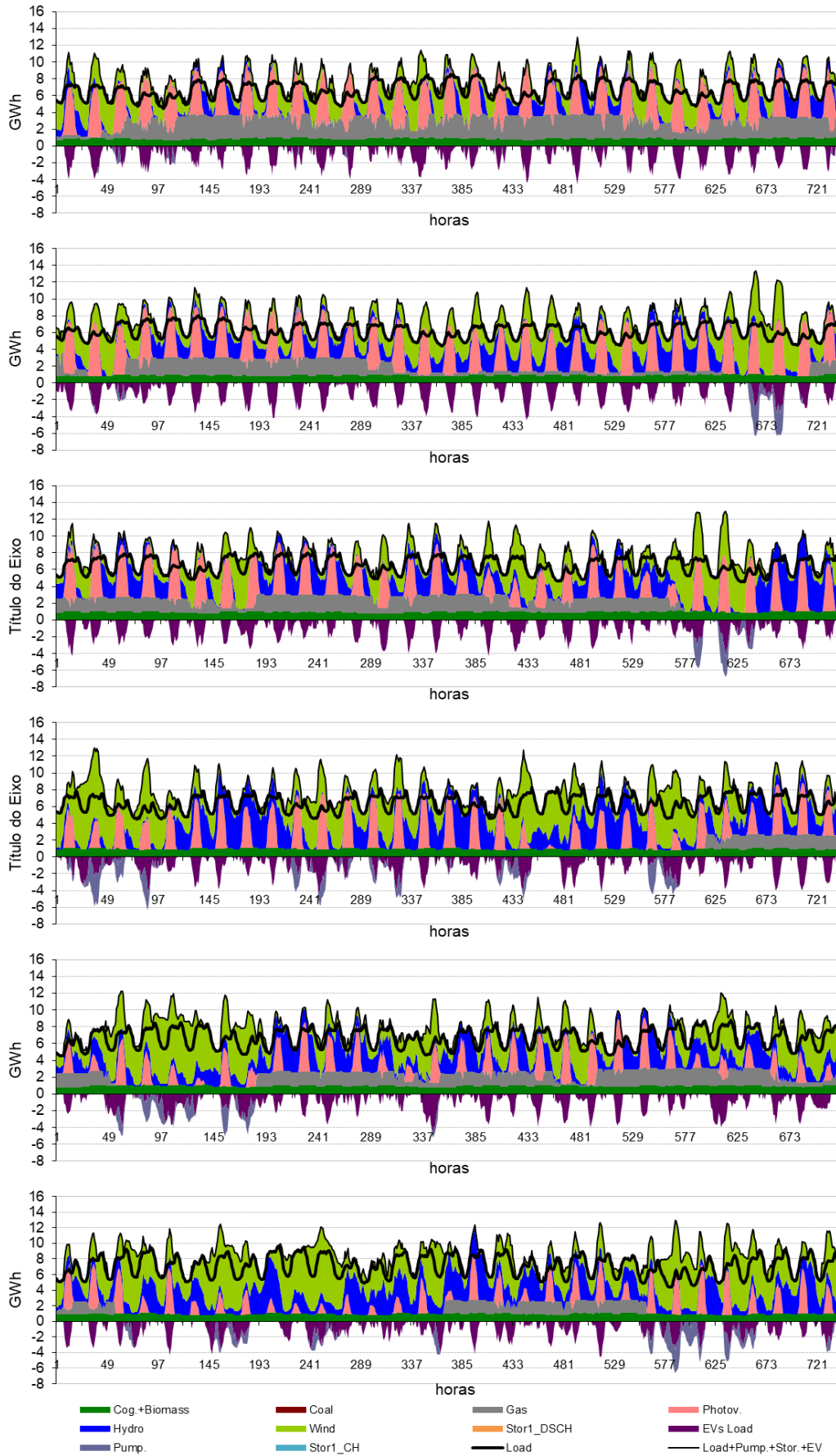


Figura G.2 - Gráfico de produções de julho a dezembro referente ao cenário de armazenamento através de H2